

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 517

RESSOURCES EN GAZ DU GROUPE DE MANNVILLE DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA

W.J. Warters, D.J. Cant, H.P. Tzeng et P.J. Lee



1997



COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
BULLETIN 517

**RESSOURCES EN GAZ DU GROUPE DE
MANNVILLE DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE
DE L'OUEST DU CANADA**

W.J. Warters, D.J. Cant, H.P. Tzeng et P.J. Lee

1997

Sa Majesté la Reine du chef du Canada, 1997
N° de catalogue M42-517F
ISBN 0-660-95566-0

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

601, rue Booth
Ottawa (Ontario) Canada 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 à changement sans préavis

Illustration de la page couverture

Grès et shales non marins de la Formation de Gething, barrage W.A.C. Bennett, partie nord-est de la Colombie-Britannique (photographie : Doug Cant).

Lecture critique

Tony Hamblin
Ken Drummond
Paul Price

Adresses des auteurs

W.J. Warters, D.J. Cant and H.P. Tzeng
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 : 1995-11

Approbation de la version final pour publication : 1997-04

PRÉFACE

Le personnel du ministère des Ressources naturelles du Canada produit régulièrement des évaluations des ressources en pétrole et en gaz des principaux bassins sédimentaires du Canada; celles-ci donnent la possibilité d'en arriver à des estimations objectives des ressources en pétrole et en gaz du Canada, sont à l'origine de données qui permettent de prévoir l'offre future et sont fondamentales en matière de gestion efficace des ressources.

Le gaz naturel joue un rôle grandissant dans l'industrie pétrolière. Ce fait s'est avéré au cours des toutes dernières années, comme en témoigne la construction de nouvelles installations de collecte et d'infrastructures de transport. La création de nouveaux marchés pour le gaz naturel de l'Ouest canadien, tant au pays qu'à l'étranger, se traduit par une demande croissante pour ce combustible, devenu le choix par excellence dans le cas de nombreuses applications. Ainsi, l'évaluation systématique de la quantité de gaz naturel non découvert, tout comme l'analyse des conditions économiques permettant l'extraction et la vente de ce combustible, sont deux aspects qui continuent d'être prioritaires pour Ressources naturelles Canada.

Le présent document contient une description de la géologie des zones gazéifères du Groupe de Mannville et une estimation de son potentiel en gaz naturel (ressources non découvertes). L'analyse géologique et l'évaluation des ressources ont été réalisées par le personnel du bureau de la Commission géologique du Canada (CGC) à Calgary. L'estimation du potentiel, exprimée en termes probabilistes, a été préparée en utilisant les techniques statistiques mises au point à ce bureau.

Ce document, un bulletin de la CGC, fait partie d'une série de publications sur les ressources en gaz naturel de l'Ouest canadien qui, une fois complétée, constituera une synthèse régionale de la géologie pétrolière de ce coin de pays et aidera à y déterminer les possibilités d'investissement en matière d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures. Ces publications contribuent également à l'avancement des connaissances en géologie pétrolière, en faisant état des progrès accomplis dans les méthodes d'estimation des ressources et d'évaluation économique.

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 for Natural Resources Canada.

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

This report is part of 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/ABSTRACT
1	SOMMAIRE
2	SUMMARY
3	INTRODUCTION
3	Objectifs
4	Terminologie
5	Méthode et contenu
5	MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES
6	Définition d'une zone gazéifère
6	Compilation des données sur une zone gazéifère
6	Modèles de processus de découverte
9	Distribution du volume des gisements sur une base individuelle
9	Estimation du potentiel d'une zone gazéifère
11	Estimation des ressources dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles
12	CONTEXTE GÉOLOGIQUE
12	Cadre sédimentaire et éléments tectoniques
15	Stratigraphie du Groupe de Mannville
19	Définition des zones gazéifères
20	ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES
20	Secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique
20	Zone gazéifère de Spirit River
20	Définition de la zone gazéifère
20	Géologie
20	Historique de l'exploration
20	Potentiel de la zone gazéifère
24	Zone gazéifère de Bluesky
24	Définition de la zone gazéifère
24	Géologie
24	Historique de l'exploration
24	Potentiel de la zone gazéifère
30	Zone gazéifère de Gething/Dunlevy
30	Définition de la zone gazéifère
30	Géologie
30	Historique de l'exploration
30	Potentiel de la zone gazéifère
35	Zone gazéifère de Cadomin
35	Définition de la zone gazéifère
35	Géologie
35	Historique de l'exploration
35	Potentiel de la zone gazéifère
39	Secteur d'exploration d'Athabasca
39	Zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater
39	Définition de la zone gazéifère
39	Géologie
40	Historique de l'exploration
40	Potentiel de la zone gazéifère
44	Zone gazéifère de Wabiskaw
44	Définition de la zone gazéifère
44	Géologie
44	Historique de l'exploration

44	Potentiel de la zone gazéifère
48	Zone gazéifère de McMurray
48	Définition de la zone gazéifère
48	Géologie
48	Historique de l'exploration
48	Potentiel de la zone gazéifère
52	Secteur d'exploration de Lloydminster
52	Zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster
52	Définition de la zone gazéifère
52	Géologie
52	Historique de l'exploration
52	Potentiel de la zone gazéifère
56	Zone gazéifère de Cummings
56	Définition de la zone gazéifère
56	Géologie
56	Historique de l'exploration
56	Potentiel de la zone gazéifère
60	Zone gazéifère de Dina
60	Définition de la zone gazéifère
60	Géologie
60	Historique de l'exploration
60	Potentiel de la zone gazéifère
64	Secteur d'exploration du centre de l'Alberta
64	Zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur
64	Définition de la zone gazéifère
64	Géologie
64	Historique de l'exploration
64	Potentiel de la zone gazéifère
68	Zone gazéifère du Membre à ostracodes
68	Définition de la zone gazéifère
68	Géologie
68	Historique de l'exploration
68	Potentiel de la zone gazéifère
72	Zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (Mannville inférieur)
72	Définition de la zone gazéifère
72	Géologie
72	Historique de l'exploration
72	Potentiel de la zone gazéifère
76	Secteur d'exploration du sud de l'Alberta
76	Zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite
76	Définition de la zone gazéifère
76	Géologie
77	Historique de l'exploration
77	Potentiel de la zone gazéifère
82	Zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur
82	Définition de la zone gazéifère
82	Géologie
84	Historique de l'exploration
84	Potentiel de la zone gazéifère
91	Secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan
91	Zone gazéifère de la Formation détritique
91	Définition de la zone gazéifère
91	Géologie
91	Historique de l'exploration
91	Potentiel de la zone gazéifère
95	Secteur d'exploration de la Saskatchewan
95	Zone gazéifère de Cantuar

95 DISCUSSION ET CONCLUSIONS
100 Remerciements

100 RÉFÉRENCES

Figures

- 3 1. Répartition des ressources en gaz découvertes dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 4 2. Répartition régionale des zones gazéifères du Groupe de Mannville dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 7 3. Carte de la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 8 4. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 9 5. Relation entre la valeur de vraisemblance et l'estimation du nombre total de gisements (N)
- 9 6. Distribution des gisements selon leur volume : zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 10 7. a) Diagramme du volume des gisements selon leur rang b) Diagramme du volume des gisements selon leur rang, ajusté sur le volume des gisements découverts dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 11 8. Distribution du potentiel dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 11 9. Séquence de découverte des zones gazéifères du Groupe de Mannville
- 11 10. Distribution du potentiel ajustée sur la somme totale des ressources dans toutes les zones gazéifères
- 12 11. Unités lithostratigraphiques du Groupe de Mannville (délimité par des discordances)
- 13 12. Répartition régionale des unités lithologiques dans le Groupe de Mannville
- 14 13. Carte des isopaques de la portion transgressive du Groupe de Mannville, dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
- 15 14. Liens stratigraphiques entre les diverses composantes du Groupe de Mannville, figurés sur une coupe allant de la région de Lloydminster à celle d'Athabasca
- 15 15. Liens stratigraphiques entre les diverses composantes du Groupe de Mannville, figurés sur une coupe allant du centre de l'Alberta au nord-est de la Colombie-Britannique
- 16 16. Gammagraphie montrant les relations stratigraphiques entre les formations de Bluesky et de Glauconite, centre ouest de l'Alberta
- 17 17. Comparaison d'unités lithologiques de la partie inférieure du Groupe de Mannville
- 18 18. Gammagraphie montrant les liens stratigraphiques dans l'intervalle des formations de Cadomin et de Gething, partie nord-ouest de l'Alberta
- 21 19. Carte de la zone gazéifère de Spirit River (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 21 20. Coupe schématique des cycles A et B de Fahler
- 22 21. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Spirit River (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 23 22. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Spirit River (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 25 23. Carte de la zone gazéifère de Bluesky (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 26 24. Répartition et épaisseur de la Formation de Bluesky du champ de Boyer
- 26 25. Coupe stratigraphique traversant les gisements de gaz de Bluesky A et B du champ de Boyer
- 27 26. Répartition et épaisseur des grès de chenaux estuariens de la Formation de Bluesky (champ de Pine Creek)

- 27 27. Coupe stratigraphique traversant le gisement de gaz de Bluesky A du champ de Pine Creek
- 28 28. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Bluesky (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 29 29. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Bluesky (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 31 30. Carte de la zone gazéifère de Gething/Dunlevy (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 32 31. Coupe stratigraphique des formations de Gething et de Dunlevy, dans le nord-est de la Colombie-Britannique
- 33 32. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Gething/Dunlevy (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 34 33. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Gething/Dunlevy (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 36 34. Carte de la zone gazéifère de Cadomin (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 37 35. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Cadomin (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 38 36. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Cadomin (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique)
- 39 37. Carte de la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 41 38. Représentation, à l'échelle régionale, des grès de Clearwater ainsi que des gisements de gaz et de pétrole lourd associés, secteur d'exploration d'Athabasca
- 41 39. Coupe structurale A-A' traversant le champ de Leismer
- 42 40. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 43 41. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 45 42. Carte de la zone gazéifère de Wabiskaw (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 46 43. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Wabiskaw (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 47 44. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Wabiskaw (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 49 45. Carte de la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 50 46. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 51 47. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca)
- 53 48. Carte de la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 54 49. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 55 50. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 57 51. Carte de la zone gazéifère de Cummings (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 58 52. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Cummings (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 59 53. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Cummings (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 61 54. Carte de la zone gazéifère de Dina (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 62 55. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Dina (secteur d'exploration de Lloydminster)

- 63 56. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Dina (secteur d'exploration de Lloydminster)
- 65 57. Carte de la zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 66 58. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 67 59. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 69 60. Carte de la zone gazéifère du Membre à ostracodes (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 70 61. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 71 62. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 73 63. Carte de la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 74 64. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 75 65. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (secteur d'exploration du centre de l'Alberta)
- 76 66. Carte de la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite (secteur d'exploration du sud de l'Alberta)
- 77 67. Exemple d'un piège d'hydrocarbures dans une vallée encaissée, Formation de Glauconite, secteur d'exploration du sud de l'Alberta : gisement de Mannville supérieur B du champ de Badger
- 78 68. Coupes stratigraphique et structurale traversant le gisement de Mannville supérieur B du champ de Badger
- 79 69. Exemple d'un piège d'hydrocarbures dans un dépôt entre des vallées, Formation de Glauconite, secteur d'exploration du sud de l'Alberta : gisement de Mannville V du champ de Retlaw
- 79 70. Coupe structurale traversant le gisement de Mannville V du champ de Retlaw
- 80 71. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite (secteur d'exploration du sud de l'Alberta)
- 81 72. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite (secteur d'exploration du sud de l'Alberta)
- 82 73. Carte de la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur (secteur d'exploration du sud de l'Alberta)
- 83 74. Carte des isopaques de la Formation de Swift dans le secteur d'exploration du sud de l'Alberta, sur laquelle ressortent les vallées Cutbank et Whitlash
- 84 75. Carte des isopaques de la Formation de Cutbank, secteur d'exploration du sud de l'Alberta
- 85 76. Gisement de Mannville du champ de Horsefly Lake, carte des zones productives nettes
- 86 77. Coupe structurale traversant le gisement de Mannville du champ de Horsefly Lake
- 86 78. Grès de Sunburst dans la région du champ d'Alderson East
- 87 79. Coupe stratigraphique illustrant les relations entre la Formation de Sunburst et la Formation détritique dans la région du champ d'Alderson East
- 87 80. Carte des isopaques de la Formation de Sunburst dans la région du champ de Twining
- 88 81. Coupe stratigraphique du gisement de Mannville inférieur B du champ de Twining
- 89 82. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur (secteur d'exploration du sud de l'Alberta)
- 90 83. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur (secteur d'exploration du sud de l'Alberta)
- 92 84. Carte de la zone gazéifère de la Formation détritique (secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan)

- 93 85. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de la Formation détritique (secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan)
- 94 86. Diagramme des volumes des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la Formation détritique (Alberta et Saskatchewan)
- 97 87. Ressources en gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada : potentiel prévu
- 97 88. Ressources en gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada : potentiel probable

Tableaux

- 23 1. Zone gazéifère de Spirit River : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique
- 29 2. Zone gazéifère de Bluesky : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique
- 34 3. Zone gazéifère de Gething/Dunlevy : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique
- 38 4. Zone gazéifère de Cadomin : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique.
- 43 5. Zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater : secteur d'exploration de l'Athabasca
- 47 6. Zone gazéifère de Wabiskaw : secteur d'exploration d'Athabasca
- 51 7. Zone gazéifère de McMurray : secteur d'exploration d'Athabasca
- 55 8. Zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster : secteur d'exploration de Lloydminster
- 59 9. Zone gazéifère de Cummings : secteur d'exploration de Lloydminster
- 63 10. Zone gazéifère de Dina : secteur d'exploration de Lloydminster
- 67 11. Zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur : secteur d'exploration du centre de l'Alberta
- 71 12. Zone gazéifère du Membre à ostracodes : secteur d'exploration du centre de l'Alberta
- 75 13. Zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie : secteur d'exploration du centre de l'Alberta
- 81 14. Zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite : secteur d'exploration du sud de l'Alberta
- 90 15. Zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur : secteur d'exploration du sud de l'Alberta
- 94 16. Zone gazéifère de la Formation détritique : secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan
- 96 17. Volume de gaz découvert ainsi que potentiel prévu et potentiel probable dans les zones gazéifères bien explorées du Groupe de Mannville
- 96 18. Volume de gaz découvert dans les zones gazéifères sommairement explorées du Groupe de Mannville
- 97 19. Ressources totales en gaz du Groupe de Mannville
- 97 20. Volume de gaz découvert ainsi que potentiel prévu et potentiel probable dans les zones gazéifères bien explorées de chacun des six secteurs d'exploration
- 98 21. Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de volume de gaz découvert
- 98 22. Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de potentiel prévu
- 99 23. Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de potentiel probable
- 99 24. Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de volume du plus vaste gisement non découvert

RESSOURCES EN GAZ DANS LE GROUPE DE MANNVILLE DU BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST DU CANADA

Résumé

Un volume de $1\,504\,655 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place est associé au Groupe de Mannville, ce qui représente presque le quart de toutes les ressources en gaz découvertes dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Pour évaluer les ressources en gaz non découvertes (ou le potentiel) dans le Groupe de Mannville, il a fallu délimiter les principales zones gazéifères en fonction de la géologie de cette unité de roches et déterminer le potentiel en gaz de chaque zone à l'aide de techniques statistiques. Selon la présente étude, il existe un volume supplémentaire de $957\,491 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place dans le Groupe de Mannville du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. C'est le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique qui offre le potentiel prévu le plus élevé ($199\,634 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place); et dans ce secteur, la zone gazéifère de Cadomin serait celle au potentiel prévu le plus élevé ($100\,010 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place) et celle qui contiendrait le gisement non découvert le plus volumineux ($10\,856 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place).

Abstract

The Mannville Group contains $1\,504\,655 \times 10^6 \text{ m}^3$ discovered gas-in-place which represents almost one-quarter of the total discovered gas resource of the Western Canada Sedimentary Basin. The assessment of the undiscovered, or potential, gas resource in the Mannville Group involved outlining the principle geological plays in the Mannville Group and statistically evaluating the potential gas resource of each play. Based on this study an additional $957\,491 \times 10^6 \text{ m}^3$ in-place gas exists within the Mannville Group in the Western Canada Sedimentary Basin. Northwest Alberta and northeast British Columbia have the highest potential gas resource ($199\,634 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place) and within this area the Cadomin Formation play is estimated to have the highest potential gas resource ($100\,010 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place) and the largest undiscovered pool ($10\,856 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place).

Sommaire

Le présent bulletin fait état des résultats de l'évaluation des ressources en gaz dans le Groupe de Mannville du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (BSOC). Toutes les étapes d'évaluation des ressources et le PETRIMES (la méthode statistique utilisée dans la présente publication) sont d'abord expliqués. Suit une description de la géologie régionale du Groupe de Mannville, une unité du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, laquelle description sert de base à la définition des zones gazéifères aux fins de l'évaluation. Des descriptions détaillées des zones gazéifères ainsi que les résultats d'évaluation des ressources contenues dans ces zones forment le corps du bulletin.

Au mois de décembre 1990, plus de treize mille gisements de gaz représentant des ressources découvertes totales de $1\,504\,655 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place avaient été identifiées dans le Groupe de Mannville. Cette unité contient donc 23,6 % du total des ressources en gaz découvertes dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Celui-ci a été divisé en six grands secteurs d'exploration aux fins de l'évaluation des ressources en gaz du Groupe de Mannville; chacun d'eux a ensuite été subdivisé selon la stratigraphie, pour en arriver à un total de six-sept zones gazéifères. Les ressources non découvertes (potentiel) de chaque zone gazéifère ont été établies au moyen des modèles de processus de découverte du PETRIMES.

Lorsqu'une zone gazéifère a été délimitée, tous les puits et gisements de la ou des formation(s) identifiée(s) dans la définition de la zone sont extraits de la base de données du PETRIMES. Les listes des gisements indiquent le volume et l'année de découverte de chacun d'eux et ce, pour chaque zone gazéifère; ces données servent à produire une séquence de découverte. Elles sont le fondement du modèle de processus de découverte qui permettra d'estimer les ressources en gaz non découvertes ou le potentiel d'une zone.

Le ressources de gaz en place qu'on prévoit trouver dans le Groupe de Mannville (potentiel prévu) ont un volume de $957\,491 \times 10^6 \text{ m}^3$. Selon cette estimation, 39 % des ressources totales en gaz du Groupe de Mannville n'ont pas encore été découvertes. C'est le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique qui offre le potentiel prévu le plus élevé ($199\,634 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place); et dans ce secteur, la zone gazéifère de Cadomin serait celle au potentiel prévu le plus élevé ($100\,010 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place) et celle qui contiendrait le gisement non découvert le plus volumineux ($10\,856 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place) du Groupe de Mannville.

Summary

This report presents the results of the Mannville Group gas resource assessment in the Western Canada Sedimentary Basin (WCSB). Resource Assessment Procedure and the methodology of PETRIMES, the statistical evaluation method employed in this study are explained. The regional geology of the Mannville Group in the Western Canada Sedimentary Basin is described, and is the basis on which the plays were defined for the assessment. Detailed descriptions of the plays and the play resource assessment results are presented.

More than thirteen thousand gas pools have been discovered in the Mannville Group (as of December 1990), with a total discovered gas resource of $1\,504\,655 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place. The Mannville Group contains 23.6 per cent of the total gas resource discovered in the Western Canada Sedimentary Basin. The Western Canada Sedimentary Basin was divided into six exploration areas for the gas assessment of the Mannville and each of these areas were subdivided stratigraphically, resulting in a total of 17 plays. The undiscovered potential gas resource for each play was assessed using the discovery process models of PETRIMES.

Once a play is defined, all the wells and pools within the formation(s) identified in the play definition are retrieved from the PETRIMES well and pool database. The pool lists provide the pool sizes and discovery dates for each play; these are used to produce a discovery sequence. This is the basic input data required by the discovery process model for estimating the undiscovered or potential gas resources.

The expected potential gas resource for the Mannville Group is $957\,491 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place. Based on this estimate, 39 per cent of the total gas resource of the Mannville Group remains to be discovered. Northwest Alberta and northeast British Columbia have the highest gas potential ($199\,634 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place). The Cadomin play of northwest Alberta and northeast British Columbia has the largest expected potential gas resource ($100\,010 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place) and the largest undiscovered pool ($10\,856 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas-in-place) within the Mannville Group.

INTRODUCTION

Objectifs

Le présent bulletin a pour objectif de documenter une analyse détaillée des ressources classiques en gaz naturel contenues dans le Groupe de Mannville et ses équivalents stratigraphiques du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Il fait partie d'une série de documents portant sur les ressources classiques en gaz du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Des estimations du potentiel régional ont été préparées périodiquement par des scientifiques de la Commission géologique du Canada (soit Dixon et al., 1994; Podruski et al., 1988; Wade et al., 1989; Sinclair et al., 1992; Reinson et al., 1993; Bird et al., 1994), lesquels faisaient appel aux techniques d'analyse systématique des bassins géologiques et aux méthodes statistiques d'évaluation des ressources pour arriver à leurs fins. Les premières méthodes d'évaluation statistique par ordinateur ont été élaborées à la Commission géologique du Canada par Lee et Wang (1983a, b, 1984, 1985, 1986) et, par la suite, perfectionnées pour donner le PETRIMES (Lee et Wang, 1990; Lee et Tzeng, 1993), un système qui sert à estimer le potentiel en ressources des zones gazéifères prouvées.

Compte tenu de l'énormité de la base de données sur les puits et les gisements de l'Ouest Canada, du nombre de zones gazéifères qui y existent, mais aussi de la complexité du contexte géologique et des aspects économiques associés à ces zones, il a été décidé de procéder à l'évaluation du potentiel en gaz naturel de ce coin de pays selon huit principaux groupes de zones gazéifères. La division des groupes de zones repose sur des critères géologiques, principalement sur les unités chronostratigraphiques ou les provinces structurales ou tectoniques; chaque groupe se distingue par un ensemble de facteurs géologiques qui régissent le volume, la répartition et le type de zone ou de réservoir d'hydrocarbures qui y sont associés. Les principaux groupes de zones gazéifères établis pour le projet d'évaluation des ressources en gaz dans l'Ouest du Canada sont le Dévonien, le Permo-Carbonifère, le Trias, le Jurassique, les Foothills, le Groupe de Mannville, le Groupe de Colorado et les successions postérieures au Groupe de Colorado.

Dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, le Groupe de Mannville contient $1\,504\,655 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place, ce qui représente 23,6 % des ressources totales en gaz de ce bassin (fig. 1). Aux fins de l'évaluation du potentiel en gaz du Groupe de Mannville, le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada a été divisé selon les six secteurs d'exploration

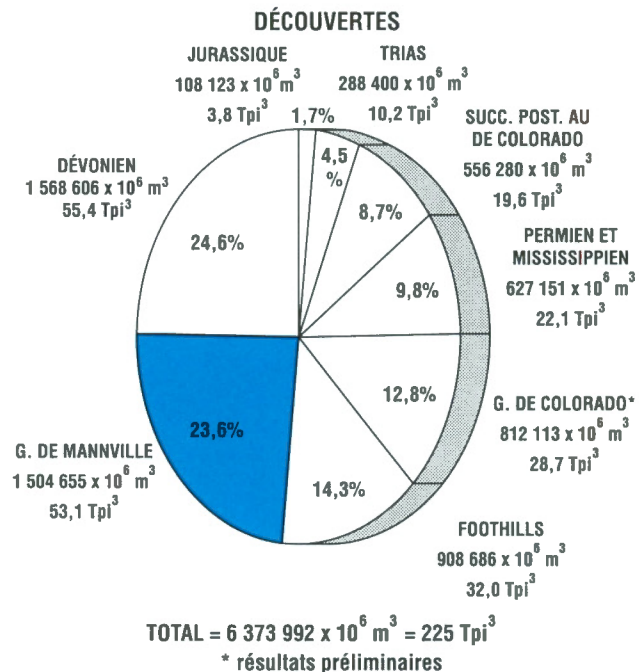


Figure 1. Répartition des ressources en gaz découvertes dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (basée sur les données de l'Alberta Energy Resources Conservation Board, 1990, du ministère de l'Énergie, des Mines et Richesses pétrolières de la Colombie-Britannique, 1991, et du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan, 1989).

suivants : 1) nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la Colombie-Britannique; 2) Athabasca; 3) Lloydminster; 4) centre de l'Alberta; 5) sud de l'Alberta; 6) Saskatchewan (fig. 2). Chacun de ces secteurs a été de nouveau subdivisé selon la stratigraphie du Groupe de Mannville, pour en arriver à un total de dix-sept zones gazéifères.

La présente étude visait trois objectifs : 1) estimer le volume total de gaz qui peut exister dans le Groupe de Mannville, indépendamment des chances de découvrir ces ressources ou de rentabiliser leur mise en valeur; 2) délimiter les principales zones gazéifères du Groupe de Mannville, d'une façon qui permette à l'industrie d'évaluer, sur une base individuelle, les sites d'intérêt pour l'exploration; 3) fournir les données nécessaires sur la géologie et le potentiel en ressources du Groupe de Mannville, pour que l'industrie et les organismes gouvernementaux puissent entreprendre des études sur la viabilité économique en matière d'exploration, de potentiel de production et de possibilités de commercialisation.

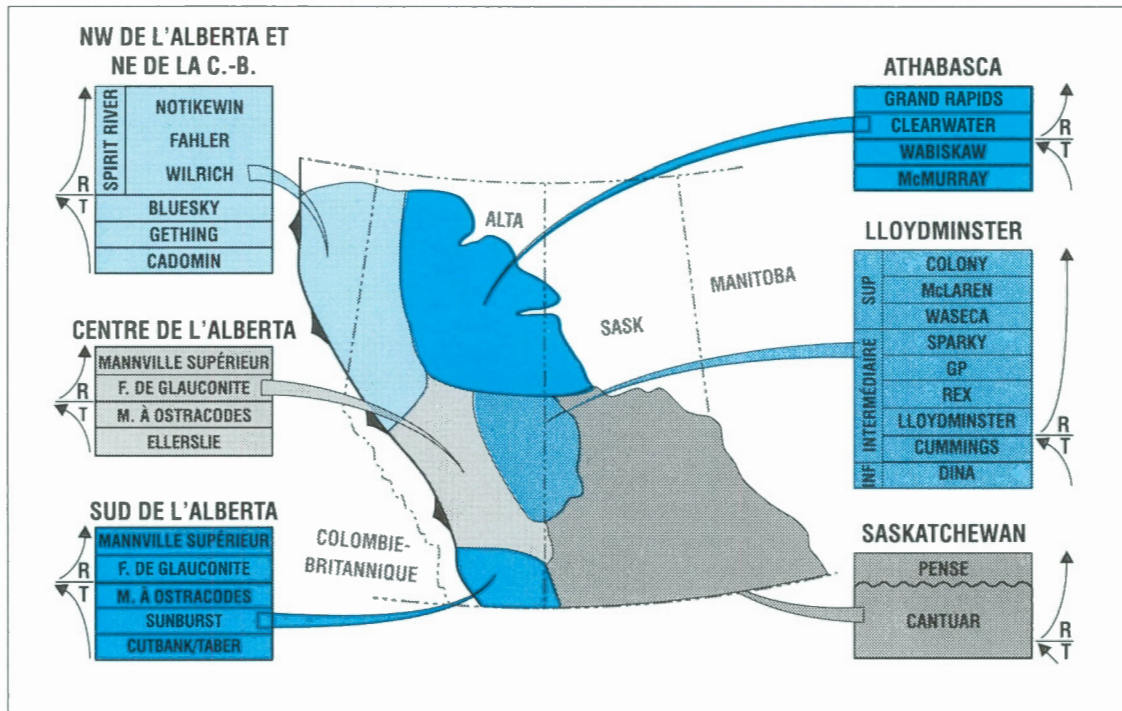


Figure 2. Répartition régionale des zones gazifères du Groupe de Mannville dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Les lettres T et R indiquent les successions transgressives et régressives de chaque secteur d'exploration.

Terminologie

Dans le présent bulletin, le terme *gaz naturel* désigne tout gaz d'origine naturelle (dans des conditions normales de pression et de température, respectivement 14,65 psi et 60 °F (ou 101,325 kPa et 15 °C), pouvant être extrait d'un trou de sonde et composé principalement de molécules d'hydrocarbures (*Energy Resources Conservation Board, 1991*).

Le *gaz brut* est un gaz naturel non traité, contenant du méthane, des gaz inertes, des gaz corrosifs, des impuretés et d'autres hydrocarbures, dont certains sont parfois récupérables sous forme liquide. Le *gaz du commerce* ou *gaz commercialisable* est un gaz naturel qui possède des caractéristiques précises quant à un usage final et qui nécessite souvent un traitement pour éliminer les gaz corrosifs, les impuretés et les composantes liquides. Le *gaz non associé* est un gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut dans une roche réservoir. Le *gaz associé* en est un qui se trouve dans des roches réservoirs contenant du pétrole brut sous forme de gaz libre. Le *gaz en solution* est, quant à lui, un gaz naturel dissous dans le pétrole brut dans les conditions caractérisant la roche réservoir.

Lors de l'estimation du potentiel en gaz naturel du Groupe de Mannville, il n'a pas été jugé pratique de différencier les diverses formes de gaz (non associé, associé et en solution). Lorsqu'ils désignaient des entités distinctes dans un gisement, les volumes de gaz en solution et associé ont été regroupés. Les gisements décrits dans le présent document peuvent se composer de gaz non associé ou de diverses combinaisons de gaz non associé, associé et en solution. Les estimations du potentiel en gaz présentées dans ce bulletin ne portent que sur les ressources totales en gaz naturel. Cependant, dans la description de chaque zone gazifère bien explorée, le principal mode d'occurrence du gaz (type de gaz) est noté dans les tableaux donnant la liste des gisements et leur rang.

Les termes *ressources*, *réserves* et *potentiel* (ou ressources potentielles) sont utilisés dans le présent bulletin tels que définis par les scientifiques de la Commission géologique du Canada (Podruski et al., 1988). Les *ressources* sont les accumulations d'hydrocarbures dont l'existence est connue ou inférée; elles incluent les volumes découverts et non découverts. 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. Les termes «potentiel» et «ressources non découvertes» sont synonymes et interchangeables.

L'expression *réserves prouvées* décrit les réserves qui, dans certaines conditions économiques et selon un calendrier donné, sont *recupérables* des réservoirs connus avec un degré de confiance élevé. Le terme *gaz en place* désigne le volume brut de gaz qui, d'après des calculs ou selon une interprétation, existe dans une roche réservoir avant le début de la production.

Dans le présent bulletin, les termes *champ de gaz*, *zone gazéifère*, *gisement de gaz* et *site d'intérêt* sont définis de la façon suivante. Le terme *champ de gaz* désigne une région produisant du gaz à partir d'un ou plusieurs intervalles stratigraphiques non spécifiés. Un *gisement de gaz* est défini comme une accumulation de gaz qui a été découverte et qui, typiquement, est contenue dans un intervalle stratigraphique unique; du point de vue hydrodynamique, il est séparé de toute autre accumulation de gaz. Il peut exister un plus ou moins grand nombre de gisements dans un champ. Un *secteur de découverte* désigne un puits produisant du gaz mais non attribué à un gisement ou à un champ spécifique (*Energy Resources Conservation Board*, 1991). En Colombie-Britannique, le terme *autre secteur* est synonyme de *secteur de découverte*. Un *site d'intérêt* est défini comme une cible d'exploration où aucun essai n'a été effectué et qui se trouve dans un intervalle stratigraphique unique; il peut contenir ou non des hydrocarbures. Une *zone gazéifère* est composée d'un groupe de gisements ou de sites d'intérêt ayant en commun la genèse des hydrocarbures, leur migration, la formation des roches réservoirs et la configuration des pièges.

Les zones gazéifères ont été groupées dans les deux catégories principales suivantes : les *zones prouvées* (dont l'existence est démontrée par la découverte de gisements contenant des réserves prouvées) 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 où l'analyse géologique indique des possibilités).

Les zones prouvées ont été subdivisées en zones *bien explorées* et *sommairement explorées*, selon la validité des données sur les zones pour l'analyse statistique sur la base d'un modèle de processus de découverte. Les *zones bien explorées* sont celles dont le profil de la séquence de découverte permet une analyse à l'aide de l'un des modèles de processus de découverte, comme l'exige la méthode d'évaluation du PETRIMES (traitée plus loin). Les zones *sommairement explorées* sont celles pour lesquelles le nombre de gisements (et, par

conséquent, la séquence de découverte) ne permet pas l'application de l'un de ces modèles.

Méthode et contenu

L'évaluation des ressources en gaz du Groupe de Mannville comporte deux étapes essentielles, en l'occurrence une analyse géologique et une analyse statistique. L'analyse géologique en est l'élément fondamental et inclut la caractérisation du secteur d'exploration. Les gisements et les sites d'intérêt dans une zone gazéifère composent une population géologique naturelle qui peut être délimitée dans l'espace. Lorsque les zones gazéifères ont été définies, l'étape suivante est l'évaluation numérique des ressources selon plusieurs méthodes, en utilisant les données sur les gisements et les sites d'intérêt de chaque zone.

L'analyse du potentiel en gaz du Groupe de Mannville a nécessité la délimitation et l'évaluation systématique de dix-sept zones prouvées. De ce nombre, seize sont considérées bien explorées et seulement une sommairement explorée. Le présent bulletin contient une brève description de chacune des zones prouvées, soit une définition de la zone, un aperçu de sa géologie, un historique de son exploration et une estimation de son potentiel en ressources, avec chiffres à l'appui. Chaque zone prouvée est désignée selon une région géographique et une unité géologique. Les zones possibles, lorsqu'il y en a, sont traitées séparément et leur définition consiste essentiellement en une description; leur potentiel total est cependant établi en utilisant les zones bien explorées comme base de données sur les «gisements».

Les données sur les gisements et les puits utilisées dans les évaluations proviennent d'ensembles de données de divers organismes provinciaux, soit de l'Alberta (*Energy Resources and Conservation Board*, 1990), de la Colombie-Britannique (ministère de l'Énergie, des Mines et des Richesses pétrolières) et de la Saskatchewan (ministère de l'Énergie et des Mines, 1990).

MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES

Il existe de nombreuses méthodes pour estimer la quantité d'hydrocarbures que peut receler une zone (gazéifère ou pétrolifère), une région ou un bassin. La méthode utilisée dépend de la nature des données auxquelles l'évaluateur a accès et de leur nombre. Haun (1975), Grenon (1979), White et Gehman (1979),

Roy (1979), Roadifer (1979), Drew et al. (1980), Masters (1984) ainsi que Rice (1986) ont décrit les méthodes actuellement utilisées. Les ressources en gaz dans le Groupe de Mannville du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada ont été évaluées à l'aide du PETRIMES (Lee et Wang, 1990; Lee et Tzeng, 1993).

La meilleure façon de décrire la méthode d'évaluation des ressources faisant appel au PETRIMES est de donner les grandes lignes des diverses étapes qui ont permis d'en arriver à l'analyse des zones gazéifères du Groupe de Mannville; l'une des zones bien explorées, celle de McMurray du secteur d'exploration d'Athabasca, sera utilisée à titre d'exemple.

Définition d'une zone gazéifère

Les principaux objectifs de l'analyse de bassin précédant toute évaluation des ressources est de définir le type de zone gazéifère et son étendue. La superficie d'une zone est délimitée par un *polygone* (fig. 3), lequel est tracé selon la répartition des gisements au sein de cette zone. Par définition, les gisements dans une zone spécifique forment une population géologique naturelle et ont en commun un ou plusieurs des éléments suivants : horizon stratigraphique, modèle de sédimentation, style structural, mécanisme de piégeage, géométrie ou diagenèse.

Il est essentiel de bien définir le type de zone, afin qu'elle corresponde à une population unique et qu'elle satisfasse ainsi aux conditions statistiques requises pour que les modèles d'évaluation soient valides. Une population mixte, résultant de la mauvaise définition d'une zone gazéifère, aura des effets négatifs sur la qualité des estimations finales des ressources dérivées de l'évaluation statistique.

Compilation des données sur une zone gazéifère

Une fois qu'une zone gazéifère a été définie et délimitée par un polygone fermé (fig. 3), tous les puits et gisements associés à l'unité stratigraphique indiquée dans la définition de la zone gazéifère sont extraits de la base de données du PETRIMES. Les listes des puits et gisements sont ensuite analysées pour s'assurer qu'elles concordent avec la définition de la zone gazéifère et avec ses limites. Les listes des gisements indiquent le volume de chaque gisement d'une zone et sa date de découverte. Ces données servent à produire une séquence de découverte (fig. 4). Cette information est indispensable pour utiliser les modèles de processus

de découverte dans le but d'évaluer la quantité de ressources en hydrocarbures non découvertes.

Modèles de processus de découverte

À mesure que progresse un programme d'exploration dans le temps, des gisements sont découverts et constituent des échantillons de la population de gisements associée à une zone gazéifère. Cependant, la population de gisements découverts est biaisée étant donné qu'en exploration, la tendance est de forer en premier lieu les sites d'intérêt les plus prometteurs, donc les plus vastes. C'est pour cette raison qu'il n'est pas possible d'appliquer les méthodes statistiques courantes pour évaluer les ressources en hydrocarbures non découvertes.

Le modèle lognormal (ou paramétrique) de processus de découverte tient compte de ce biais de l'échantillon. Kaufman et al. (1975) ainsi que Lee et Wang (1985) ont inclus ce biais dans un modèle probabiliste, afin d'estimer avec précision la valeur moyenne et la variance d'une population géologique naturelle donnée. Deux hypothèses sont inhérentes à ce modèle : 1) la probabilité de découvrir un gisement est proportionnelle à sa taille et 2) l'échantillonnage a lieu sans remplacement, c'est-à-dire qu'un gisement ne sera pas découvert deux fois. La première hypothèse est confirmée en traçant la séquence de découverte dans le temps et la deuxième est évidente en soi. La nature biaisée de l'échantillon obtenu du processus d'exploration contient des informations non seulement sur la valeur moyenne et la variance de la population des volumes de gisement, mais également sur le nombre total des gisements dans la zone gazéifère. Un second modèle de processus de découverte, dit non paramétrique, adopte les mêmes hypothèses que le modèle lognormal (paramétrique), à l'exception de l'hypothèse de lognormalité (Lee et Wang, 1990).

Les deux modèles de processus de découverte (paramétrique et non paramétrique) ont été appliqués à tous les ensembles de données sur la zone gazéifère du Groupe de Mannville. Dans la plupart des cas, les deux procédés d'estimation donnent les mêmes résultats, mais il arrive que l'approche paramétrique ne fonctionne pas bien à cause d'erreurs numériques associées à l'algorithme de calcul ou parce que la distribution lognormale ne permet pas de modéliser l'ensemble de données. De plus, la méthode s'appliquant à une population finie (Bickel et al., 1992) a été utilisée pour vérifier l'estimation du nombre total de gisements par les modèles de processus de découverte.

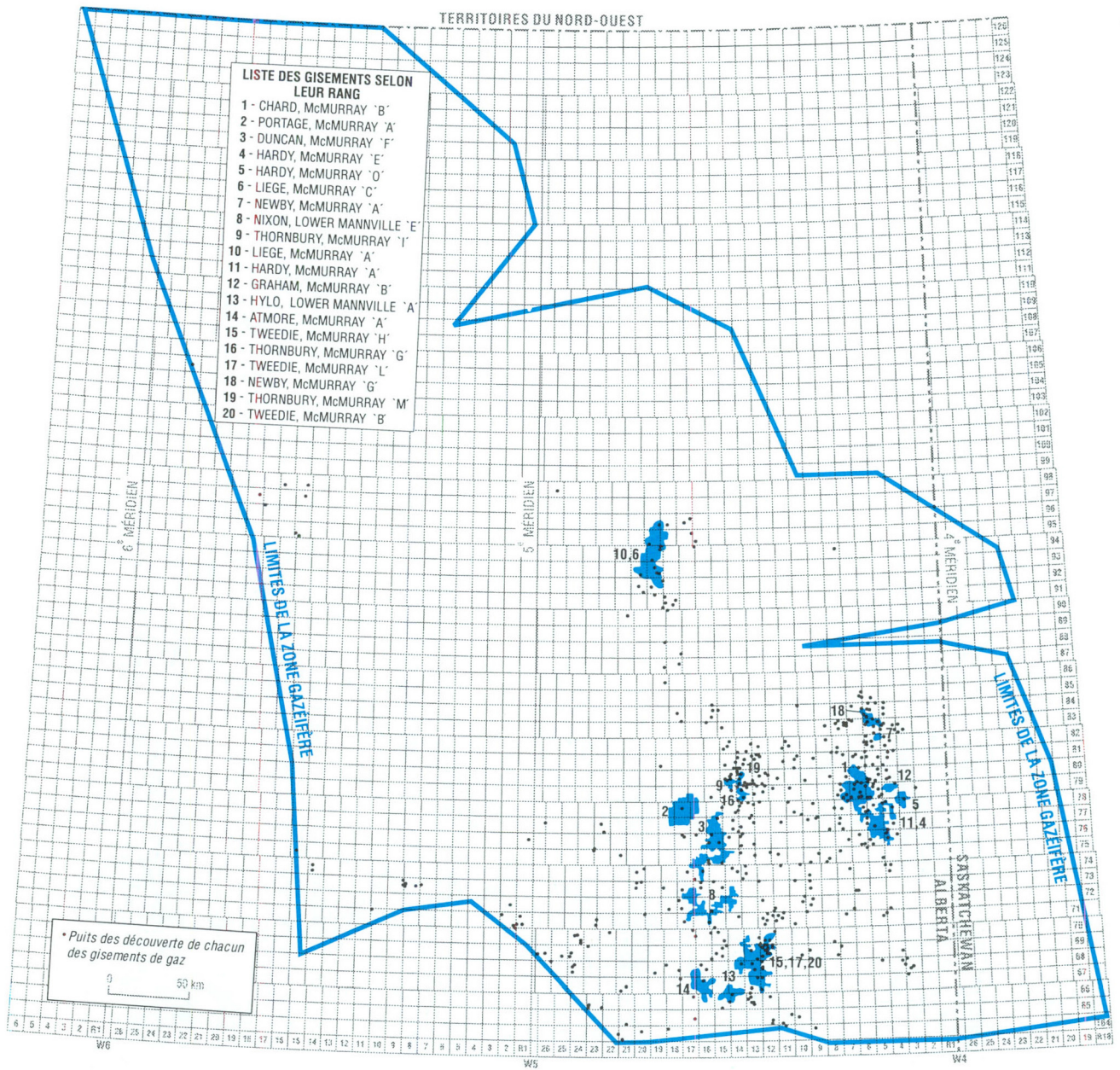


Figure 3. Carte de la zone gazifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

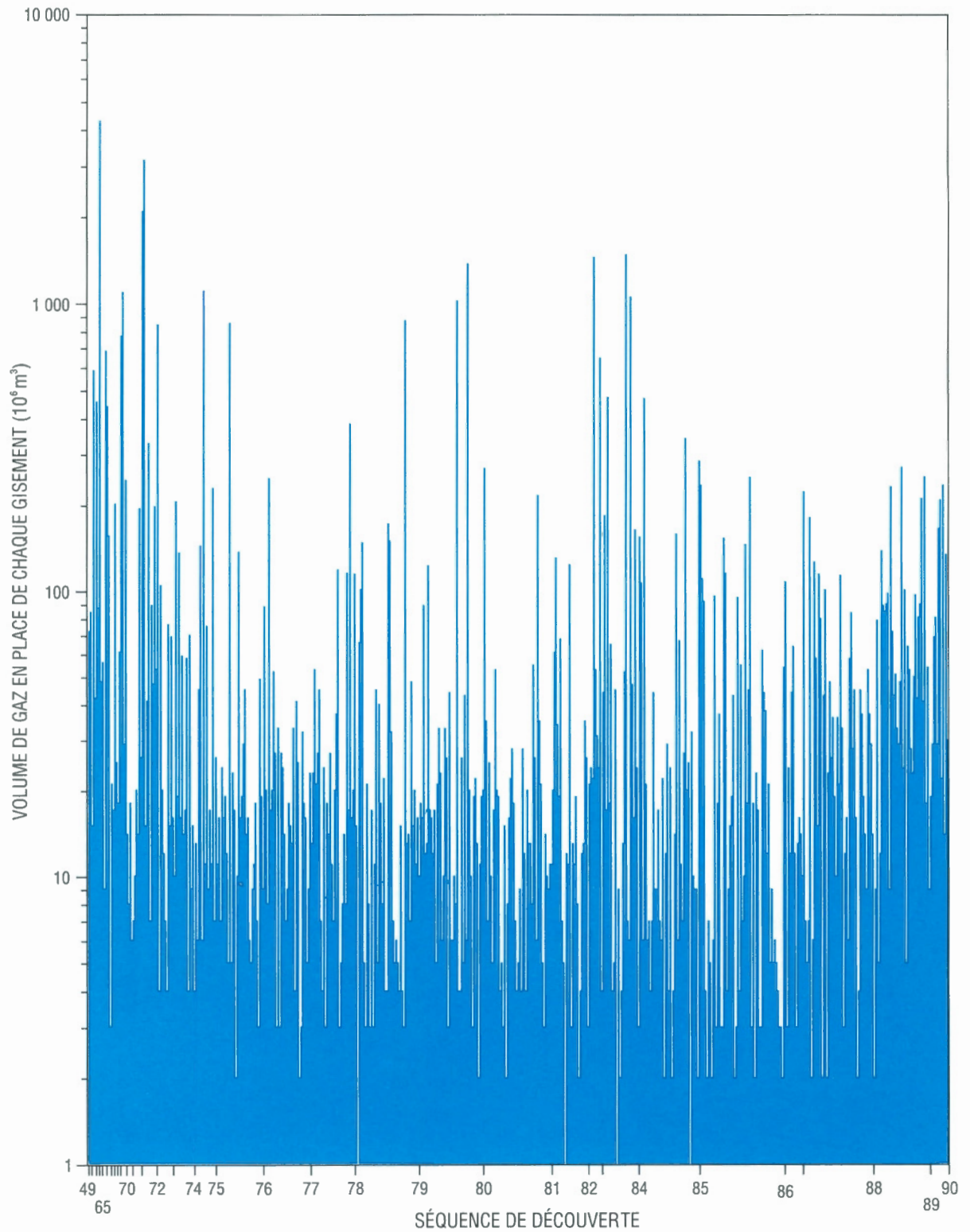


Figure 4. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

Dans le cas de la zone gazéifère de McMurray du secteur d'exploration d'Athabasca, le modèle non paramétrique de processus de découverte indique que le nombre total de gisements (découverts et non découverts) est de 1 100 (fig. 5). La distribution empirique du volume des gisements obtenue par le modèle correspond approximativement à une distribution lognormale (fig. 6). Ces deux éléments d'information ont servi à évaluer le volume de chaque gisement et le potentiel de chacune des zones gazéifères (se reporter aux sections suivantes). L'efficacité de l'exploration, exprimée par la valeur beta (β), est de 0,6; elle indique que le volume des gisements n'est pas le seul facteur à influencer sur la séquence de découverte.

Distribution du volume des gisements sur une base individuelle

Le nombre de gisements (1 100) et la distribution lognormale du volume des gisements ont été utilisés pour prévoir la distribution du volume des gisements sur une base individuelle. Cette dernière se présente sous la forme de «fréquences cumulées» (pourcentage de gisements de volume supérieur à une certaine valeur); sur un graphique, elle est représentée par des barres qui indiquent l'intervalle des volumes possibles (fig. 7a). Les barres sont disposées sur le diagramme de façon à représenter une gamme de gisements allant du plus grand au plus petit. Sur ce graphique, le volume des gisements sur une base individuelle est en ordonnée et le rang des gisements, en abscisse. Une barre dont l'intervalle de fréquences varie du 5^e au 95^e centile indique qu'il est à 90 % probable que le gisement aura un volume compris dans cet intervalle.

Après avoir calculé le volume de chaque gisement, celui des gisements découverts est corrélé par le PETRIMES aux valeurs médianes des distributions du volume des gisements sur une base individuelle. Les gisements qui ont une correspondance (découverts) sont indiqués sur le graphique par des points et ceux qui n'en ont pas (non découverts), par des barres. Le volume des gisements non découverts est ensuite précisé davantage du fait que l'intervalle de cette variable ne peut pas être d'une valeur supérieure ou inférieure à celle du volume de tout gisement découvert (pour lequel il y a eu corrélation) qui encadre le gisement non corrélé (fig. 7b).

Estimation du potentiel d'une zone gazéifère

Le potentiel d'une zone gazéifère peut être estimé d'après le nombre total de gisements (N) et la distribution du volume des gisements. La somme de la

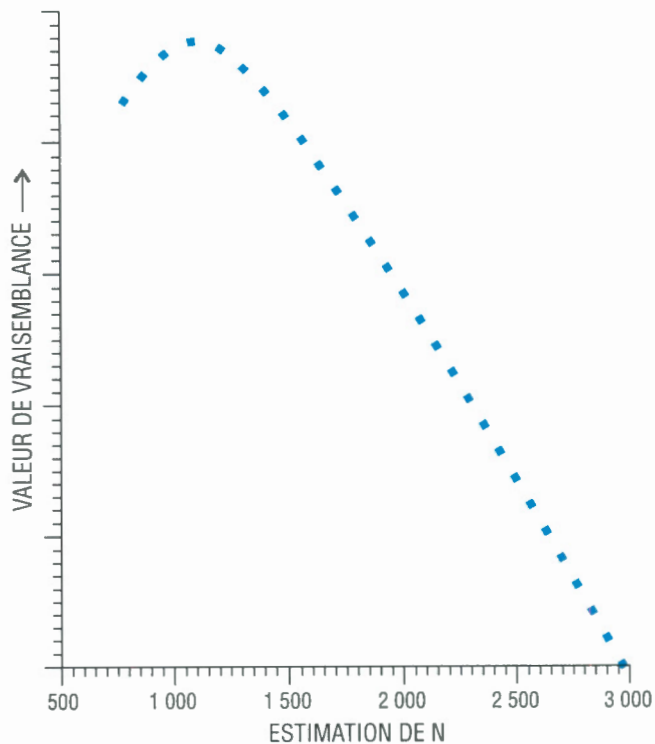


Figure 5. Relation entre la valeur de vraisemblance et l'estimation du nombre total de gisements (N).

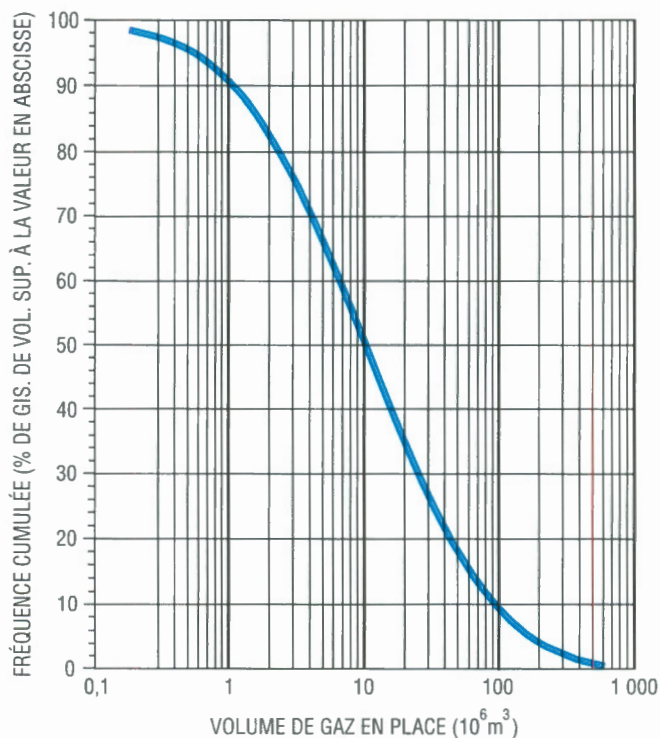


Figure 6. Distribution des gisements selon leur volume : zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

moyenne du volume de chaque gisement non découvert donne la moyenne du potentiel de la zone gazéifère, définie comme étant le *potentiel prévu*. Le potentiel de la zone peut en outre être déterminé en ajustant la distribution du volume des ressources d'une zone gazéifère sur la somme du volume de tous les gisements découverts dans celle-ci (fig. 8); cette donnée s'appelle le *potentiel probable* et présente un degré plus élevé d'incertitude que le potentiel prévu.

La valeur du potentiel prévu est régie par une gamme de valeurs estimées pour chaque volume de gisement et par le rang assigné à chaque gisement. La gamme des volumes des gisements sur une base individuelle et les rangs des gisements dépendent de la qualité de la base de données sur les gisements découverts. Si le volume des gisements découverts est mal estimé (qu'il soit surévalué ou sous-évalué) ou si l'attribution des rangs est modifiée, la valeur du

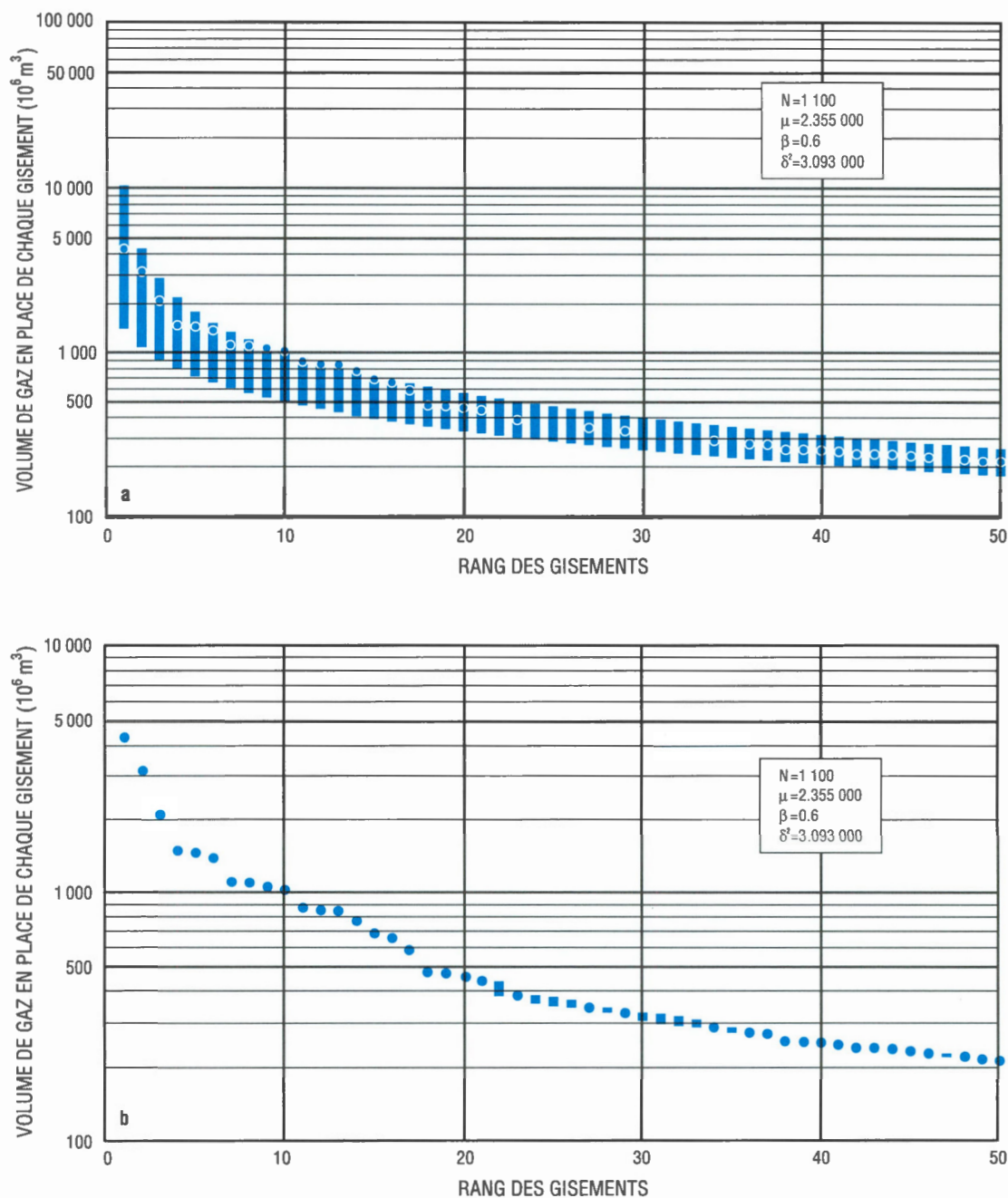


Figure 7. a) Diagramme du volume des gisements selon leur rang. b) Diagramme du volume des gisements selon leur rang, ajusté sur le volume des gisements découverts dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

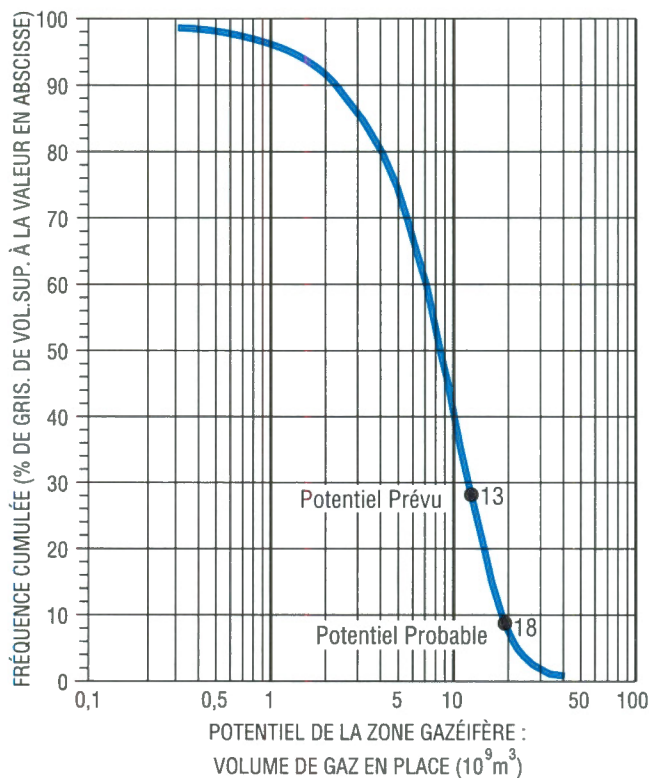


Figure 8. Distribution du potentiel dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

potentiel prévu est également biaisée. En supposant que la géologie d'une zone gazéifère soit bien connue et bien documentée, la valeur du potentiel prévu devrait être fiable. Par conséquent, les données de potentiel prévu sont les valeurs les plus souvent adoptées pour l'analyse économique.

Estimation des ressources dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles

Dans un bassin bien exploré, les ressources des zones sommairement explorées et possibles peuvent être estimées en utilisant le principe du modèle non paramétrique de processus de découverte. Une séquence de découverte des zones gazéifères du Groupe de Mannville a été produite en compilant les ressources (la somme du potentiel prévu et des ressources découvertes) pour chaque zone bien explorée et l'année de leur découverte (celle du premier gisement dans chaque zone) (fig. 9). S'il est supposé que les zones bien explorées appartiennent à une population unique, le modèle non paramétrique de processus de découverte peut être utilisé pour estimer le nombre de zones possibles dans le bassin et le volume de chacune d'elles (fig. 10).

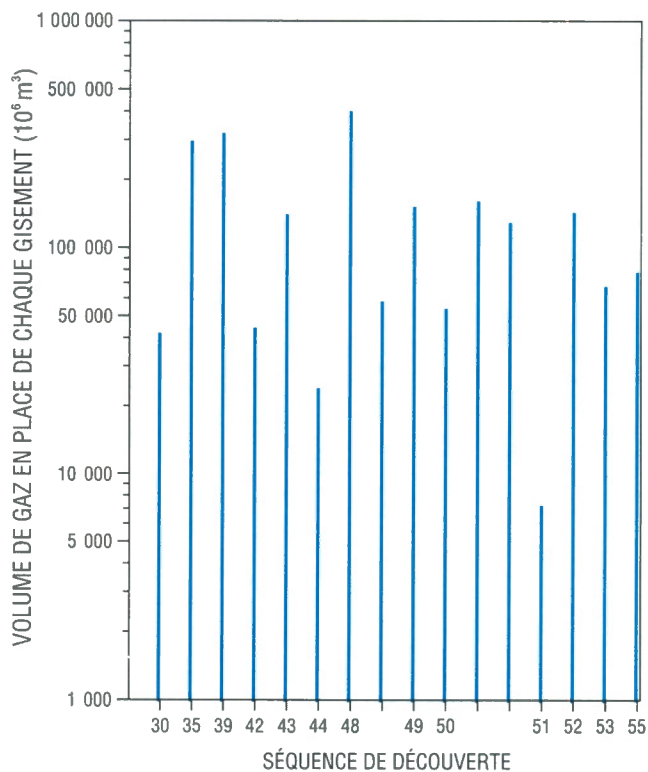


Figure 9. Séquence de découverte des zones gazéifères du Groupe de Mannville.

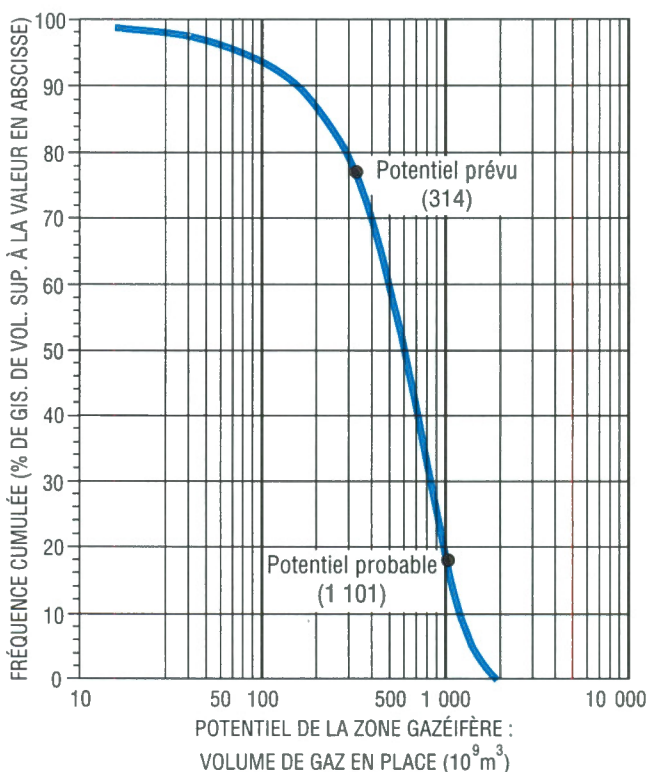


Figure 10. Distribution du potentiel ajustée sur la somme totale des ressources dans toutes les zones gazéifères.

La séquence de découverte des zones gazéifères du Groupe de Mannville (fig. 9) a été analysée sur considération du modèle non paramétrique de processus de découverte, à partir duquel il a été possible d'estimer le potentiel prévu ($313\,790 \times 10^6 \text{ m}^3$) et le potentiel probable ($1\,101\,100 \times 10^6 \text{ m}^3$) des zones sommairement explorées et possibles (fig. 10). L'emploi du terme «zones possibles» indique que de nouvelles zones peuvent être identifiées après révision des définitions actuelles des zones. En conséquence, il pourrait exister un potentiel additionnel.

CONTEXTE GÉOLOGIQUE

Cadre sédimentaire et éléments tectoniques

Un certain nombre de rapports récents sur le Groupe de Mannville (Cant, 1989; Hayes et al., 1994) présentent de nombreux aspects de la géologie de cette unité. La géologie régionale du Groupe de Mannville est passée en revue, afin d'établir le contexte des différents types de zones gazéifères définies dans le présent rapport.

Le Groupe de Mannville est un biseau de roches clastiques du Barrémien à l'Albien précoce, déposé dans un bassin de l'avant-pays associé à la formation de la Cordillère par chevauchement. L'unité traduit l'amorce d'une nouvelle phase de subsidence de

l'avant-pays; elle repose sur une discordance datant du soulèvement de l'avant-pays, qui a suivi la phase de subsidence jurassique. La nomenclature litho-stratigraphique des différentes régions (fig. 11) reflète généralement les successions lithologiques locales (fig. 12). Il existe des zones de transition entre les différentes régions. Ces unités stratigraphiques, utilisées dans de nombreuses bases de données, sont le fondement de la subdivision des gisements en «zones gazéifères» de la présente évaluation. La Formation de Deville (détritique) est habituellement incluse dans le Groupe de Mannville (comme c'est le cas dans la présente évaluation). Il s'agit d'un dépôt résiduel un peu plus ancien, reposant dans des dépressions au niveau de la surface de la discordance basale, de façon essentiellement continue dans le sud de la Saskatchewan et de façon éparse dans le reste du bassin.

La lithostratigraphie très variée du Groupe de Mannville est attribuable à plusieurs facteurs :

- 1) Variations spatiales des vitesses de subsidence. En direction de l'orogène et dans les parties septentrionales du bassin, les vitesses de subsidence ont été plus élevées à cause de l'intensité et de la proximité du chevauchement. La base de la partie inférieure du Groupe de Mannville serait antérieure à la subsidence par flexion, mais ce facteur a acquis de l'importance par la suite,

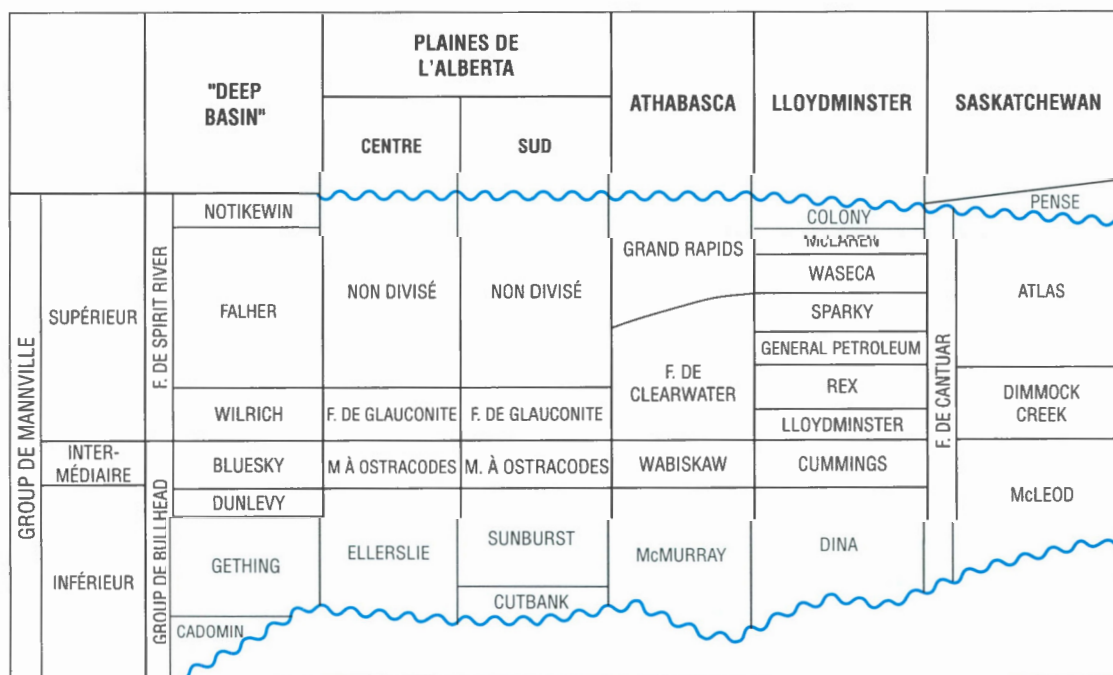


Figure 11. Unités lithostratigraphiques du Groupe de Mannville (délimité par des discordances).

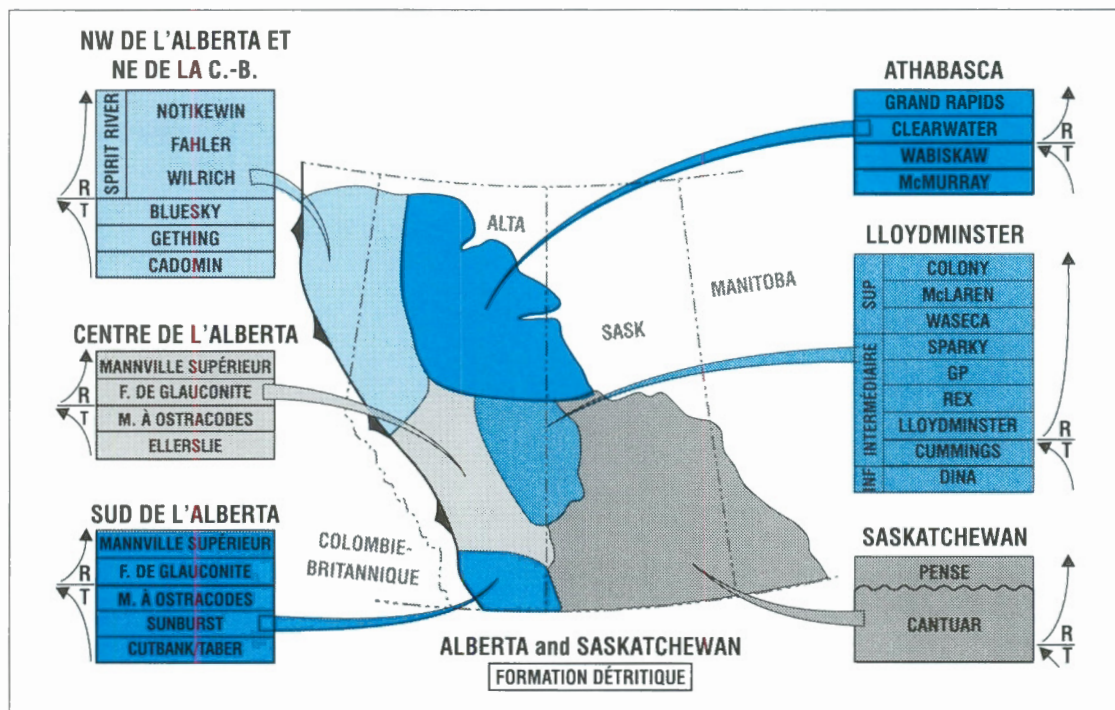


Figure 12. Répartition régionale des unités lithologiques dans le Groupe de Mannville. Les lettres T et R indiquent les successions transgressives et régressives de chaque secteur d'exploration.

pendant le dépôt du Groupe de Mannville. Les variations locales sont dues à des mouvements au niveau des structures du substratum rocheux, ou à la dissolution du sel dévonien dans l'est de l'Alberta et en Saskatchewan.

- 2) Variations de l'apport sédimentaire. Le facteur le plus évident influant sur l'apport sédimentaire dans une zone est la distance de la nappe de charriage, principale source de matériaux du bassin. En général, l'apport sédimentaire est plus important dans l'ouest, mais certaines anomalies sont causées soit par des crêtes au niveau de la surface de la discordance basale, qui ont empêché l'apport de sédiments à certains endroits, soit par la dissolution du sel dévonien qui a créé des dépo-centres locaux vers lesquels le drainage a été détourné.
- 3) Présence d'éléments structuraux importants dans l'avant-pays (en l'occurrence l'arche de Peace River, l'arche de Sweetgrass et le bassin de Williston). L'arche de Peace River contient un certain nombre de grabens; durant le dépôt de la partie inférieure du Groupe de Mannville, quelques-uns avaient commencé à s'effondrer; durant celui de sa partie supérieure, l'ensemble de l'arche s'est enfoncé plus rapidement que le reste du bassin. L'arche de Sweetgrass semble avoir été

relativement stable et en hauteur au moment du dépôt du Groupe de Mannville, ce qui a eu pour résultat que la majeure partie de l'unité forme un biseau d'aggradation contre l'arche. La subsidence du bassin de Williston s'est amorcée vers la fin du dépôt de la partie supérieure du Groupe de Mannville. C'est pour cette raison que les lignes de rivage dans la partie supérieure du Groupe de Mannville sont parallèles à sa marge et que la Formation de Pense, d'origine marine, forme un biseau d'aggradation allant du bassin vers le nord-ouest contre le reste de la partie supérieure du Groupe de Mannville.

- 4) Topographie d'érosion à la surface de la discordance basale. La topographie à la surface de la discordance basale est très complexe. L'orientation des crêtes est à peu près parallèle à l'orogène, indiquant que leur formation aurait été fondamentalement régie par le style tectonique de l'avant-pays. Dans le centre de l'Alberta, les crêtes et les vallées à la surface de la discordance résultent du fait que les roches paléozoïques à jurassiques ont été basculées et érodées durant l'épisode de soulèvement, entre le dépôt du Groupe de Kootenay (Jurassique) et celui du Groupe de Mannville. Le style structural de l'arche de Peace River a influé sur l'emplacement et l'orientation des formes locales, comme par exemple de

l'escarpement de Fox Creek dans le centre nord de l'Alberta. Les crêtes principales (Williams, 1963) ont beaucoup modifié l'apport sédimentaire durant le dépôt de la partie inférieure du Groupe de Mannville, de telle sorte que différents faciès s'observent de part et d'autre de ces structures. Même après l'enfouissement des crêtes durant le dépôt de la partie supérieure du Groupe de Mannville, la topographie a eu un effet sur la sédimentation, probablement par compaction différentielle.

- 5) Apport sédimentaire selon l'axe long du bassin.
Comme dans de nombreux bassins d'avant-pays, le

transport des sédiments s'est fait selon l'axe long du bassin, du sud-sud-est vers le nord-nord-ouest, durant pratiquement tout le dépôt du Groupe de Mannville. Ce schéma illustre également le gradient de subsidence le long du bassin (Chamberlin et al., 1989) et est probablement le résultat de l'ajout de poids qui a varié le long de l'orogène (Cant et Stockmal, 1989).

Le dessin irrégulier figurant les isopaques des unités transgressives du Groupe de Mannville (partie inférieure et une portion de la partie intermédiaire) (fig. 13) est attribuable à nombre d'effets superposés. Dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique,

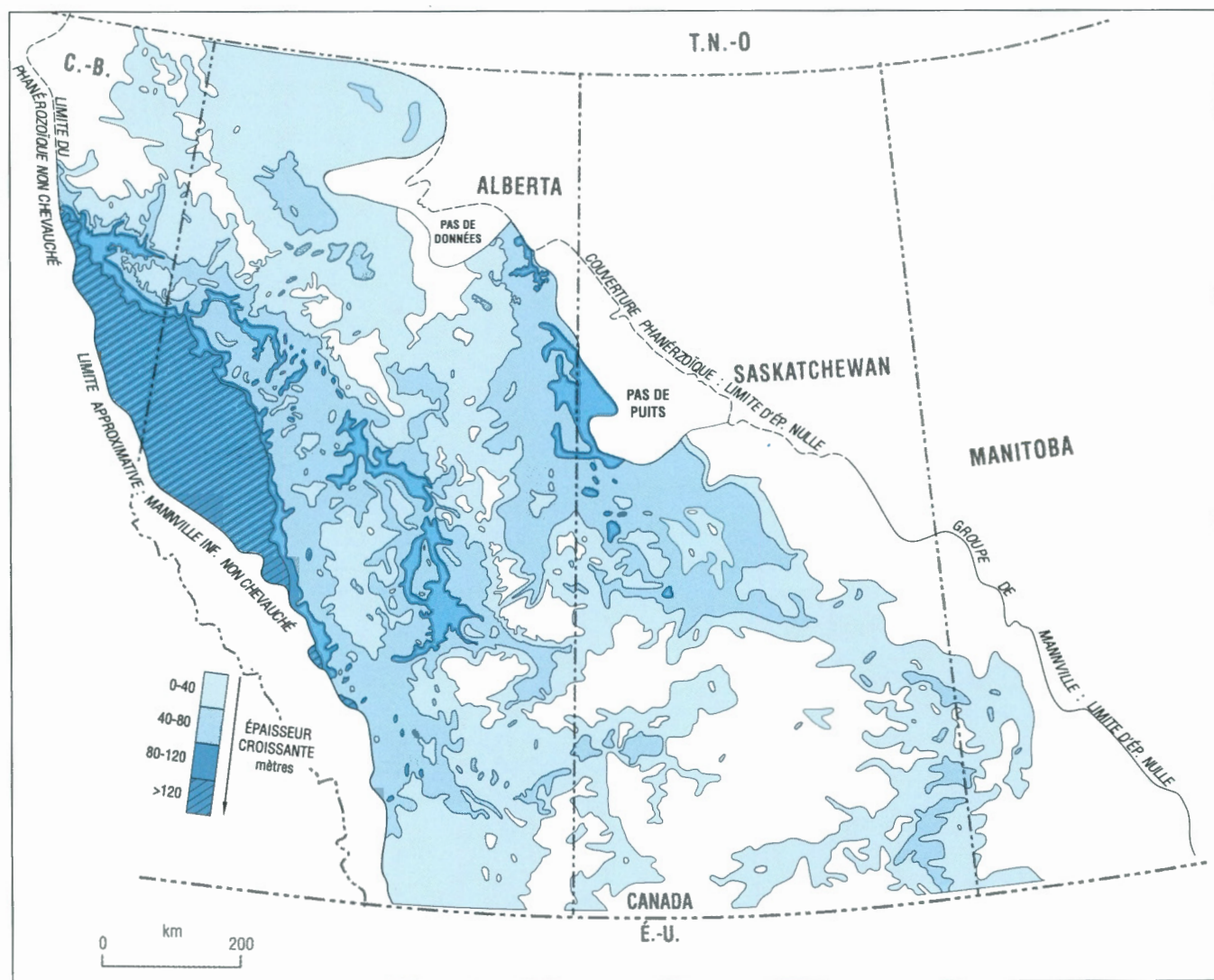


Figure 13. Carte des isopaques de la portion transgressive du Groupe de Mannville, dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.

l'épaisse partie inférieure du Groupe de Mannville semble avoir été déposée à la suite de l'accrétion d'un terrane et de la flexion résultante. Dans cette région, les grabens d'orientation nord-est-sud-ouest (partie de l'arche de Peace River) ont également connu un petit épisode de subsidence, comme l'indique l'épaississement des couches à la verticale de ces structures. En Saskatchewan et dans le nord-est de l'Alberta, l'espace disponible pour la sédimentation de la partie inférieure du Groupe de Mannville a probablement été libéré par la dissolution de l'Évaporite de Prairie (Dévonien). Les réseaux de drainage sont généralement vers le nord-ouest, mais dans l'ouest, les vallées recoupent les crêtes. Dans bien des parties du bassin, la paléotopographie à la surface de la discordance basale est un élément déterminant qui a influé sur la

stratigraphie, la formation des roches réservoirs et le piégeage du pétrole dans la partie inférieure du Groupe de Mannville.

Stratigraphie du Groupe de Mannville

La stratigraphie du Groupe de Mannville dans les parties est et ouest du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada est montrée aux figures 14 et 15. La lithologie dominante de chaque unité est indiquée sur les diagrammes. Le Mannville inférieur et la portion basale du Mannville intermédiaire sont constitués d'unités transgressives et il existe une surface d'inondation maximale au sommet de la Formation de Bluesky, dans l'ouest, et des formations de Wabiskaw

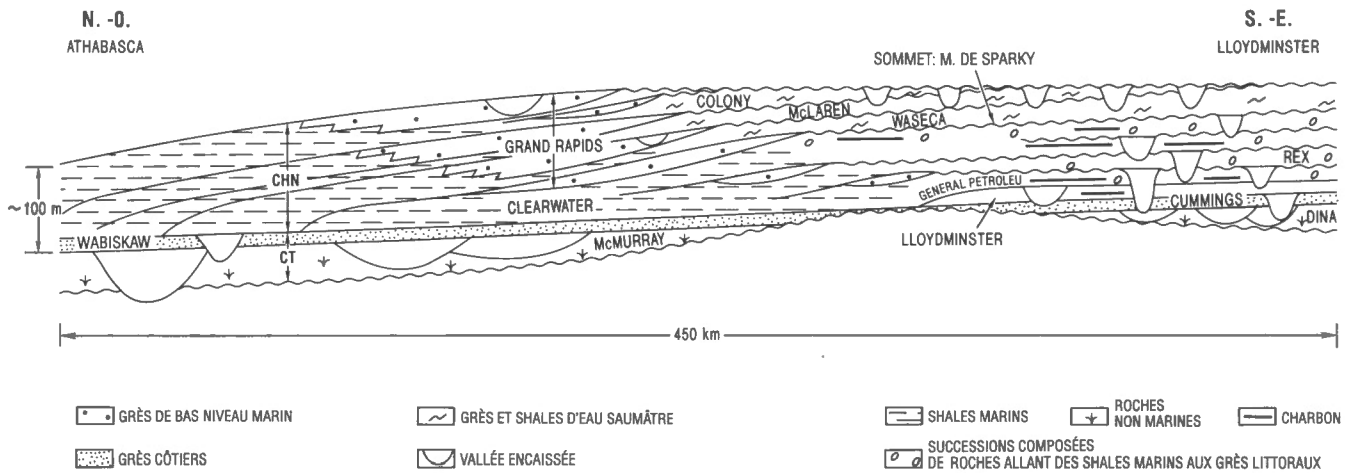


Figure 14. Liens stratigraphiques entre les diverses composantes du Groupe de Mannville, figurés sur une coupe allant de la région de Lloydminster à celle d'Athabasca (CHN = cortège de haut niveau, CT = cortège transgressif).

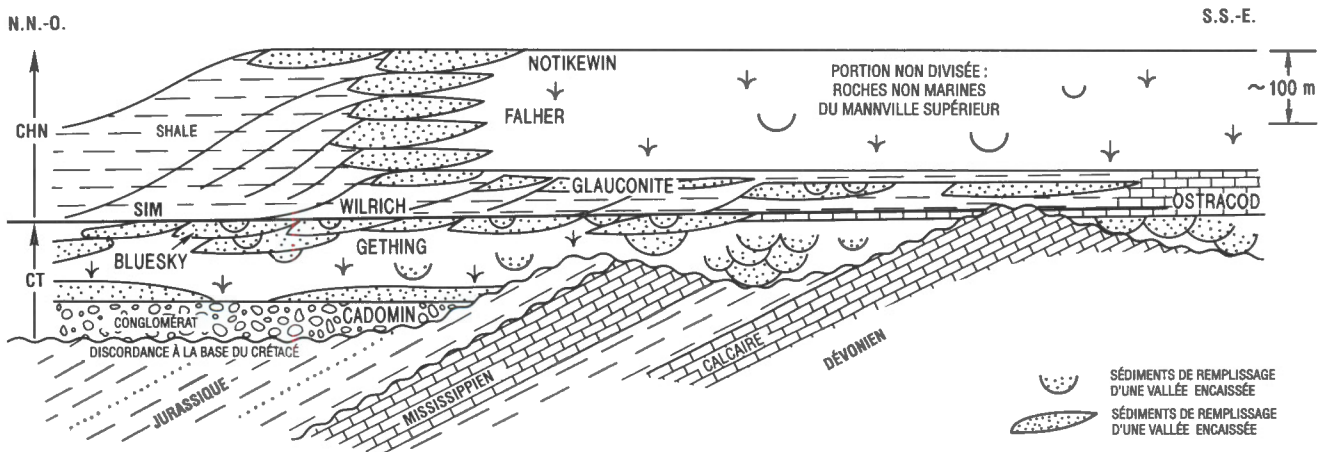


Figure 15. Liens stratigraphiques entre les diverses composantes du Groupe de Mannville, figurés sur une coupe allant du centre de l'Alberta au nord-est de la Colombie-Britannique (CHN = cortège de haut niveau, CT = cortège transgressif, SIM = surface d'inondation maximale).

et de Cummings, dans l'est. Le reste de la partie intermédiaire du Groupe de Mannville (formations de Glauconite et de Lloydminster) et toute la partie supérieure du Groupe de Mannville sont généralement régressifs, la ligne de rivage se déplaçant progressivement vers le nord. Le schéma stratigraphique utilisé ici diffère du tableau de corrélation de l'*Energy Resources Conservation Board* dont il est tiré quant aux relations entre les formations de Bluesky et de Glauconite dans le centre de l'Alberta. Les corrélations régionales indiquent que la Formation de Bluesky chapeaute la partie inférieure du Groupe de Mannville, qu'elle est recouverte de shales marins et qu'elle est transgressive. La Formation de Glauconite repose sur des shales marins, est sous-jacente à des dépôts continentaux et affiche une nette régression (fig. 16). Les coupes régionales révèlent que les deux formations sont tout à fait distinctes, mais il peut exister une confusion à cause de la présence d'amas gréseux de bas niveau marin dans la Formation de Glauconite, près de l'extrémité sud de la Formation de Bluesky, plus continue.

La stratigraphie de la partie inférieure du Groupe de Mannville est très variable. Dans la majeure partie du bassin, il est supposé que les sous-unités basales (par ex. la Formation de Cadomin, le grès basal de la Formation de Gething, le Grès quartzeux basal, le grès de Sunburst ou de Taber-Cutbank et peut-être la partie basale de la Formation de McMurray et une portion de la Formation de Dina) sont délimitées par des discordances (fig. 17 et 18). Ce sont des grès relativement purs ou des conglomérats, ainsi que des formes de remplissage à la surface de la discordance basale. Certaines de ces unités, dont l'âge a été déterminé à l'aide des pollens et des spores, sont plus anciennes que le reste de la partie inférieure du Groupe de Mannville. La Formation de Cadomin est d'âge barrémien et la partie basale de la Formation de McMurray, dans le nord-est de l'Alberta, a été datée au Valanginien terminal ou à l'Hauterivien (Burden, 1984). Il a été établi que certaines de ces unités basales sont distinctes et plus anciennes que le reste du Groupe de Mannville (Carrigy, 1973). Les roches sédimentaires basales ne sont pas nécessairement du même âge dans les différentes parties du bassin.

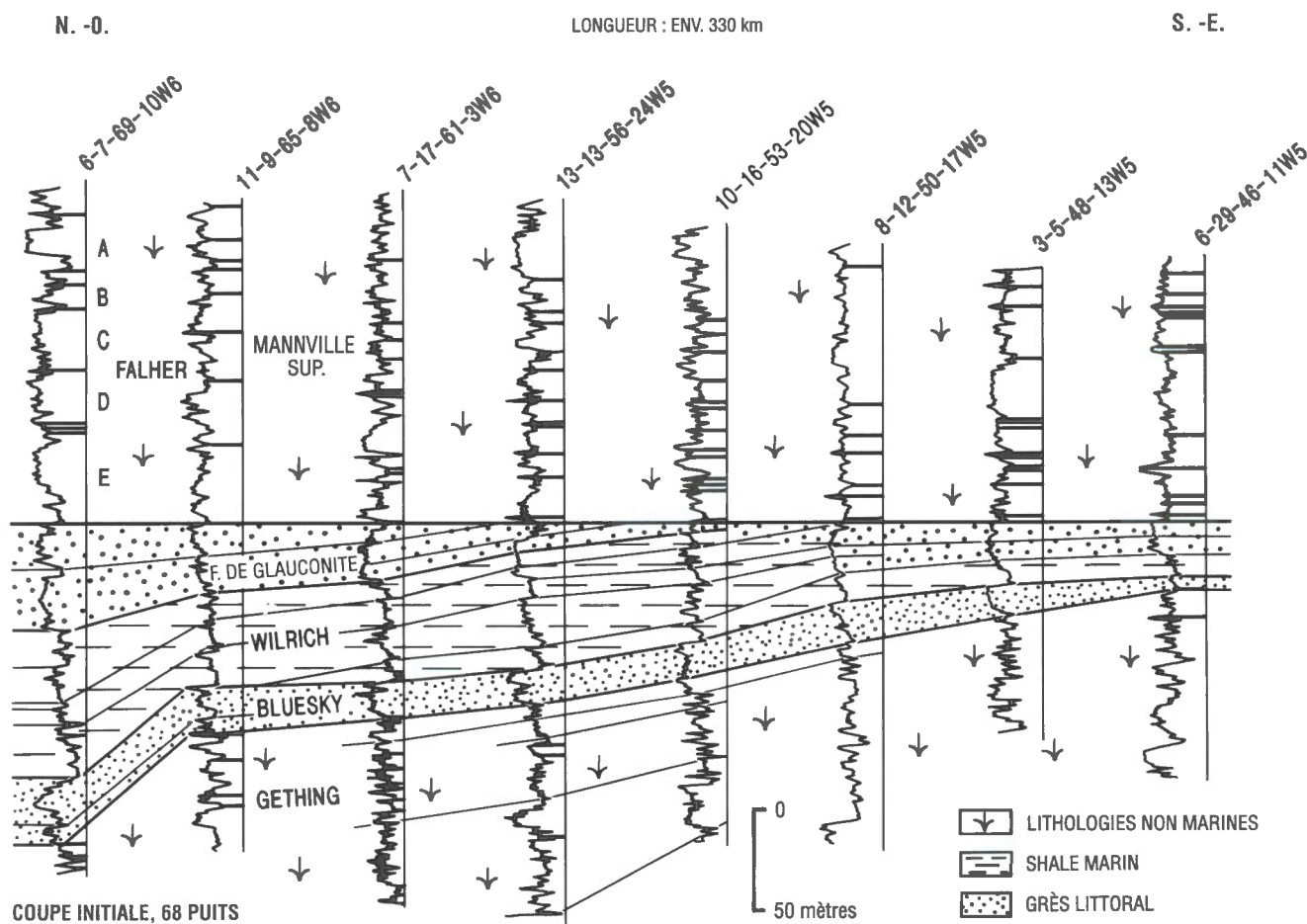


Figure 16. Gammagraphie montrant les relations stratigraphiques entre les formations de Bluesky et de Glauconite, centre ouest de l'Alberta.

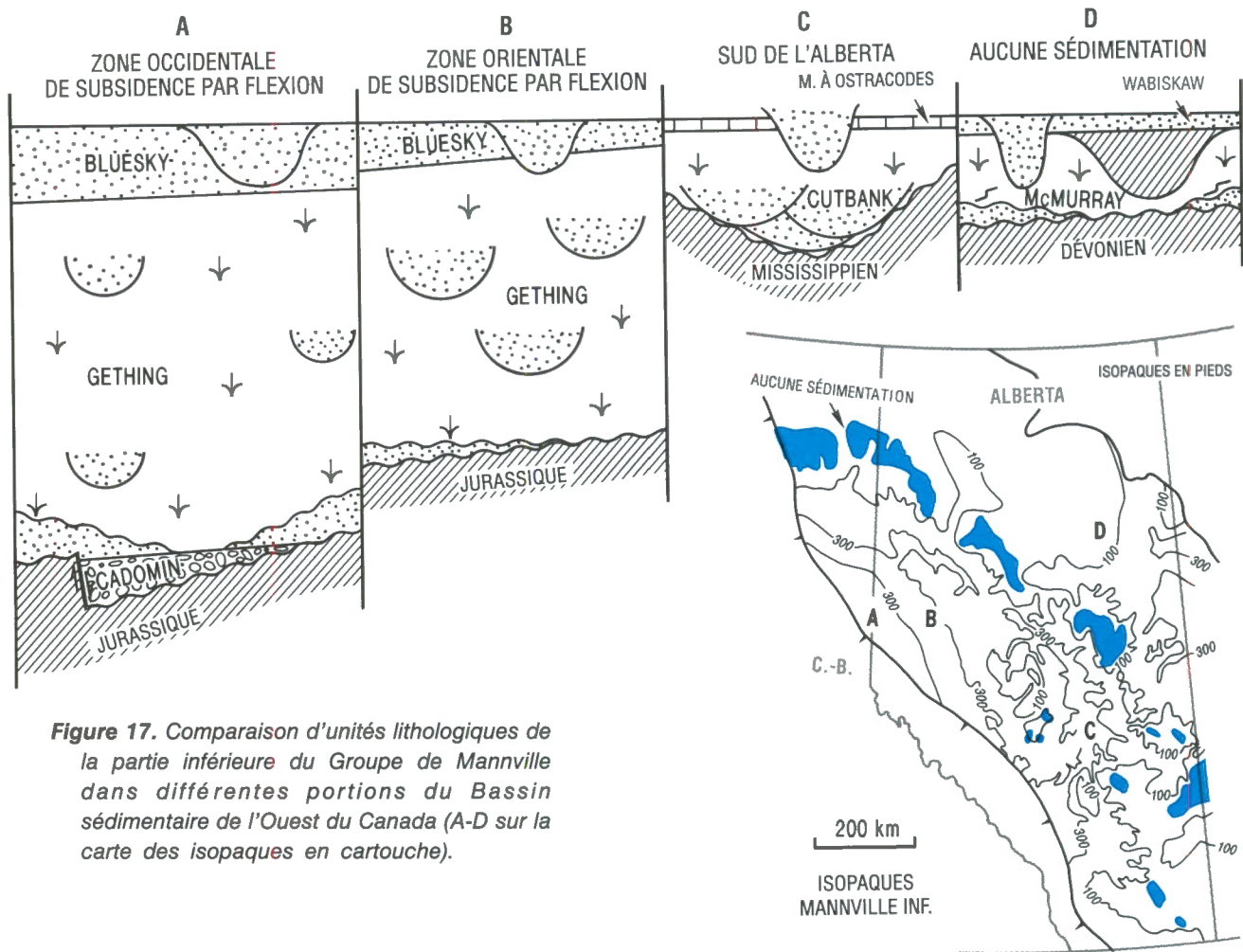


Figure 17. Comparaison d'unités lithologiques de la partie inférieure du Groupe de Mannville dans différentes portions du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (A-D sur la carte des isopaques en cartouche).

Le dépôt de sédiments basaux non marins serait antérieur à l'amorce de la subsidence par flexion, si l'on en juge par les quelques données palynologiques accumulées, par la présence de lithologies gréseuses et conglomératiques où dominent le quartz et le chert et par la nature discordante des contacts avec les roches sédimentaires plus récentes du Groupe de Mannville. Les sédiments basaux ont été piégés dans des dépressions topographiques formées par érosion, qui s'observent à la surface de la discordance, comme le montre la carte des dépôts de transgression (fig. 13). Dans le sud de l'Alberta, les grès et les conglomérats de rivières anastomosées (ou de chenaux amalgamés) sont été déposés dans des vallées découpant la surface de la discordance basal; la forme et la topographie de la surface d'érosion ont fortement influé sur leur sédimentation. Dans l'ouest, le conglomérat de Cadomin et le grès de Cutbank recouvrent en avancée vers l'est les escarpements d'érosion formés à la surface de la discordance.

La pétrologie de la partie supérieure du Groupe de Mannville (proportions accrues de grains lithiques et

volcaniques) indique que sa sédimentation est le résultat d'une activité orogénique s'intensifiant. L'espace disponible pour la sédimentation a été libéré par l'ajout de poids découlant du chevauchement de la Cordillère et de la subsidence par flexion de l'avant-pays qui en a résulté. Le jeu combiné d'un soulèvement eustatique, d'un basculement vers l'ouest du craton et d'une subsidence par flexion a provoqué une remontée du niveau marin relatif et la transgression de la partie nord de la Mer boréale à partir du nord-ouest. Dans l'ouest de l'Alberta, la partie inférieure du Groupe de Mannville (Formation de Gething) est non marine; elle est surtout composée de shales et de charbons formés dans des conditions de vitesses élevées de subsidence et d'important apport sédimentaire. Les épais massifs de grès interrompant les dépôts non marins à grain fin de la Formation de Gething sont considérés comme des matériaux de remplissage de vallée. Dans le centre de l'Alberta, la topographie à la surface de la discordance a limité l'apport sédimentaire, de sorte que certaines vallées n'ont été que partiellement comblées de sédiments marins et que de minces couches de calcaire micritique

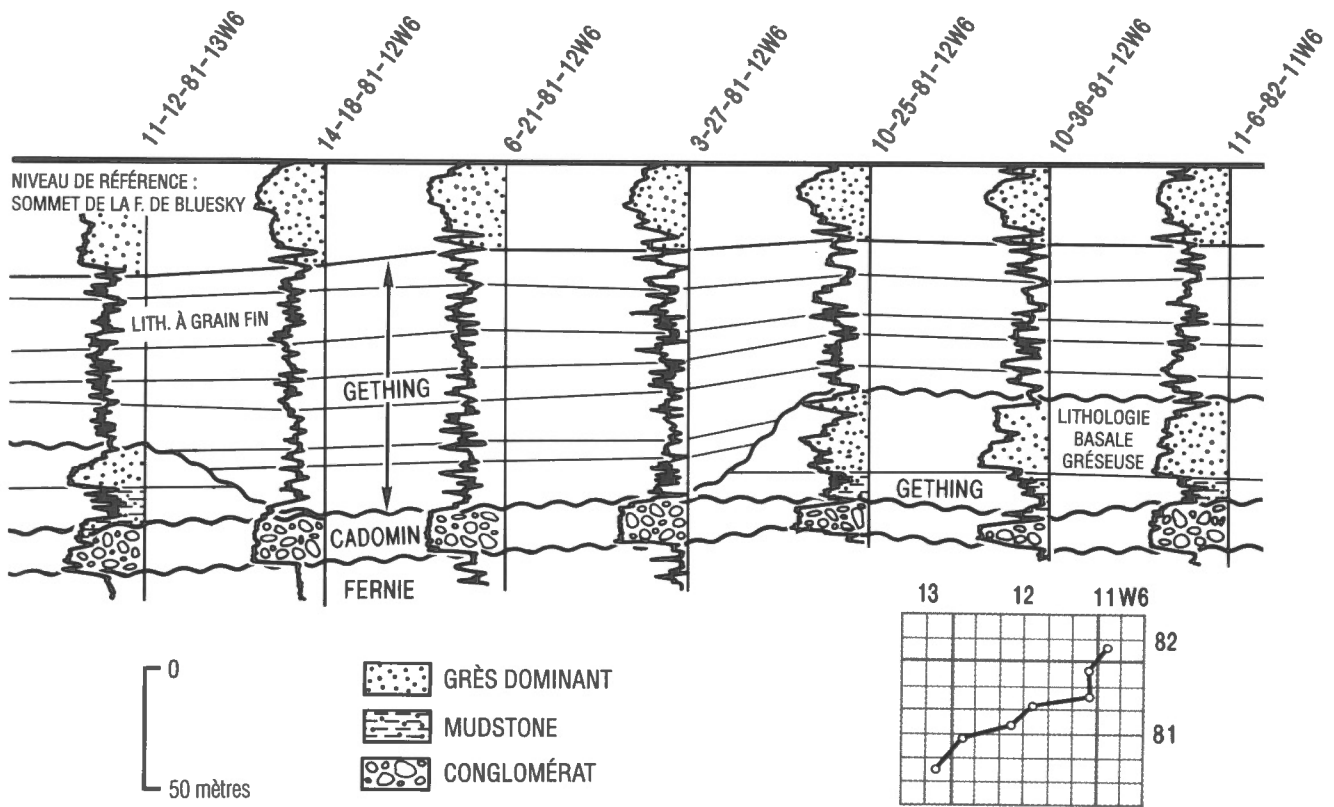


Figure 18. Gammagraphie montrant les liens stratigraphiques dans l'intervalle des formations de Cadomin et de Gething, partie nord-ouest de l'Alberta.

s'observent par endroits. Dans l'est (où l'apport sédimentaire a été moins abondant à cause de la distance de l'orogène), la transgression marine a débuté plus tôt, comme l'indique les matériaux de remplissage de chenaux (milieu estuarien) de la Formation de McMurray.

La sédimentation de la partie inférieure du Groupe de Mannville s'est terminée par une accélération de la transgression par la Mer boréale, durant laquelle ont été déposés les sédiments d'avant-plage de la partie intermédiaire du Groupe de Mannville (formations de Bluesky, de Wabiskaw et de Cummings), dans la majeure partie du bassin. La stratigraphie de la partie intermédiaire du Groupe de Mannville est d'autant complexe que les fluctuations du niveau marin relatif ont été nombreuses. Derrière les lignes de rivage les plus méridionales s'observe une unité de roches carbonatées et de shales formée dans un milieu allant de la lagune à la mer libre, appelée le Calcaire à

ostracodes, le Membre calcaireux ou le shale de Bantry (fig. 12 et 15).

Le plus grand apport de sédiments (parfois supérieur à la vitesse de subsidence) a causé la régression de la partie supérieure du Groupe de Mannville et, par le fait même, le déplacement de la ligne de rivage vers le centre nord du bassin (fig. 15). Dans la partie ouest du bassin, la régression la plus vaste est associée à la Formation de Glauconite, qui se compose d'un certain nombre de grès d'avant-plage accompagnés de shales extracôtiers équivalents (Membre de Wilrich). De nombreuses vallées encaissées corroborent les fluctuations du niveau marin relatif durant le dépôt de la Formation de Glauconite. Dans la partie est du bassin et au même moment, le dépôt de minces successions d'avant-plage et de milieu de faible énergie (formations de Lloydminster, de General Petroleum, de Rex et de Sparky) formait un biseau d'aggradation (fig. 14). Chacune de ces minces

successions (milieu de sédimentation allant de l'avant-plage au delta) est également entaillée par de nombreuses vallées larges par lesquelles du sable a été transporté vers le nord-ouest. Des massifs de grès d'avant-plage et de bas niveau marin ont ainsi été déposés et recourent la Formation de Clearwater, riche en shales. La principale régression observée dans l'est du bassin est associée au sommet de la Formation de Sparky; on y voit qu'elle a été intense, mais aussi qu'il y a eu une chute du niveau marin relatif et un important changement du faciès vers la mer. Les grès de la partie basale de la Formation de Grand Rapids recouvrent en avancée la surface de discordance correspondant au sommet de la Formation de Sparky, lequel est approximativement équivalent au sommet de l'extrémité distale de la Formation de Glauconite (incluant les dépôts non marins derrière les grès d'avant-plage orientés vers la mer).

Dans le sud du bassin, au-dessus de cette surface de régression intense, la partie supérieure non divisée du Groupe de Mannville se compose de roches sédimentaires non marines à grain fin. Les quelques unités épaisses de grès sont interprétées comme des matériaux de remplissage de vallées recoupant les faciès à grain plus fin. Dans le nord du bassin, les grès et les conglomérats d'avant-plage des membres de Falher et de Notikewin forment un empilement au niveau de la bordure sud de l'arche de Peace River; là, les successions négatives, formées en milieu marin extracôtier et dont la composition va des shales aux grès, disparaissent graduellement vers le nord. À chacune de ces successions d'avant-plage est associée une disconformité, révélant une chute du niveau marin relatif; des amas relativement petits de grès d'avant-plage et de bas niveau marin s'observent au nord.

Vers l'est, la stratigraphie est plus complexe. Les fluctuations du niveau marin relatif sont à l'origine d'une sédimentation, en alternance, de dépôts de haut niveau marin et de milieu littoral peu agité à circulation restreinte (formations de Colony, de McLaren et de Waseca) et de grès d'avant-plage et de bas niveau marin superposés et amalgamés (Formation de Grand Rapids). À cause des faibles vitesses de subsidence et des répercussions de la dissolution du sel dévonien sur la forme du bassin, les dépôts de bas et haut niveaux marins s'observent dans différents secteurs d'exploration, ceux de Lloydminster et d'Athabasca, respectivement.

Dans la partie supérieure du Groupe de Mannville, les corrélations régionales ont montré que les discordances fusionnent vers l'est, dans les aires de subsidence plus lente. Plusieurs successions du Membre de Falher affichent cette caractéristique lorsqu'on suit leur trace jusque dans l'est de l'Alberta. Cette fusion fait en sorte que ces discordances sont généralement établies par des techniques paléontologiques. En Saskatchewan, les sédiments de la partie inférieure du Groupe de Mannville remplissent des vallées découpant des hautes terres composées de clastites jurassiques et de roches carbonatées mississippiennes et dévoniennes. Cependant, les réseaux de vallées les plus vastes seraient situés dans la partie basale du Mannville supérieur (équivalents de la Formation de Glauconite). Les sédiments du Mannville supérieur forment un biseau d'aggradation contre les zones plus élevées de la surface de discordance. Dans la grande région recouvrant l'Évaporite de Prairie, dans le centre sud de la Saskatchewan, la lithologie équivalente du Groupe de Mannville est appelé la Formation de Cantuar, mais les corrélations avec les unités stratigraphiques dans la région de Lloydminster demeurent hypothétiques.

Définition des zones gazéifères

Le Groupe de Mannville renferme plus de 13 000 gisements de gaz. Il a donc fallu, à cause des exigences de temps nécessaires pour terminer l'évaluation de ce grand nombre de gisements, classifier les gisements en utilisant les bases de données déjà existantes sur la stratigraphie et sur la production de l'organisme de réglementation provinciale. La subdivision des gisements de Mannville a été basée sur les intervalles de production qui leur sont attribués. Les groupes de gisements ainsi créés ont été définis en fonction de critères stratigraphiques et géographiques (figure 2). Selon cette méthode, les gisements ne sont pas nécessairement regroupés dans des «zones gazéifères» aussi uniformes que celles produites par l'analyse géologique détaillée réalisée dans le cadre d'autres évaluations de la CGC dans ce bassin (par ex. Reinson et al., 1993). Cependant, cette méthode semble représenter une approximation raisonnable pour ce type d'analyse, étant donné que chaque «zone gazéifère» du Groupe de Mannville a été définie de telle façon à contenir des gisements de gaz caractérisés par une formation, une migration et un piégeage des hydrocarbures dont l'histoire est relativement semblable (fig. 2).

ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES

Secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique

Zone gazéifère de Spirit River

Définition de la zone gazéifère

La présente zone inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés aux grès et aux conglomérats des membres de Falher et de Notikewin (Formation de Spirit River). Elle englobe aussi de nombreux gisements classiques ainsi que plusieurs accumulations du type «Deep Basin» selon Masters (1984) (fig. 19). Le mécanisme de piégeage de ces accumulations a été traité par de nombreux auteurs (Masters, 1979, 1984; Cant, 1983; Gies, 1984; Varley, 1984). Il sous-tend les facteurs suivants : 1) formation de gaz dans la partie plus profonde du bassin, 2) conservation des zones réservoirs à porosité et à perméabilité élevées, 3) peu de fuites de gaz en amont-pendage des réservoirs à cause de la faible perméabilité des roches environnantes et 4) faible perméabilité relative au gaz à cause de l'écoulement d'eau en aval-pendage. Dans le cas des roches réservoirs de Falher, il semble que la genèse du gaz se poursuive (Welte et al., 1984).

Géologie

Les roches réservoirs les plus abondantes sont les conglomérats d'avant-plage de Falher (accompagnés de grès à grain grossier), comme par exemple ceux du champ d'Elmworth. Ces dépôts d'avant-plage incluent des portions des cycles de transgression-régression superposés à la limite méridionale de l'arche de Peace River. Ce sont essentiellement des grès à grain fin qui entourent les réservoirs, leur étanchéité résultant de la cimentation par croissance de cristaux secondaires de quartz; leur perméabilité est inférieure à un millidarcy. Les conglomérats à cailloux de chert n'ont pas subi de diagenèse marquée et leur perméabilité peut atteindre quatre darcys. À l'ouest, en Colombie-Britannique, les conglomérats d'avant-plage présentent de moins bonnes qualités de roche réservoir en raison de leur cimentation par de la kaolinite. À l'est, les roches sont généralement imprégnées de fluide (Rahmani, 1984). Dans les dix premiers gisements en importance découverts dans la présente zone gazéifère, huit sont associés aux roches réservoirs de Falher. Les autres le sont aux conglomérats d'avant-plage du Membre de Notikewin (champ de Kaybob). La carte régionale de

Jackson (1984) montre que ces conglomérats se trouvent à la limite de transgression de Notikewin, comme c'est le cas des conglomérats de Falher.

Dans le champ d'Elmworth, et ailleurs dans le «Deep Basin», les sables étanches, qui dominent par leur volume, sont saturés en gaz; il n'a cependant pas été prouvé que la production pourrait y être rentable à long terme. Les réservoirs classiques composés de conglomérats ont été bien délimités par forage des roches formées en milieu littoral; ils sont cartographiés comme des crêtes de barrière linéaires (Smith, 1984), chacune reposant sur une disconformité mineure à la limite supérieure d'un grès d'avant-plage; ils sont surtout présents dans les successions A, B et D de Falher. Chacune des disconformités a été formée après une baisse du niveau marin relatif dans la région d'Elmworth, se caractérisant par des dépôts isolés d'avant-plage descendante et de bas niveau sur la plate-forme continentale (fig. 20). Il est établi que certains de ces dépôts contiennent des conglomérats et pourraient devenir des cibles d'exploration dans l'avenir.

Historique de l'exploration

Deux cent soixante-quinze (275) gisements de gaz ont été découverts dans la Formation de Spirit River du secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, pour un volume total de $102\,582 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de Falher A-1 du champ d'Elmworth, qui contient $10\,284 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place (fig. 19 et 21; tableau 1). En 1970, la découverte du gisement d'Elmworth (Masters, 1979) a non seulement accentué de beaucoup l'envergure des découvertes dans cette zone, mais a également conféré plus d'importance au concept de piégeage des hydrocarbures du type «Deep Basin».

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone de Spirit River s'élève à $28\,888 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 22 % des ressources totales en gaz de cette zone n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 400 gisements (tableau 1; fig. 22). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $1\,824 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

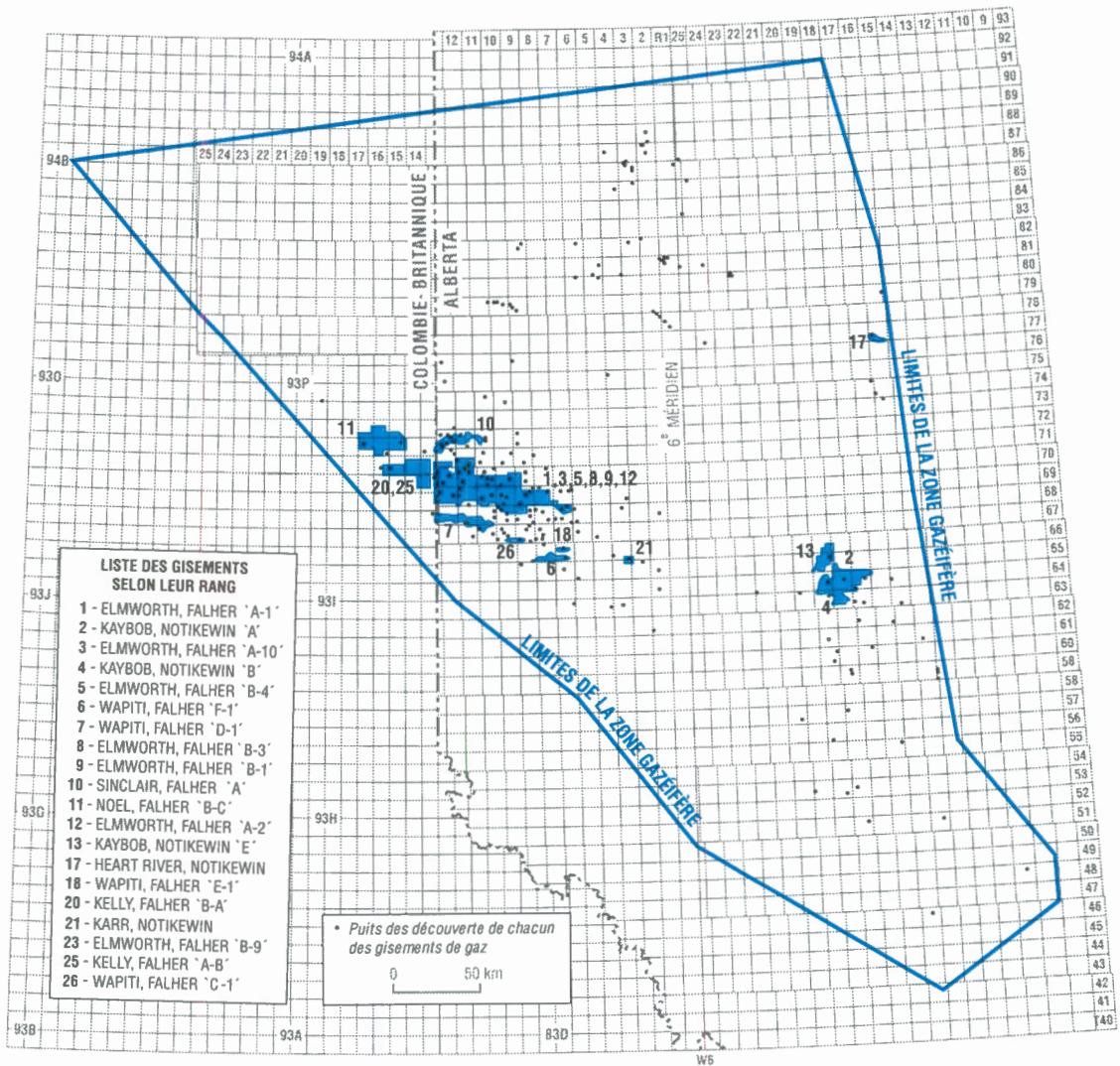


Figure 19. Carte de la zone gazéifère de Spirit River (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

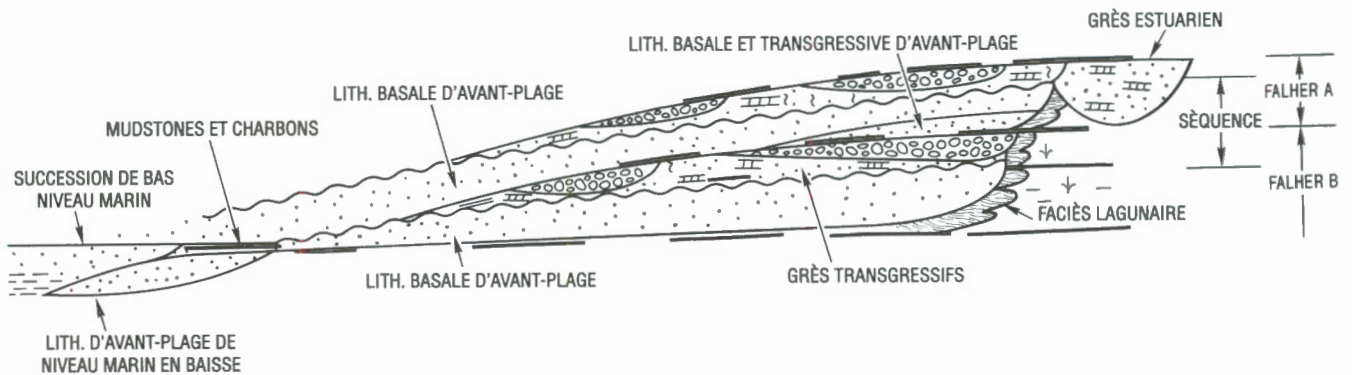


Figure 20. Coupe schématique des cycles A et B de Falher sur laquelle on peut voir des discordances, des grès extracôtiers et des conglomérats transgressifs possédant les propriétés d'une roche réservoir.

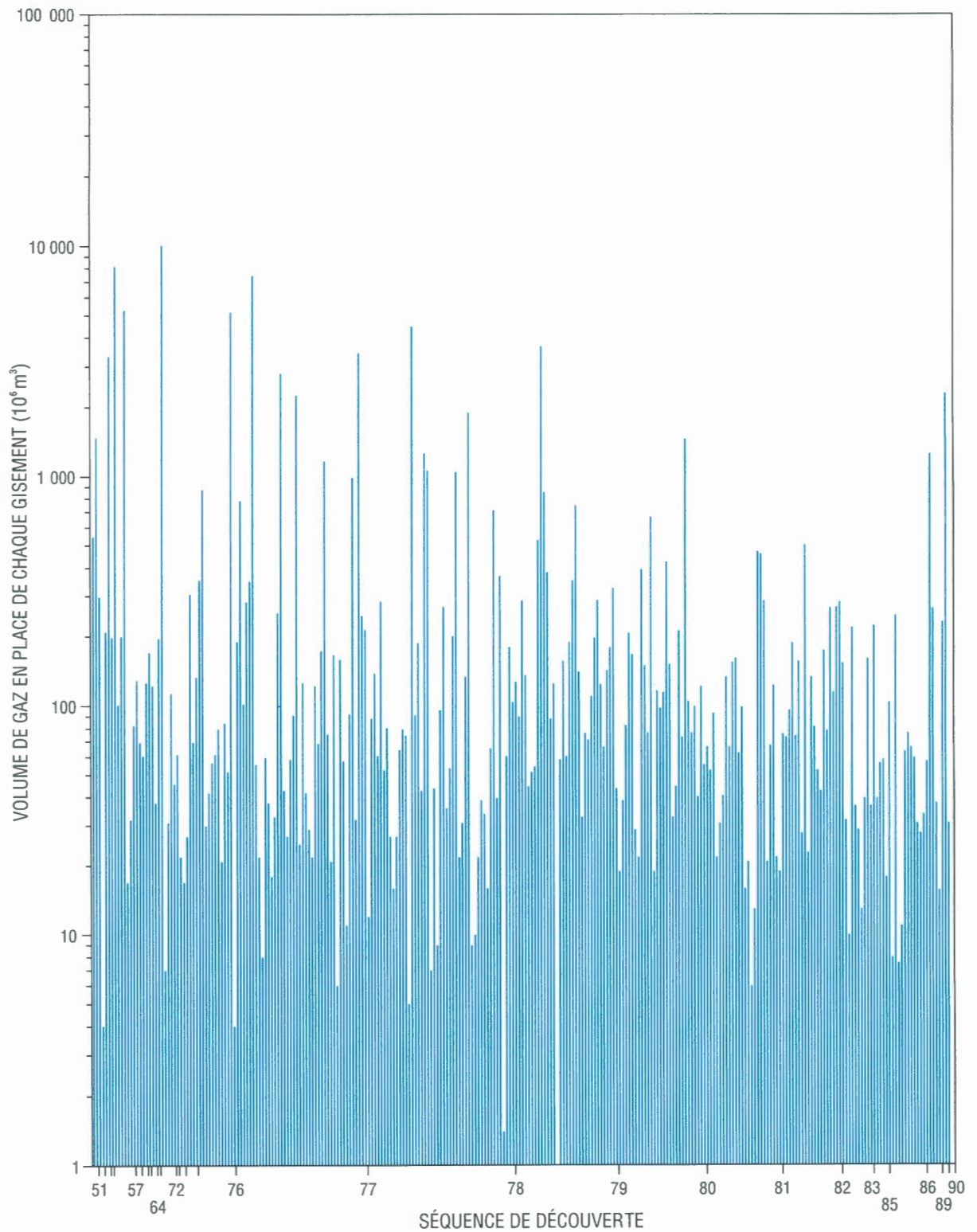


Figure 21. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Spirit River (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

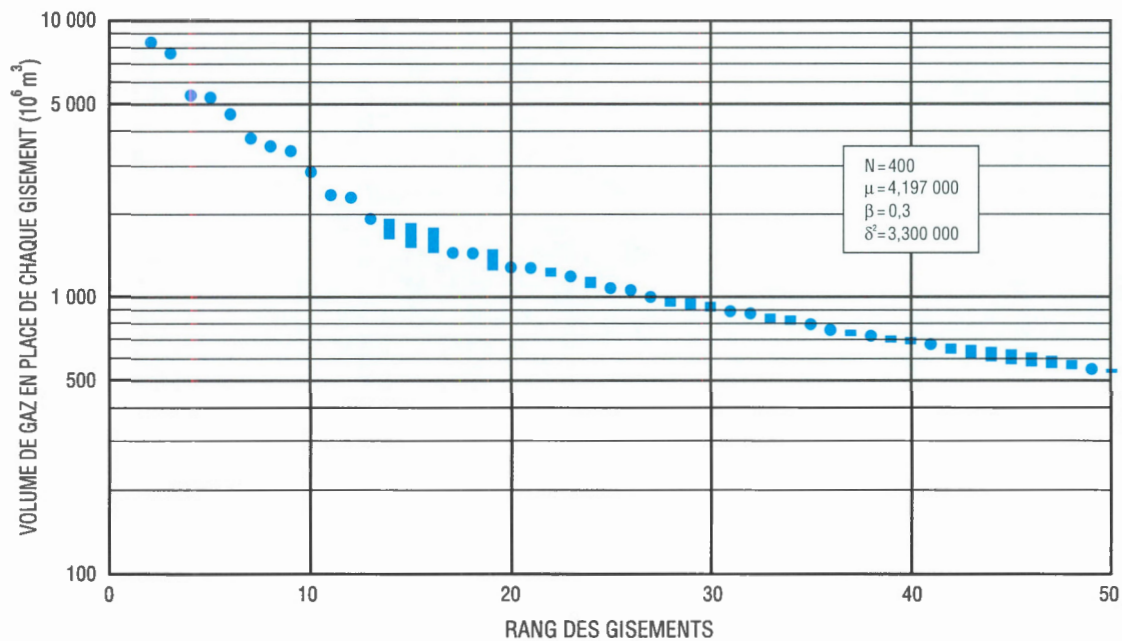


Figure 22. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Spirit River (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

Tableau 1

Zone gazéifère de Spirit River : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) ($10^6\ m^3$)	Année de découverte
1	Elmwrth, Falher A-1	NA	10 284	1970
2	Kaybob, Notikewin A	NA	8 347	1957
3	Elmwrth, Falher A-10	NA	7 613	1977
4	Kaybob, Notikewin B	NA	5 380	1957
5	Elmwrth, Falher B-4	NA	5 273	1976
6	Wapiti, Falher F-1	NA	4 582	1978
7	Wapiti, Falher D-1	NA	3 765	1979
8	Elmwrth, Falher B-3	NA	3 515	1977
9	Elmwrth, Falher B-1	NA	3 378	1955
10	Sinclair, Falher A	NA	2 852	1977
11	Noel, Falher B-C	NA	2 351	1989
12	Elmwrth, Falher A-2	NA	2 298	1977
13	Kaybob, Notikewin E	NA	1 932	1978
17	Heart River, Notikewin	NA	1 500	1951
18	Wapiti, Falher E-1	NA	1 490	1980
20	Kelly, Falher B-A	NA	1 287	1978
21	Karr, Notikewin	NA	1 283	1988
23	Elmwrth, Falher B-9	NA	1 190	1977
25	Kelly, Falher A-B	NA	1 082	1978
26	Wapiti, Falher C-1	NA	1 067	1978
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) ($10^6\ m^3$)			102 582	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) ($10^6\ m^3$)			28 888	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			22	
Gisements découverts : total			275	
Population de gisements : total			400	

NA, gaz non associé

Zone gazéifère de Bluesky

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Bluesky inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Bluesky dans le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique (fig. 23). Il existe tant des gisements classiques que des gisements du type Deep Basin dans cette zone.

Géologie

La Formation de Bluesky résulte du dépôt de matériaux pendant une série de petits épisodes de régression qui ont jalonné la transgression globale vers le sud de la Mer boréale. Elle se divise en trois faciès principaux : 1) dépôts régressifs à granoclassement inverse et de milieu extracôtier à marin peu profond, 2) conglomérats transgressifs de vannage, 3) dépôts de remplissage de vallée encaissée. Ces divisions caractérisent également les types de pièges d'hydrocarbures découverts dans la Formation de Bluesky, dans le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique. Le contact entre la Formation de Bluesky et les matériaux de plaine côtière sous-jacents de la Formation de Gething est graduel et se situe généralement au niveau de l'apparition des grès marins. Les shales marins du Membre de Wilrich sont sus-jacents à la Formation de Bluesky.

Le gisement de Bluesky A du champ de Boyer (fig. 24 et 25) est le plus vaste qui ait été découvert dans la zone de Bluesky; il est situé sur le pan nord-est de la hauteur de Keg River, antérieure au Crétacé. Dans cette région, la Formation de Bluesky est formée d'une série de grès régressifs à granoclassement inverse et de milieu extracôtier à marin peu profond, qui recouvrent en avancée vers le sud-ouest la hauteur de Keg River (fig. 24 et 25; Warters, 1994). Le gaz est piégé dans des grès de milieu marin peu profond, coincés entre des shales marins de la Formation de Bluesky et le Membre de Wilrich sus-jacent de la Formation de Spirit River. Le gisement de Bluesky A du champ de Pine Creek est le huitième en importance découvert dans la zone de Bluesky; c'est un exemple

de piège d'hydrocarbures dans des matériaux de remplissage de vallée encaissée. Du gaz est produit à partir de grès de chenaux estuariens de la Formation de Bluesky (fig. 26 et 27; Hardy, 1989). Le gisement de Bluesky A du champ de Ring/Pedigree, qui est un champ composée de plusieurs gisements, en l'occurrence ceux de Ring-Border et de Pedigree (définis par des scientifiques de la CGC), est un exemple de piège d'hydrocarbures dans des résidus transgressifs de vannage (Sturrock et Dawson, 1991). Dans le champ de Ring/Pedigree, la production se fait à partir des formations de Montney, de Bluesky et de Gething. Au ministère de l'Énergie, des Mines et des Richesses pétrolières de la Colombie-Britannique, les chercheurs répartissent le volume total de gaz en place de la façon suivante : Formation de Montney, 85 %; Formation de Bluesky, 5 %; Formation de Gething, 10 %. Aux fins de l'évaluation, les scientifiques de la CGC ont subdivisé le champ de Ring/Pedigree en trois gisements, soit ceux de Bluesky A, de Gething A et de Montney A.

Historique de l'exploration

Trois cent quatre (304) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère de Bluesky du secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, pour un volume total de $105\,478 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de Bluesky A du champ de Boyer, qui contient $16\,232 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place; sa découverte remonte à 1974. Trois des quatre gisements de gaz découverts les plus volumineux de la zone de Bluesky sont situés sur le pan nord-est de la hauteur de Keg River, antérieure au Crétacé (fig. 23 et 28; tableau 2).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Bluesky s'élève à $48\,585 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 32 % des ressources totales en gaz de cette zone n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 500 gisements (tableau 2; fig. 29). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $4\,694 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

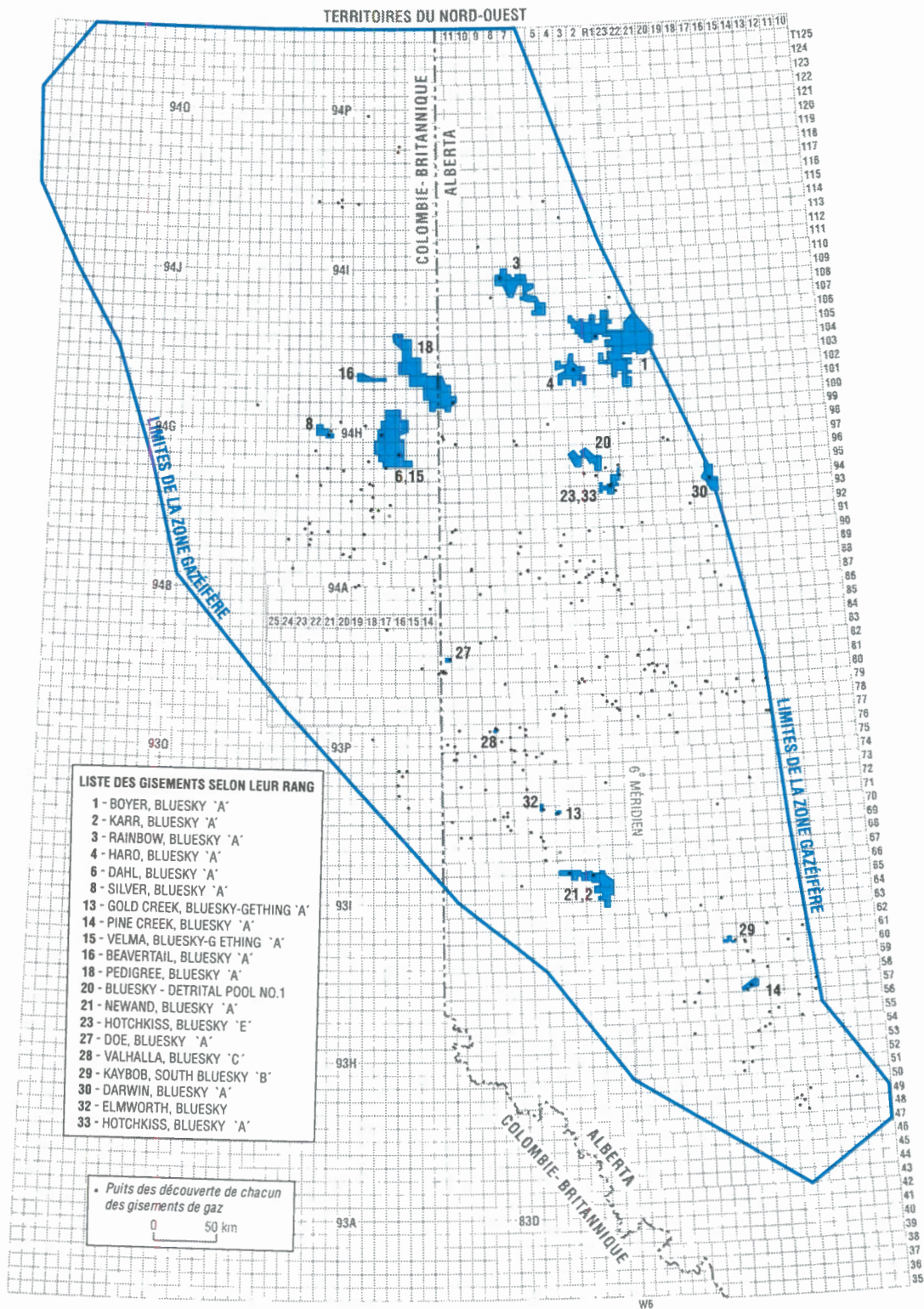


Figure 23. Carte de la zone gazifère de Bluesky (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

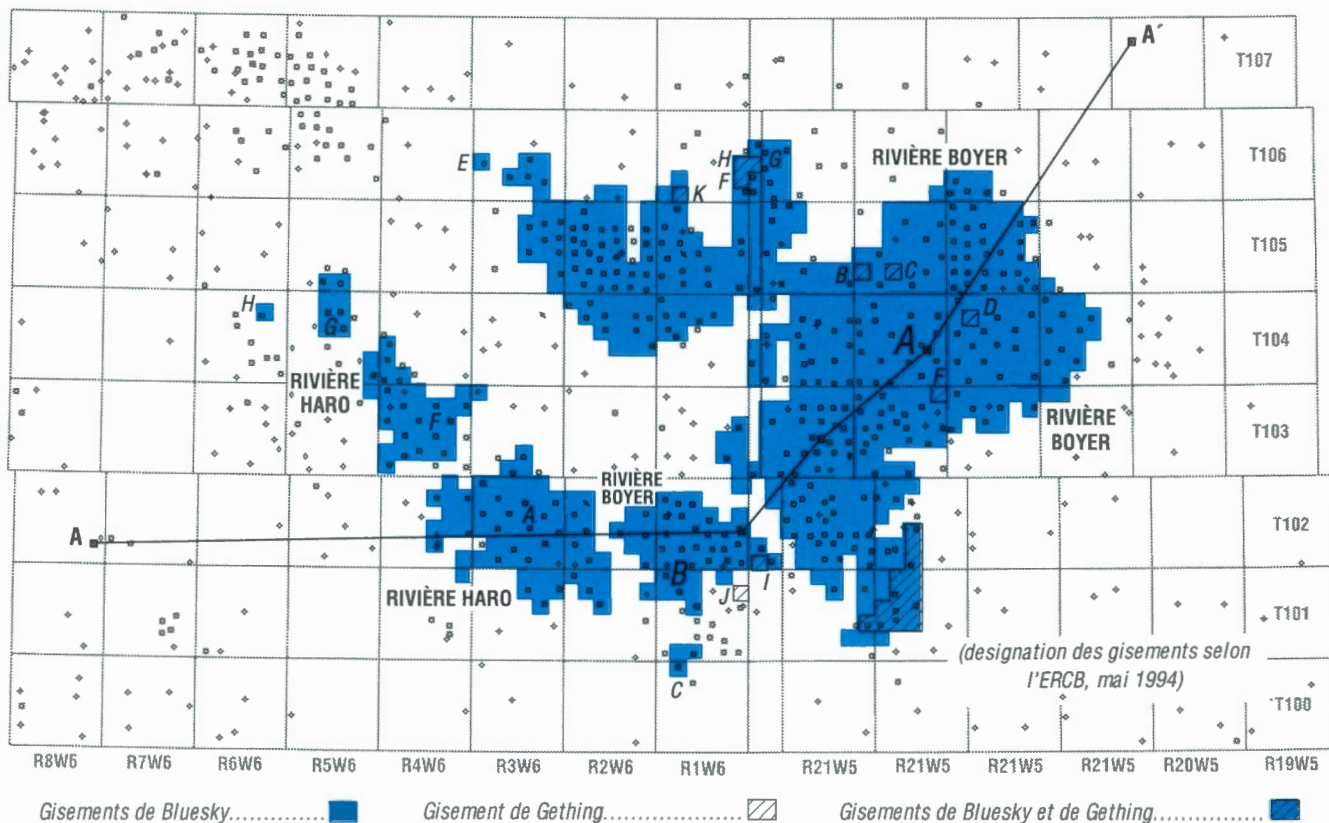


Figure 24. Répartition et épaisseur de la Formation de Bluesky du champ de Boyer.

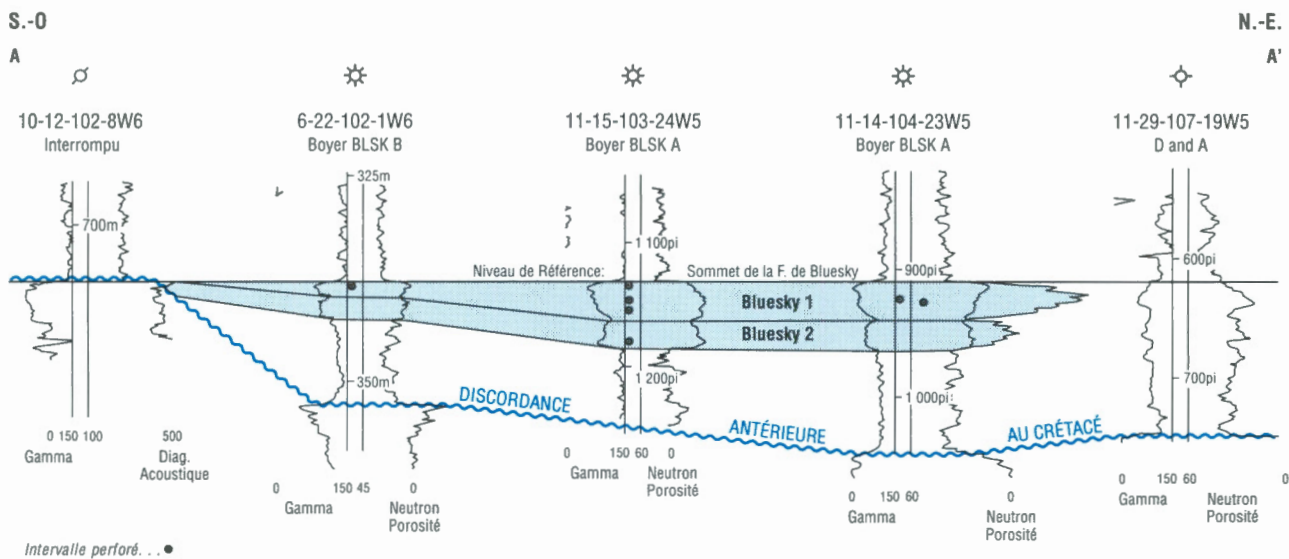


Figure 25. Coupe stratigraphique traversant les gisements de gaz de Bluesky A et B du champ de Boyer. La coupe figure les deux grès transgressifs d'avant-plage de la Formation de Bluesky, qui sont les roches réservoirs des gisements susmentionnés (Warters, 1994).

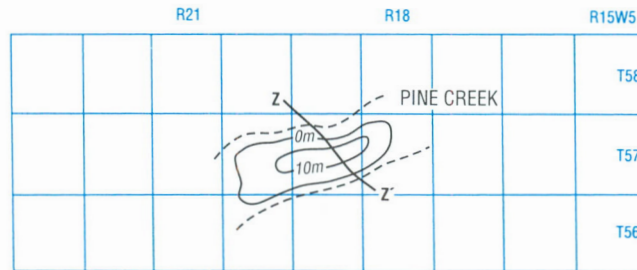


Figure 26. Répartition et épaisseur des grès de chenaux estuariens de la Formation de Bluesky (champ de Pine Creek). Équidistance de 10 mètres (modifié de Hardy, 1989).

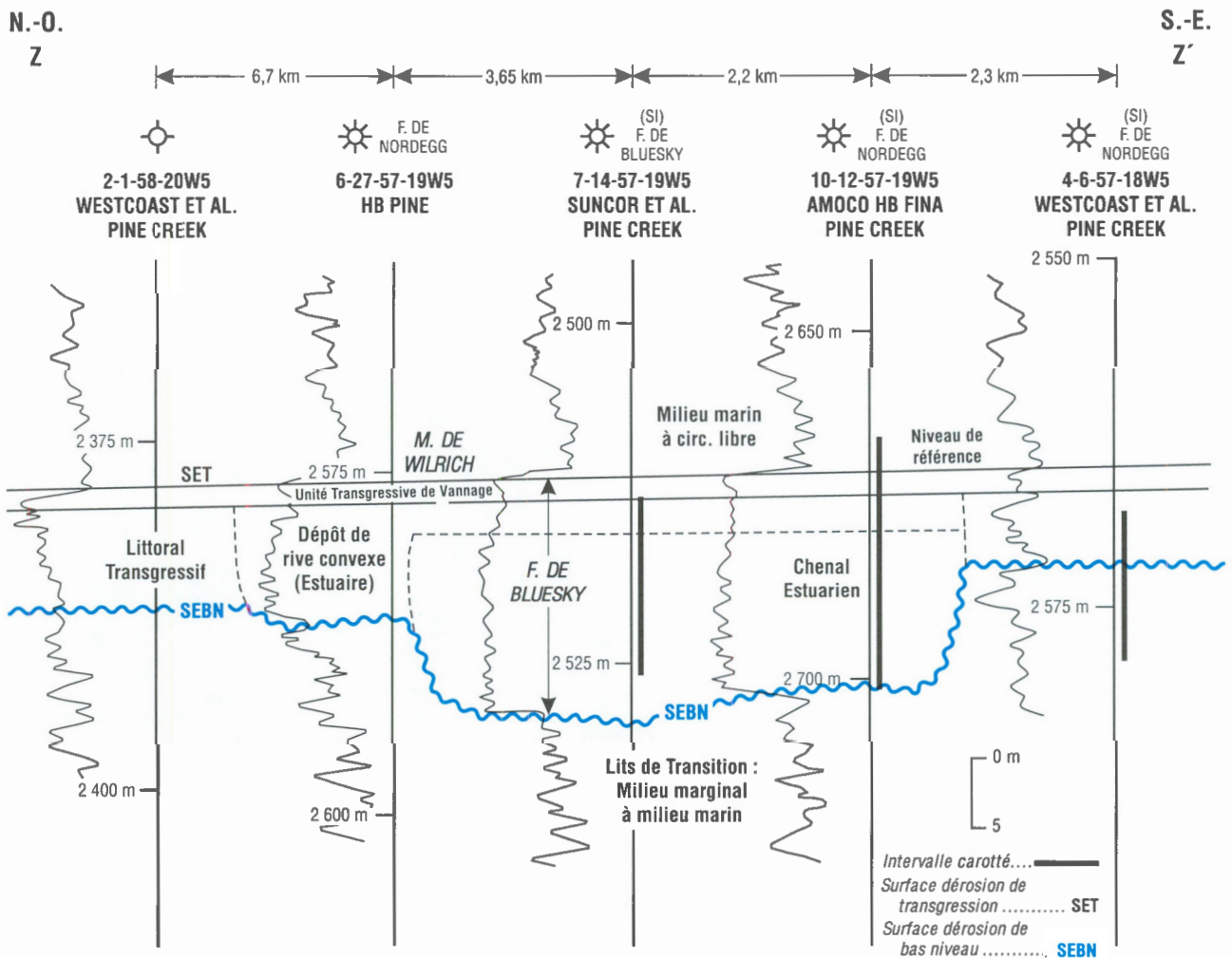


Figure 27. Coupe stratigraphique traversant le gisement de gaz de Bluesky A du champ de Pine Creek, dans lequel les sédiments de remplissage de vallée sont des dépôts de rive convexe formés dans des chenaux estuariens et sont les roches réservoirs (modifié de Hardy, 1989).

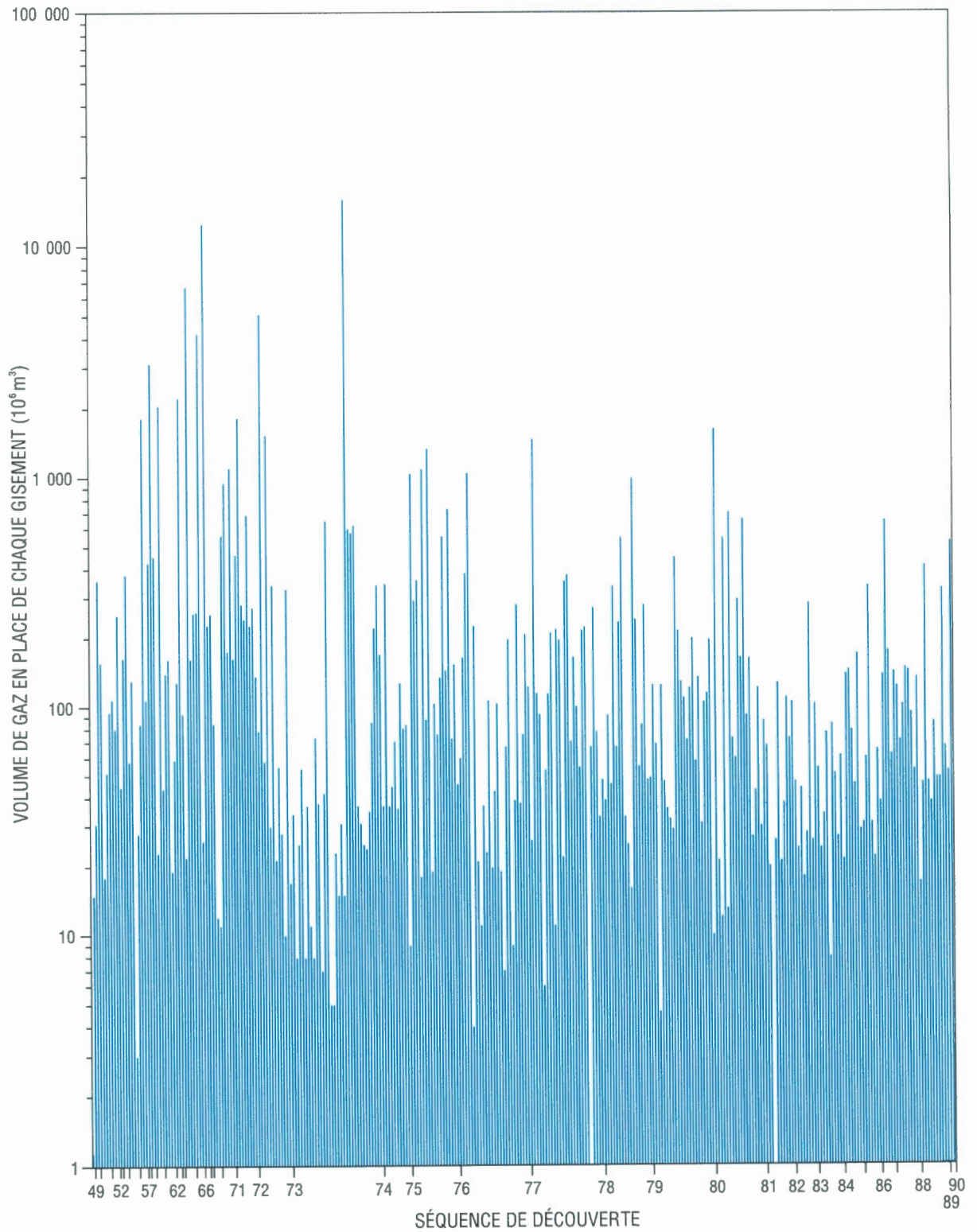


Figure 28. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Bluesky (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

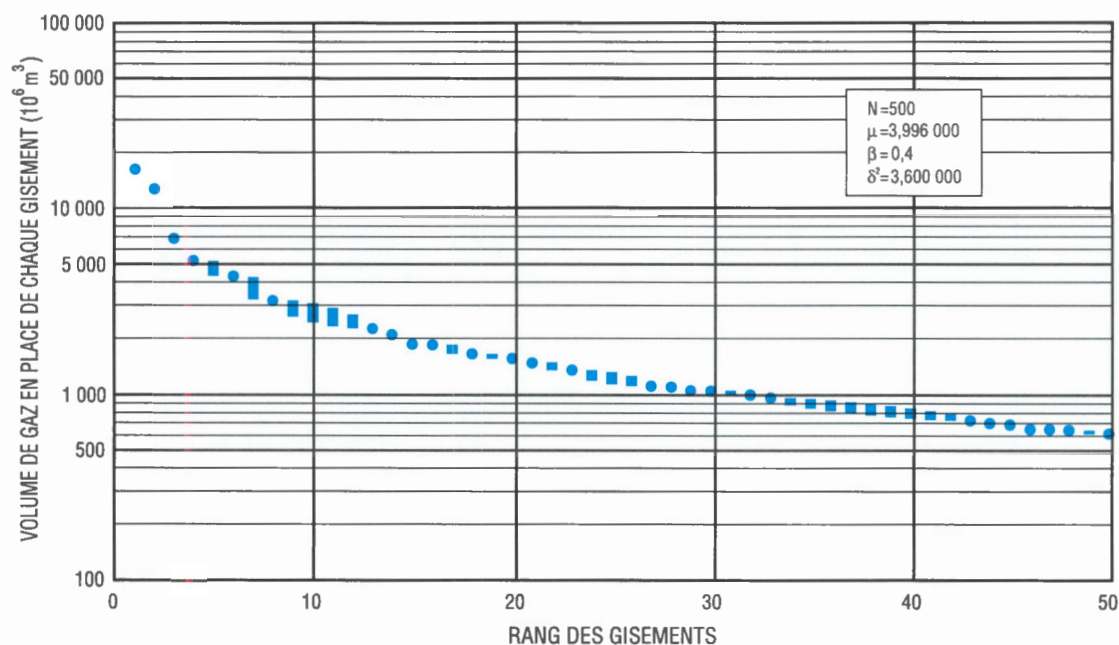


Figure 29. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazeifère de Bluesky (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

Tableau 2

Zone gazeifère de Bluesky : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Boyer, Bluesky A	NA	16 232	1974
2	Karr, Bluesky A	NA	12 737	1968
3	Rainbow, Bluesky A	NA	6 817	1965
4	Haro, Bluesky A	NA	5 197	1973
6	Dahl, Bluesky A	NA	4 288	1966
8	Silver, Bluesky A	NA	3 177	1960
13	Gold Creek, Bluesky-Gething A	NA	2 256	1963
14	Pine Creek, Bluesky A	NA	2 089	1961
15	Velma, Bluesky-Gething A	NA	1 852	1972
16	Beavertail, Bluesky A	NA	1 846	1957
18	Pedigree, Bluesky A	NA	1 647	1981
20	Bluesky-Formation détritique (gisement n° 1)	NA	1 557	1973
21	Newand, Bluesky A	NA	1 491	1978
23	Hotchkiss, Bluesky E	NA	1 355	1976
27	Doe, Bluesky A	NA	1 120	1971
28	Valhalla, Bluesky C	NA	1 108	1976
29	Kaybob South, Bluesky B	NA	1 064	1977
30	Darwin, Bluesky A	NA	1 057	1976
32	Elmworth, Bluesky	NA	1 005	1979
33	Hotchkiss, Bluesky A	NA	965	1971
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			105 478	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			48 585	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			32	
Gisements découverts : total			304	
Population de gisements : total			500	

NA, gaz non associé

Zone gazéifère de Gething/Dunlevy

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Gething/Dunlevy inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés aux formations de Gething et de Dunlevy dans le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique (fig. 30). On y observe des gisements classiques, mais aussi des gisements du type «Deep Basin».

Géologie

Depuis longtemps, il était supposé que la stratigraphie de la partie inférieure du Groupe de Mannville était continue, sans discordance interne. Cependant, des corrélations de subsurface (fig. 18) et des données biostratigraphiques sur les différentes unités peuvent être interprétées comme pointant vers une lacune d'érosion entre les sédiments à grain fin de Gething et une unité basale gréseuse, l'érosion ayant, par endroits, complètement éliminée la Formation de Gething et même une partie de celle de Cadomin. D'autres discordances s'observent dans la Formation de Gething, comme en témoignent les corrélations régionales.

Dans la Formation de Gething, la portion basale à grain grossier et la portion plus épaisse à mudstone et charbon dominants seraient d'origine principalement continentale. Au nord et au nord-est, on observe quelques grès de milieu marin (d'avant-plage) et deltaïque équivalents à la Formation de Gething. La partie basale de la Formation de Gething comporte plusieurs unités de grès à base franche et à granoclassement normal (selon les gammagraphies), laissant supposer une certaine sédimentation dans des chenaux à méandres. Le faciès à grain fin contient des unités très minces de grès de chenaux, mais ce sont les sédiments de plaine d'inondation qui dominent. Ces derniers sont interrompus par des grès beaucoup plus épais (jusqu'à 20 mètres), considérés comme des matériaux non marins de remplissage de vallées encaissées. De nombreux puits ont révélé la présence de deux ou plusieurs de ces vallées encaissées, leur présence étant associée à des mouvements répétés et à petite échelle le long des failles de l'arche de Peace River, comme le montre les coupes stratigraphiques. Comme en témoigne la figure 13, l'épaisseur des

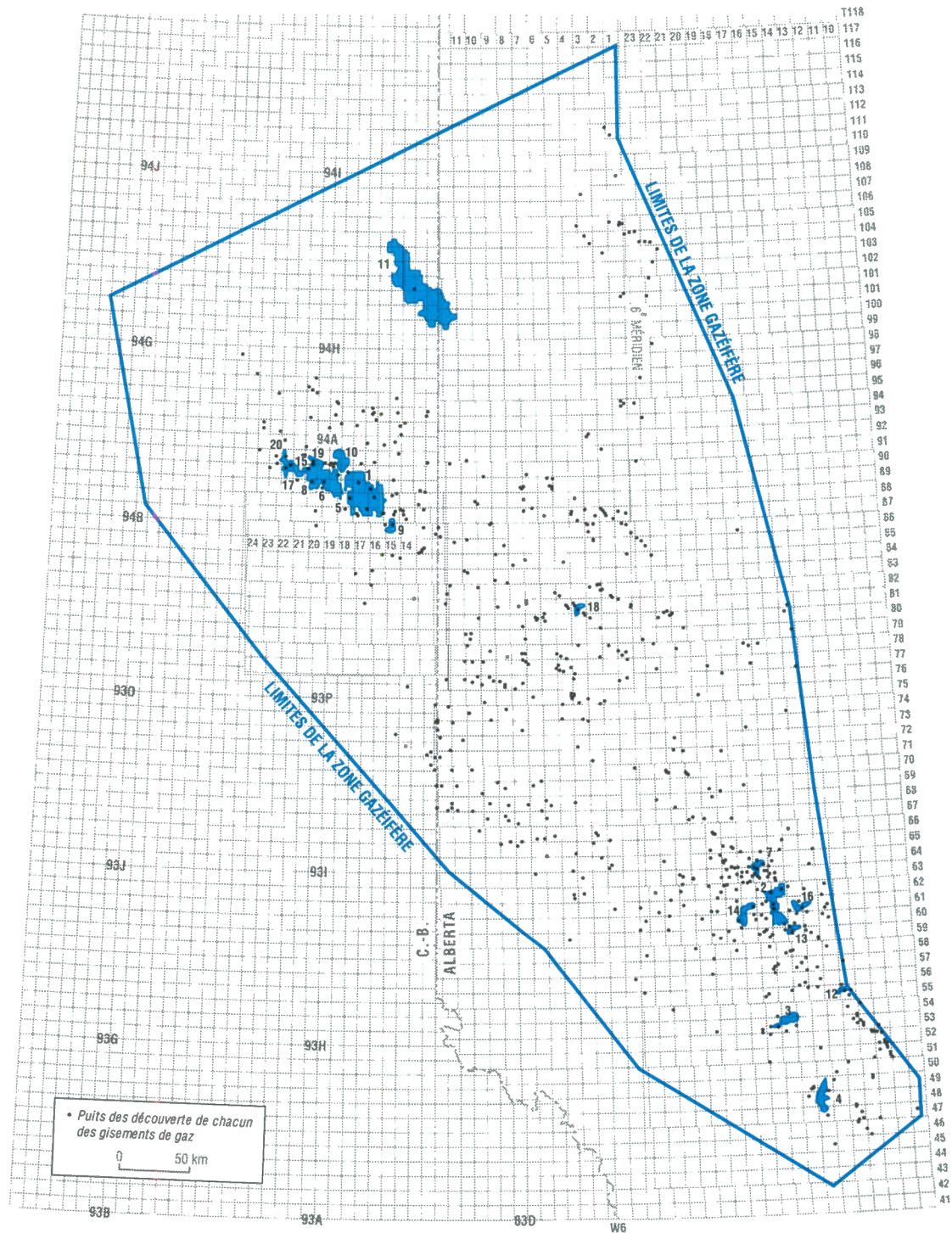
sédiments transgressifs (formations de Cadomin, de Gething, de Dunlevy et de Bluesky) dépend de la morphologie à la surface de la discordance basale, qui elle-même reflète en partie les structures de l'arche de Peace River dans cette région. Vers l'est, la partie inférieure de la Formation de Gething se termine sur l'escarpement de Fox Creek, recouvrant en avancée des sédiments plus anciens. Une série de gisements (par ex. ceux de Kaybob et de Fox Creek) longe cette bordure. Plusieurs des gisements les plus volumineux de cette zone sont associés à la Formation de Dunlevy, observée dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La Formation de Dunlevy est équivalente à la partie supérieure de la Formation de Gething (fig. 31).

Historique de l'exploration

Six cent quatre-vingt-treize (693) gisements de gaz ont été découverts dans les formations de Gething et de Dunlevy, pour un volume total de gaz en place de $140\,681 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 30 et 32; tableau 3). Les premières découvertes ont eu lieu dans les années cinquante, d'autres ayant suivi jusque dans les années quatre-vingts. Le plus vaste gisement découvert est celui de Dunlevy F du champ de Rigel, dont le volume de gaz en place se chiffre à $13\,496 \times 10^6 \text{ m}^3$. Sa découverte remonte à 1955. Le gisement n° 1 de Gething est le deuxième en importance; il se compose en fait de plusieurs gisements associés à divers champs (gisements de Gething D et H du champ de Fox Creek; gisement de Gething H du champ de Kaybob South). Le gisement n° 1 de Gething, découvert en 1956, renferme $8\,023 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Gething/Dunlevy s'élève de $22\,151 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 14 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 1 000 gisements (tableau 3; fig. 33). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $635 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Les chances de découvrir d'autres gisements sont considérées comme bonnes, des données récentes ayant permis d'établir que la stratigraphie de la partie inférieure du Groupe de Mannville est complexe dans la région.



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | | | |
|------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| 1 - RIGEL, DUNLEVY 'F' | 6 - BUICK CREEK, DUNLEVY 'C' | 11 - RING, GETHING 'A' | 16 - CHICKADEE, GETHING 'A' |
| 2 - GETHING POOL 'No. 1' | 7 - KAYBOB, GETHING 'K' | 12 - McLEOD, GETHING 'C' | 17 - FIREWEED, DUNLEVY 'D' |
| 3 - EDSON, GETHING 'A' | 8 - BUICK CREEK WEST, DUNLEVY 'A' | 13 - KAYBOB SOUTH, GETHING 'D' | 18 - DUNVEGAN, GETHING 'B' |
| 4 - PECO, GETHING 'A' | 9 - SIPHON, DUNLEVY 'A' | 14 - KAYBOB SOUTH, GETHING 'K' | 19 - BUICK CREEK NORTH, DUNLEVY 'A' |
| 5 - BUICK CREEK, DUNLEVY 'A' | 10 - BUICK CREEK, DUNLEVY 'B' | 15 - BUICK CREEK WEST, DUNLEVY 'B' | 20 - FIREWEED, DUNLEVY 'A' |

Figure 30. Carte de la zone gazéifère de Gething/Dunlevy (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

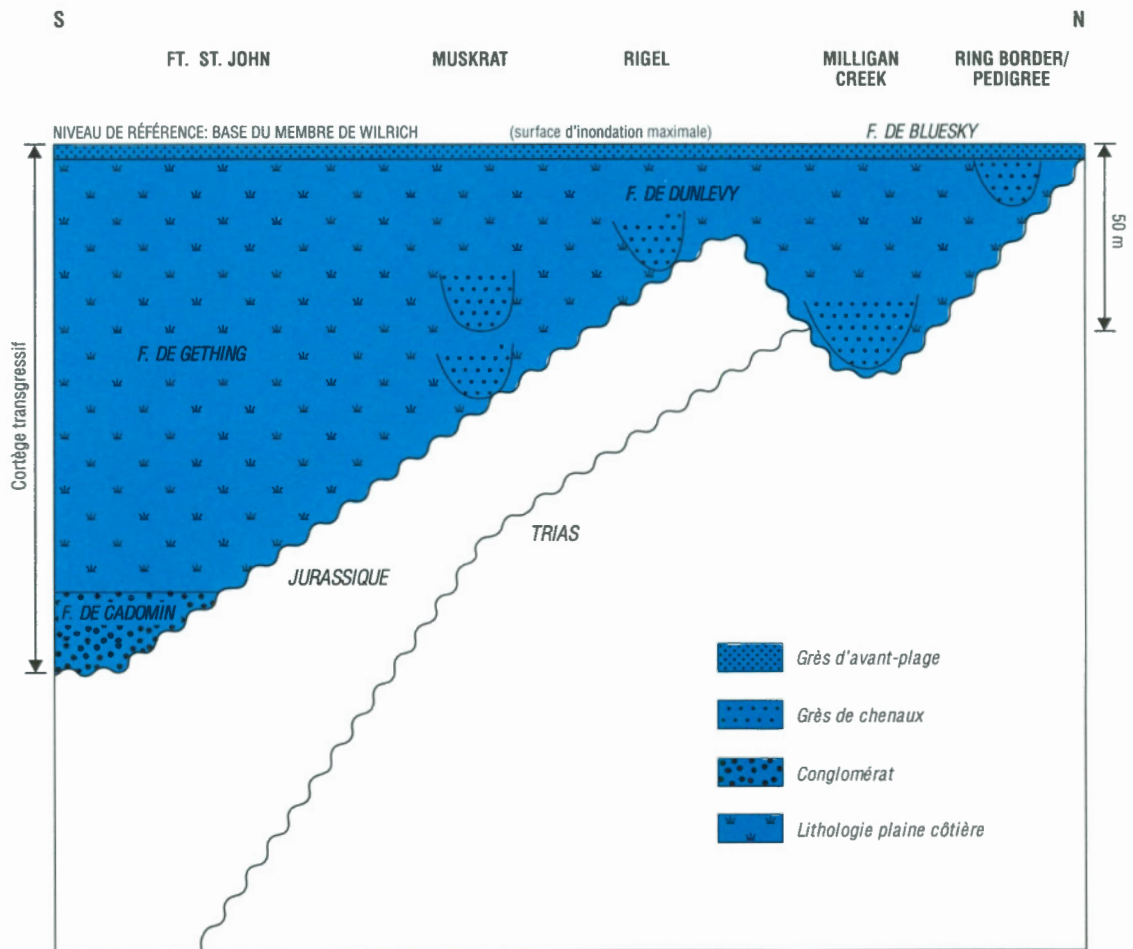


Figure 31. Coupe stratigraphique des formations de Gething et de Dunlevy, dans le nord-est de la Colombie-Britannique.

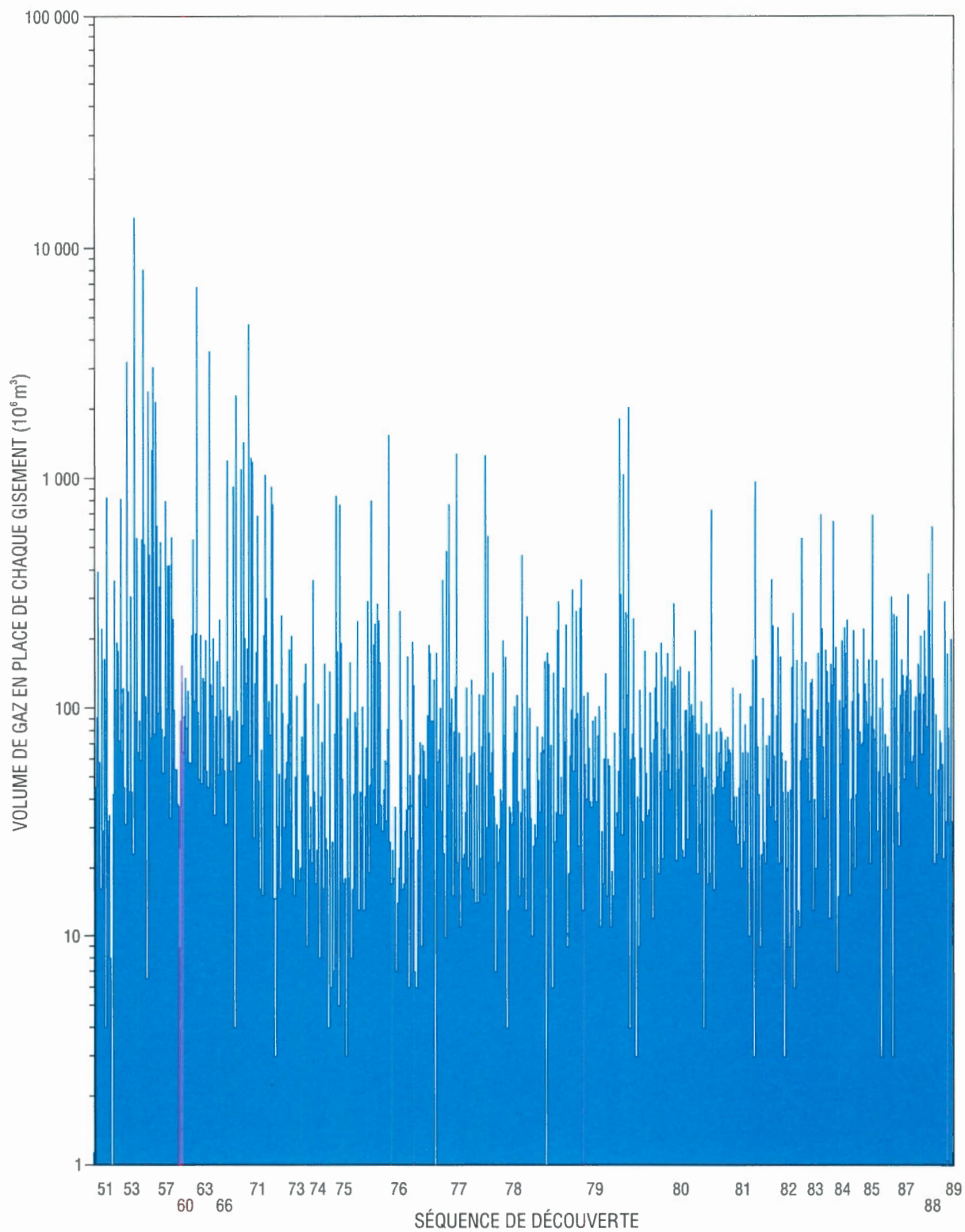


Figure 32. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Gething/Dunlevy (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

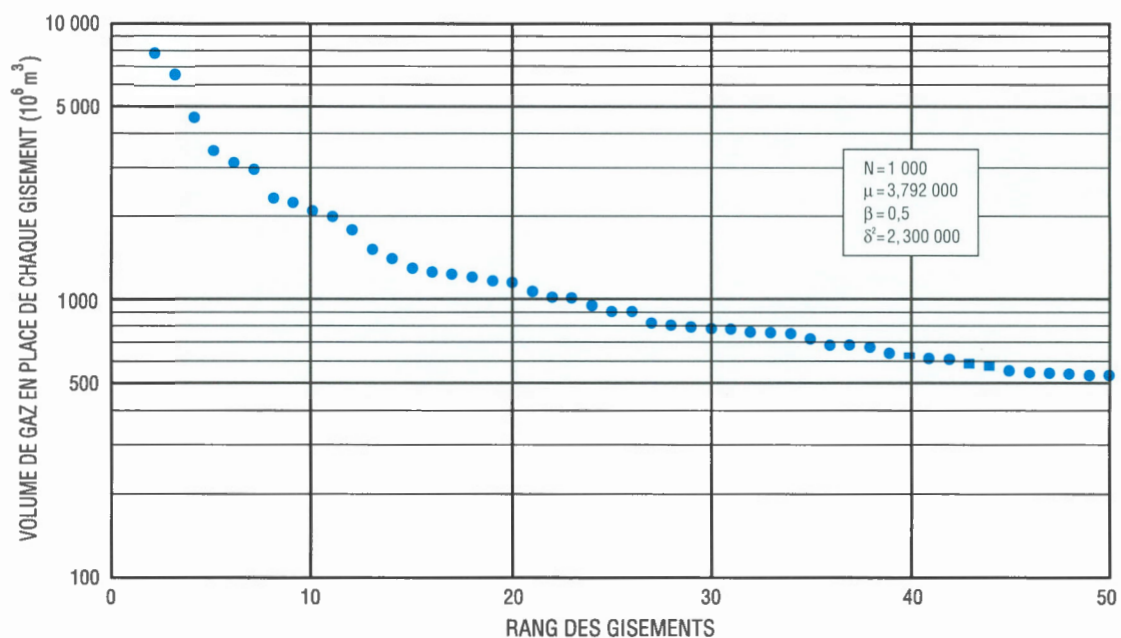


Figure 33. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazifère de Gething/Dunlevy (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

Tableau 3

Zone gazifère de Gething/Dunlevy : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Rigel, Dunlevy F	NA	13 496	1955
2	Gething (gisement n° 1)	A + C	8 023	1956
3	Edson, Gething A	NA	6 750	1963
4	Peco, Gething A	NA	4 662	1971
5	Buick Creek, Dunlevy A	A	3 550	1964
6	Buick Creek, Dunlevy C	NA	3 203	1954
7	Kaybob, Gething K	A + C	3 034	1957
8	Buick Creek West, Dunlevy A	A	2 381	1957
9	Siphon, Dunlevy A	NA	2 291	1969
10	Buick Creek, Dunlevy B	NA	2 139	1957
11	Ring, Gething A	NA	2 040	1980
12	McLeod, Gething C	NA	1 823	1980
13	Kaybob South, Gething D	NA	1 548	1976
14	Kaybob South, Gething K	NA	1 438	1971
15	Buick Creek West, Dunlevy B	A	1 324	1957
16	Chickadee, Gething A	NA	1 280	1977
17	Fireweed, Dunlevy D	A	1 260	1978
18	Dunvegan, Gething B	NA	1 226	1971
19	Buick Creek North, Dunlevy A	NA	1 193	1966
20	Fireweed, Dunlevy A	NA	1 175	1971
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			140 681	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			22 151	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			14	
Gisements découverts : total			693	
Population de gisements : total			1 000	

NA, gaz non associé, A, gaz associé, C, gaz corrosif

Zone gazéifère de Cadomin

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Cadomin inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Cadomin dans le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique (fig. 34). On y observe des gisements classiques, mais aussi des gisements du type «Deep Basin».

Géologie

Dans le secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, la Formation de Cadomin, composée de conglomérats, s'observe à la base du Groupe de Mannville. Elle consiste en un biseau de roches dont la granulométrie augmente vers l'est, constitué de conglomérats de cône alluvial et de cours d'eau anastomosés (Varley, 1984); les matériaux du biseau proviennent de la nappe chevauchante et recouvrent en avancée l'escarpement de Fox Creek. En subsurface, la partie sud de la Formation de Cadomin est limitée par le front de charriage. Pour de nombreux chercheurs, la Formation de Cadomin et les parties sus-jacentes du Groupe de Mannville forment une séquence stratigraphiquement continue. Cependant, au moins une discordance morcelle la coupe et des datations palynologiques récentes portent à croire que la Formation de Cadomin est considérablement plus ancienne que le reste du Groupe de Mannville.

Comme la Formation de Cadomin est essentiellement une nappe de roches sédimentaires à grain grossier, aucun piège stratigraphique par variations latérales de faciès n'est observé. Il existe deux types de pièges de pétrole : 1) les classiques, comme les pièges structuraux, dont notamment ceux formés là où les roches moulent des récifs dévoniens (par ex. le champ de Gold Creek), et les pièges stratigraphiques, dont notamment ceux formés à l'extrémité amont-pendage de la Formation de Cadomin, le long de l'escarpement de Fox Creek (par ex. le champ de Kaybob), 2) ceux du type «Deep Basin» (cités précédemment), dans lequel la Formation de Cadomin a subi une réduction significative de sa perméabilité par cimentation et est saturée en gaz sous pression réduite. En amont-pendage, les roches gazéifères sont soumises à des pressions de transition et laissent graduellement

place à des roches sédimentaires saturées en eau plus perméables (Gies, 1984; Varley, 1984). À la plupart des plus grands champs de la zone gazéifère de Cadomin, comme ceux d'Elmworth, de Sinclair et de Wapiti, sont associés des pièges du type «Deep Basin».

Historique de l'exploration

Plusieurs champs associés à la Formation de Cadomin ont été formés par moulage d'édifices carbonatés dévoniens; ils ont été découverts dans les années soixante, alors que les travaux d'exploration se faisaient dans le centre ouest de l'Alberta. À la fin des années soixante-dix et durant les années quatre-vingts, l'exploration avait changé de cap et était axée sur les accumulations du type «Deep Basin». Cent soixante-dix-huit (178) gisements de gaz ont été découverts dans la Formation de Cadomin du secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, pour un volume total de $45\,691 \times 10^6$ m³ de gaz en place (fig. 34 et 35; tableau 4). Le plus vaste d'entre eux est le gisement n° 1 de Cadomin, qui se compose de plusieurs gisements associés à divers champs (gisements de Cadomin A des champs d'Elmworth et de Sinclair). Découvert en 1977, il contient $12\,522 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Varley (1984) et Gies (1984) ont choisi ce gisement pour illustrer les pièges du type «Deep Basin».

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Cadomin s'élève à $100\,010 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Selon cette estimation, 69 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 900 gisements (tableau 4; fig. 36). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $10\,856 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Dans le futur, les cibles d'exploration seront probablement établies à partir d'études détaillées portant sur la stratigraphie de la Formation de Cadomin et de la Formation de Gething sus-jacente. Au moins une discordance a été identifiée entre la Formation de Cadomin et la base de la Formation de Gething sus-jacente; une description plus détaillée de la stratigraphie de ces deux unités pourraient se traduire par de nouveaux horizons d'exploration.

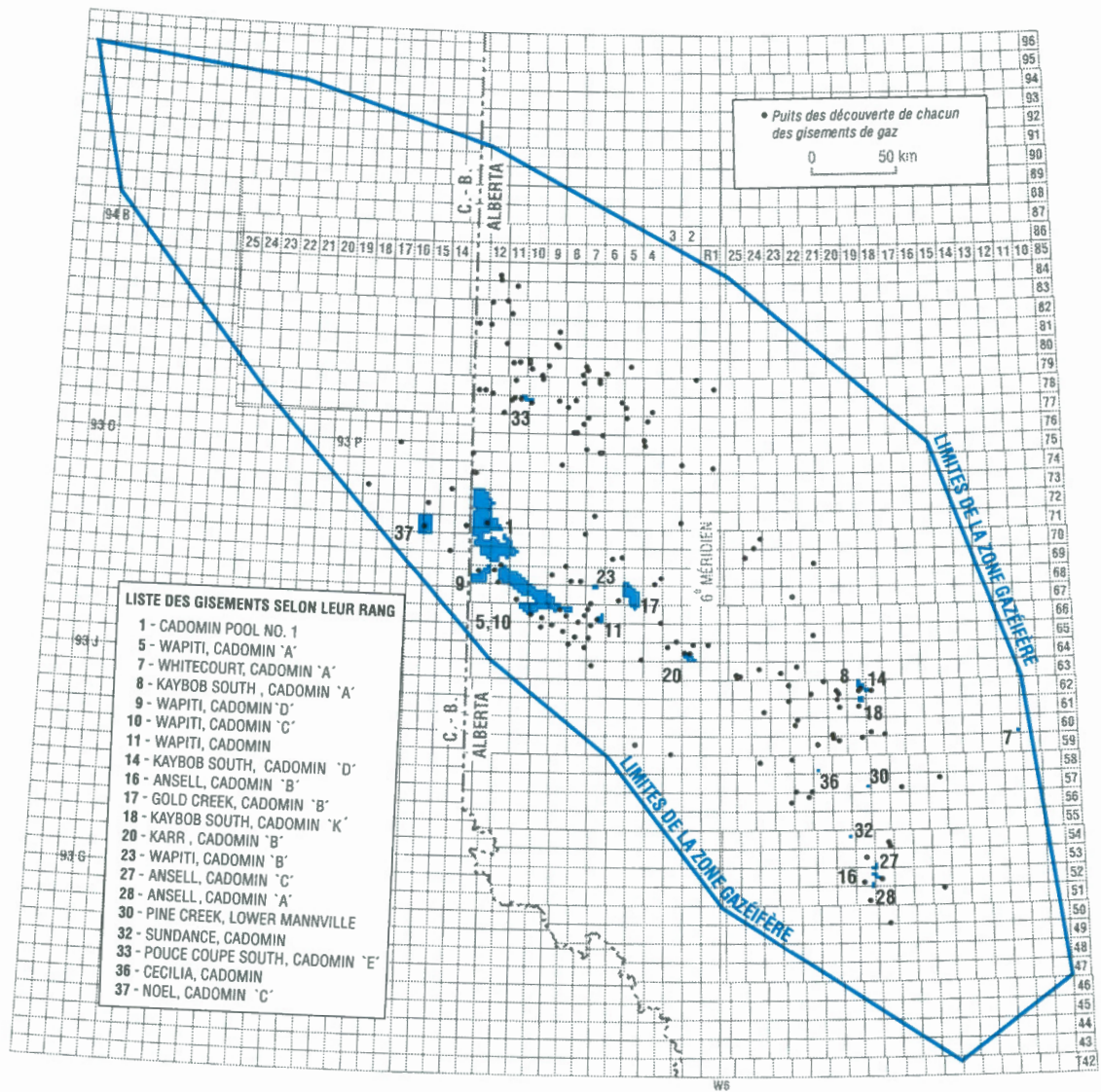


Figure 34. Carte de la zone gazéifère de Cadomin (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

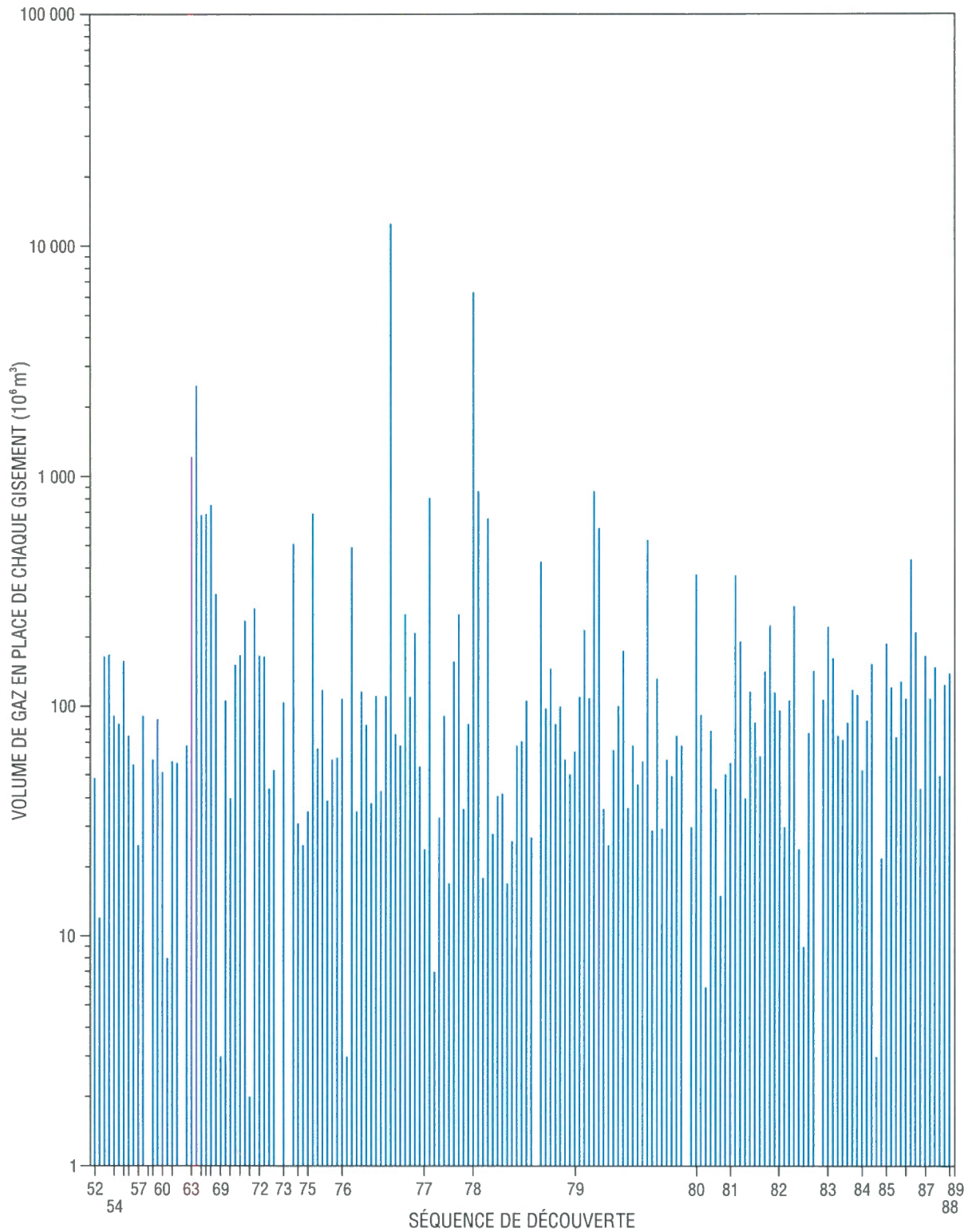


Figure 35. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Cadomin (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

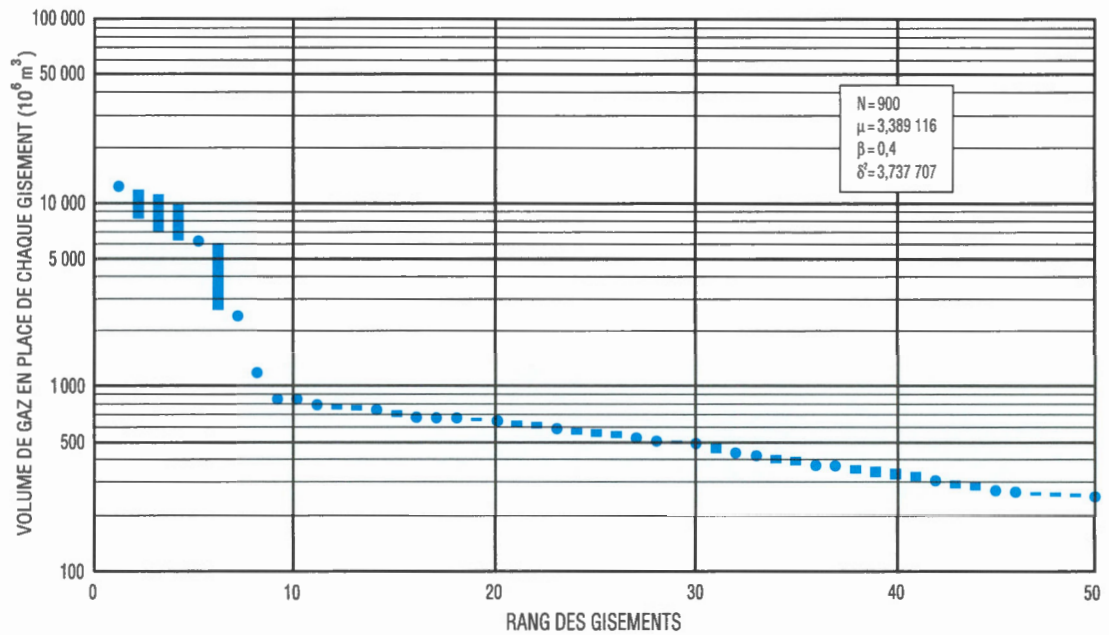


Figure 36. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Cadomin (secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique).

Tableau 4

Zone gazéifère de Cadomin : secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Cadomin (gisement n° 1)	NA	12 522	1977
5	Wapiti, Cadomin A	NA	6 303	1978
7	Whitcourt, Cadomin A	NA	2 476	1963
8	Kaybob South, Cadomin A	NA	1 216	1961
9	Wapiti, Cadomin D	NA	868	1979
10	Wapiti, Cadomin C	NA	867	1980
11	Wapiti, Cadomin	NA	810	1978
14	Kaybob South, Cadomin D	NA	753	1967
16	Ansell, Cadomin B	NA	693	1976
17	Gold Creek, Cadomin B	NA	689	1965
18	Kaybob South, Cadomin K	NA	682	1963
20	Karr, Cadomin B	NA	659	1979
23	Wapiti, Cadomin B	NA	600	1980
27	Ansell, Cadomin C	NA	532	1980
28	Ansell, Cadomin A	NA	511	1974
30	Pine Creek, Mannville inférieur	NA	494	1977
32	Sundance, Cadomin	NA	438	1987
33	Pouce Coupe South, Cadomin E	NA	427	1979
36	Cecilia, Cadomin	NA	376	1980
37	Noel, Cadomin C	NA	373	1982
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			45 691	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			100 010	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			69	
Gisements découverts : total			178	
Population de gisements : total			900	

NA, gaz non associé

Secteur d'exploration d'Athabasca

Zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater

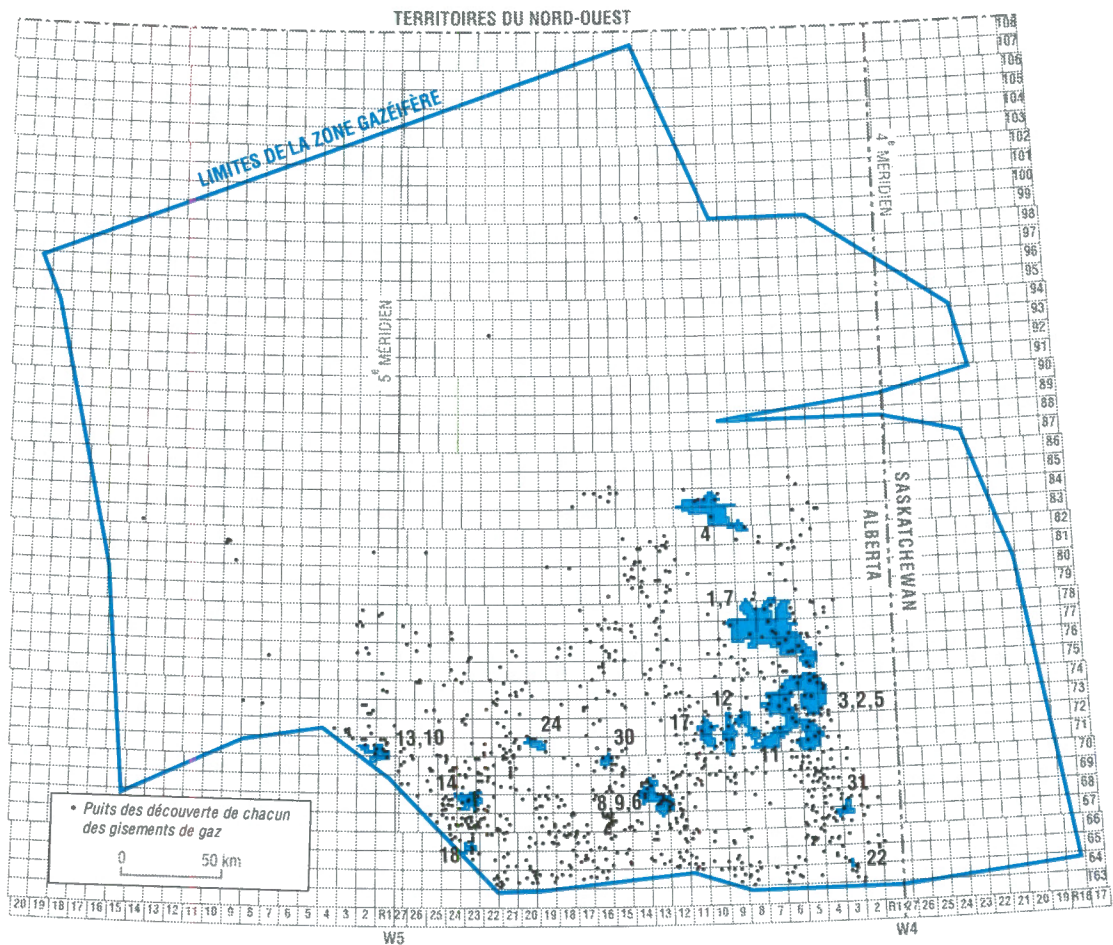
Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés aux formations de Grand Rapids et de Clearwater dans le secteur d'exploration d'Athabasca (fig. 37).

Géologie

Dans le secteur d'exploration d'Athabasca, la Formation de Clearwater se compose d'une série

d'unités marines interstratifiées (grès et shales de zone infralittorale) associées à la partie supérieure du Groupe de Mannville qui, dans l'ensemble, consiste en des roches témoignant d'une progradation vers le nord. La Formation de Clearwater a été étudiée en détail par Maher (1989), alors qu'il décrivait le champ de Leismer. Il divise la Formation de Clearwater en quatre unités de grès (A, B, C, D) qui, selon son interprétation, sont des complexes de bancs infralittoraux. Ces complexes pourraient être réinterprétés comme une série de grès d'avant-plage de bas niveau marin, dont les matériaux proviennent du remplissage de vallées encaissées dans les successions allant de la Formation de Lloydminster à celle de Sparky (secteur d'exploration de Lloydminster). Les réservoirs d'hydrocarbures dans les grès de Clearwater



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | | |
|---------------------------------------|--------------------------------|---|
| 1 - LEISMER, CLEARWATER 'A' | 8 - TWEEDIE, GLAUCONITE 'B' | 17 - IPIATIK, GRAND RAPIDS 'B' |
| 2 - KIRBY, UPPER MANNVILLE 'A' | 9 - TWEEDIE, GLAUCONITE 'A' | 18 - ATHABASCA, GRAND RAPIDS 'B' |
| 3 - KIRBY, UPPER MANNVILLE 'C' | 10 - DECRENE, CLEARWATER 'A' | 22 - ETHEL LAKE, GRAND RAPIDS 'A' |
| 4 - HANGINGSTONE, UPPER MANNVILLE 'A' | 11 - GRIST, GRAND RAPIDS 'A' | 24 - CALLING LAKE WEST, UPPER MANNVILLE 'A' |
| 5 - KIRBY, UPPER MANNVILLE 'D' | 12 - IPIATIK, GRAND RAPIDS 'A' | 30 - CHARRON, GRAND RAPIDS 'B' |
| 6 - TWEEDIE, GRAND RAPIDS 'D' | 13 - DECRENE, CLEARWATER 'B' | 31 - MOORE, GRAND RAPIDS 'A' |
| 7 - KIRBY, UPPER MANNVILLE 'K' | 14 - BAPTISTE, MANNVILLE 'G' | |

Figure 37. Carte de la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater (secteur d'exploration d'Athabasca).

sont situés dans des unités dont l'âge diminue dans la stratigraphie du sud vers le nord (vers la mer). Le grès D de Clearwater, le plus méridional et le plus ancien, est la roche réservoir des gisements de pétrole lourd de Cold Lake; en allant vers le nord, il y a le grès C qui est associé au champ de Kirby, le grès B, à celui de Leismer, et le grès A, le plus septentrional et le plus récent, à celui de Hangingstone (fig. 38 et 39).

La Formation de Grand Rapids est sus-jacente; elle se compose de grès épais (jusqu'à 60 mètres) qui ont sédimenté dans un milieu d'avant-plage en progradation vers le nord-ouest. Ils sont séparés des dépôts littoraux du secteur d'exploration de Lloydminster par une vaste zone de roches sédimentaires de milieu marin à circulation restreinte. Les corrélations régionales montrent que la Formation de Grand Rapids est l'équivalent distal des formations de Colony, de McLaren et de Waseca et qu'elle peut être considérée comme résultant du dépôt, en période de bas niveau marin, de matériaux en provenance des nombreuses vallées qui découpent les unités équivalentes susmentionnées. Dans le passé, la Formation de Grand Rapids a été subdivisée en trois unités définies par leur extension latérale, chacune étant un composite de nombreux amas de grès. Ceux-ci consistent en une série très complexe de dépôts d'avant-plage de bas niveau marin, se recouvrant en avancée l'une et l'autre (dans le sens latéral), montrant une géométrie de progradation distalement et se transformant en shale vers le nord. De nombreuses unités d'avant-plage sont découpées par des vallées par lesquelles du sable était déversé plus loin vers la mer, sur des avant-plages plus distales. Les amas de sable sont concentrés dans une région relativement petite du nord-est de l'Alberta, et ce, à cause du jeu de la compaction au-dessus de la topographie à la surface de la discordance basale du Crétacé et de la dissolution du sel dévonien. Ces phénomènes ont légèrement accéléré la subsidence locale durant la sédimentation du Groupe de Mannville, d'où la concentration des sites d'accumulation des matériaux formant les grès de bas niveau marin. Cette concentration est à l'origine de l'amalgamation par érosion, créant par endroits des grès plus épais et plus continus dans le sens latéral. Les pièges de gaz sont contrôlés par la stratigraphie, les grès étant séparés par de minces lits de shales transgressifs. Les grès de la Formation de Clearwater ont tendance à être plus isolés, formant des pièges stratigraphiques. La dissolution du sel a aussi eu des

répercussions sur les roches réservoirs des formations de Clearwater et de Grand Rapids, causant ici et là des fermetures structurales et des pièges à l'origine de certains des grands champs de gaz (par ex. Celui de Kirby).

Historique de l'exploration

Même si certains gisements ont été découverts dans les années quarante, l'intensification du forage à la fin des années soixante-dix s'est traduite par la découverte de nombreux champs parmi les plus grands. Le plus vaste gisement découvert dans la présente zone gazéifère est celui de Clearwater A du champ de Leismer. Découvert en 1974, son volume initial de gaz en place s'élève à $24\,291 \times 10^6 \text{ m}^3$. L'unité réservoir de ce gisement est le grès B de Clearwater (Maher, 1989), qui consiste en une litharénite feldspathique à grain fin, plus ou moins bien triée et faiblement consolidée. Dans le gisement de Clearwater A du champ de Leismer, le mécanisme de piégeage du gaz est la combinaison de deux facteurs : 1) le pincement stratigraphique du grès B de Clearwater (vers le bassin, c.-à-d. vers le nord) et 2) l'inversion structurale du pendage de la succession du Crétacé inférieur (vers l'est), à cause d'un effondrement tectonique résultant de la dissolution du sel dévonien sous-jacent du Groupe d'Elk Point (Maher, 1989). L'épaisseur du grès B de Clearwater peut atteindre 30 mètres; quant à l'épaisseur moyenne de l'intervalle productif net, elle est de 4,6 mètres (Maher, 1989). Mille deux cent soixante-quinze (1 275) gisements ont été découverts dans la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater du secteur d'exploration d'Athabasca, pour un volume total de gaz en place de $87\,535 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 37 et 40; tableau 5).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater s'élève à $55\,060 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 39 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 2 920 gisements (tableau 5; fig. 41). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $712 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

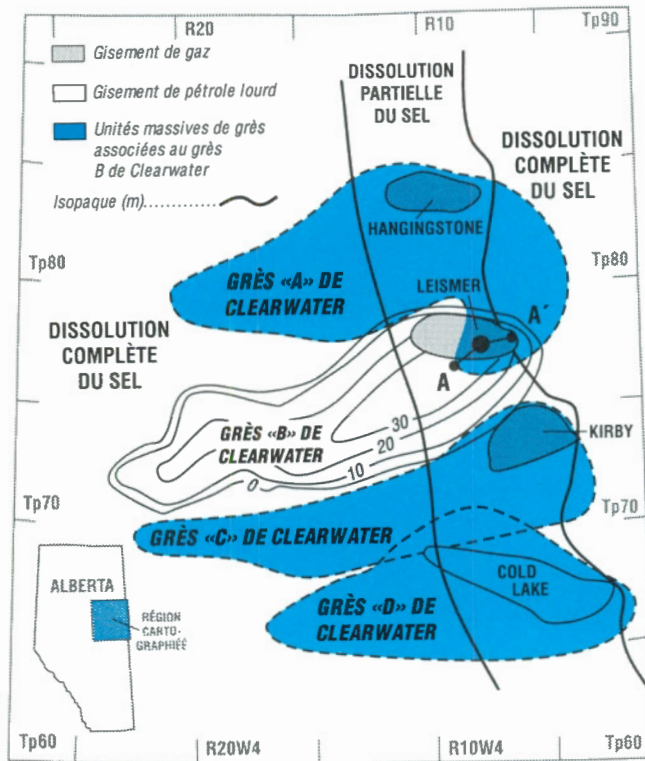


Figure 38. Représentation, à l'échelle régionale, des grès de Clearwater ainsi que des gisements de gaz et de pétrole lourd associés, secteur d'exploration d'Athabasca, partie nord-est de l'Alberta (modifiée de Maher, 1989).

S.-O.
A

N.-E.
A'

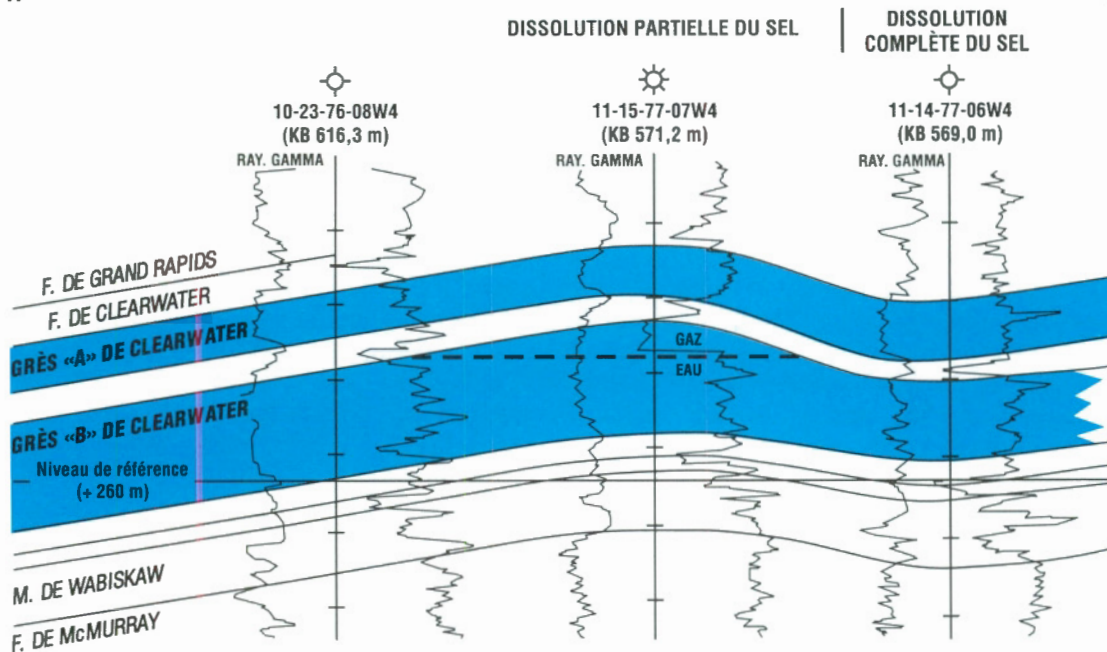


Figure 39. Coupe structurale A-A' (voir fig. 38) traversant le champ de Leismer (modifiée de Maher, 1989).

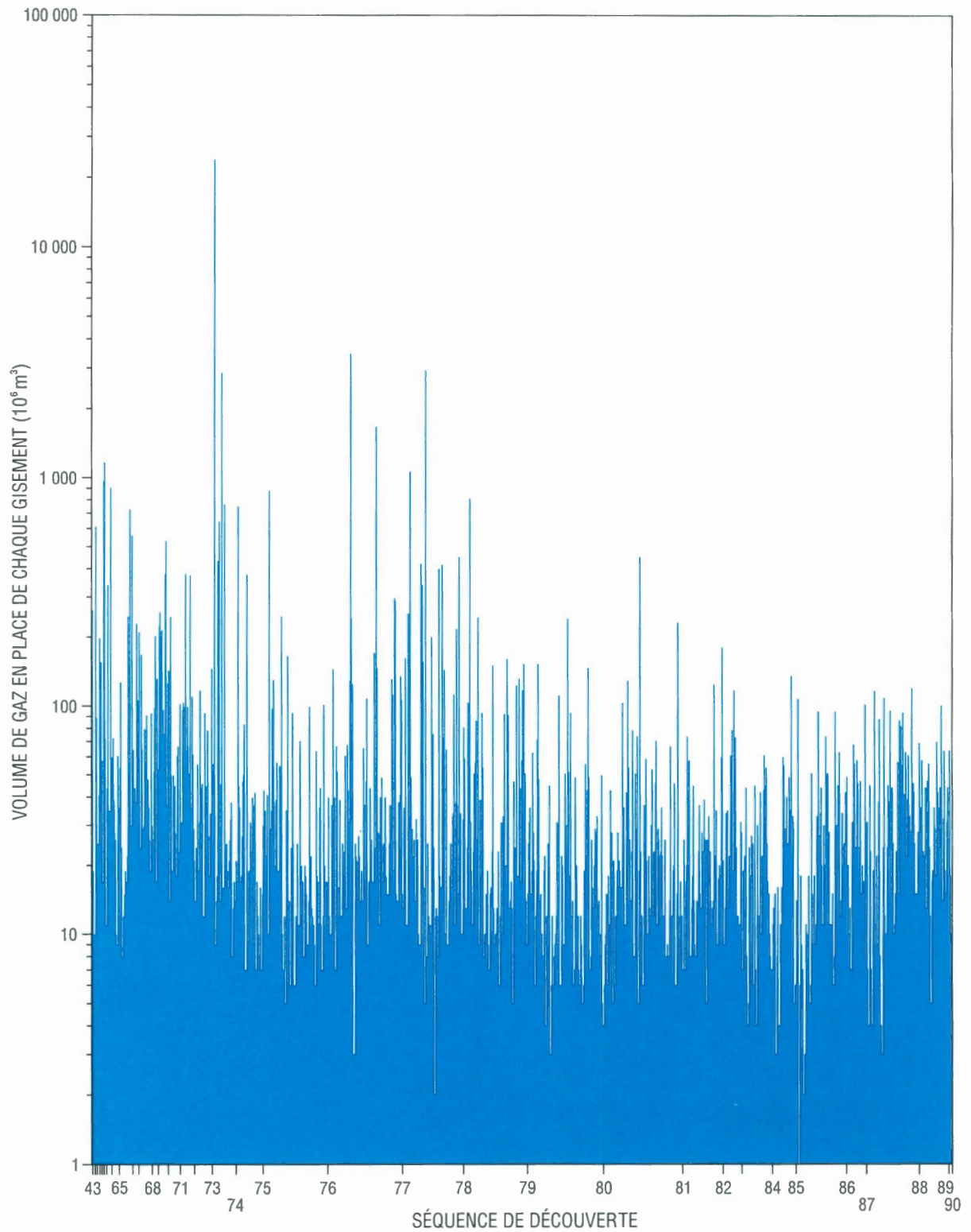


Figure 40. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater (secteur d'exploration d'Athabasca).

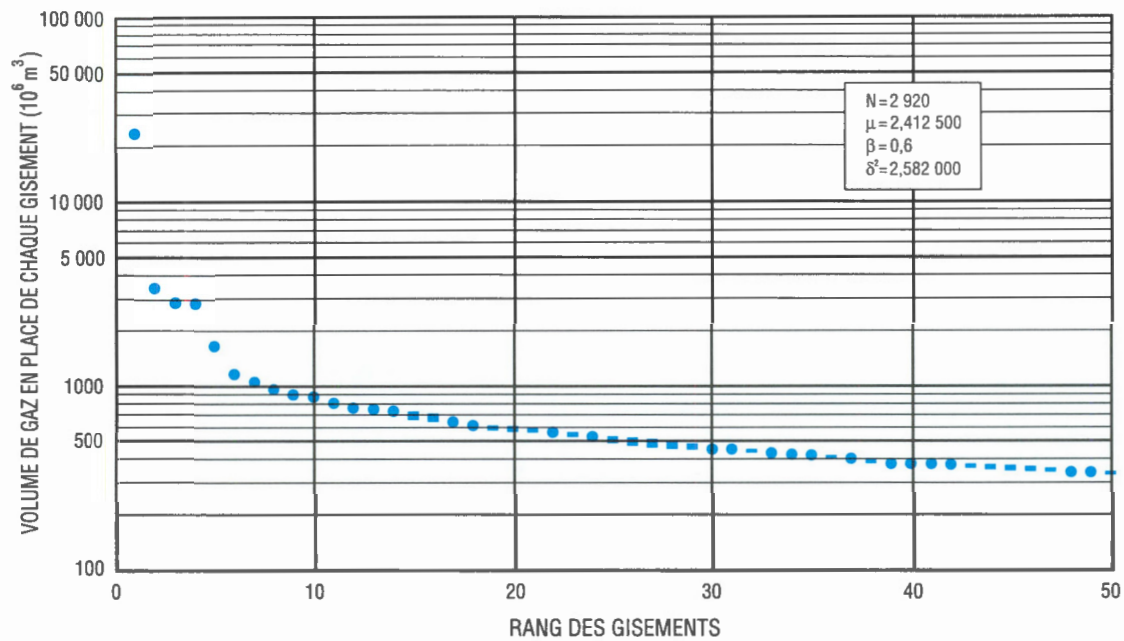


Figure 41. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater (secteur d'exploration d'Athabasca).

Tableau 5

Zone gazéifère de Grand Rapids/Clearwater : secteur d'exploration d'Athabasca

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Leismer, Clearwater A	NA	24 291	1974
2	Kirby, Mannville supérieur A	NA	3 508	1977
3	Kirby, Mannville supérieur C	NA	2 982	1978
4	Hangngstone, Mannville supérieur A	NA	2 915	1974
5	Kirby, Mannville supérieur D	NA	1 698	1977
6	Tweedie, Grand Rapids D	NA	1 184	1961
7	Kirby, Mannville supérieur K	NA	1 079	1978
8	Tweedie, Glauconite B	NA	983	1961
9	Tweedie, Glauconite A	NA	919	1962
10	Decrene, Clearwater A	NA	892	1976
11	Grist, Grand Rapids A	NA	824	1979
12	Ipiatik, Grand Rapids A	NA	778	1974
13	Decrene, Clearwater B	NA	761	1975
14	Baptiste, Mannville G	NA	741	1966
17	Ipiatik, Grand Rapids B	NA	653	1974
18	Athabasca, Grand Rapids B	NA	620	1952
22	Ethel Lake, Grand Rapids A	NA	569	1966
24	Calling Lake West, Mannville supérieur A	NA	538	1970
30	Charron, Grand Rapids B	NA	457	1978
31	Moore, Grand Rapids A	NA	457	1981
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			87 535	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			55 060	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			39	
Gisements découverts : total			1 275	
Population de gisements : total			2 920	

NA, gaz non associé

Zone gazéifère de Wabiskaw

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Wabiskaw inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Wabiskaw du secteur d'exploration d'Athabasca (fig. 42).

Géologie

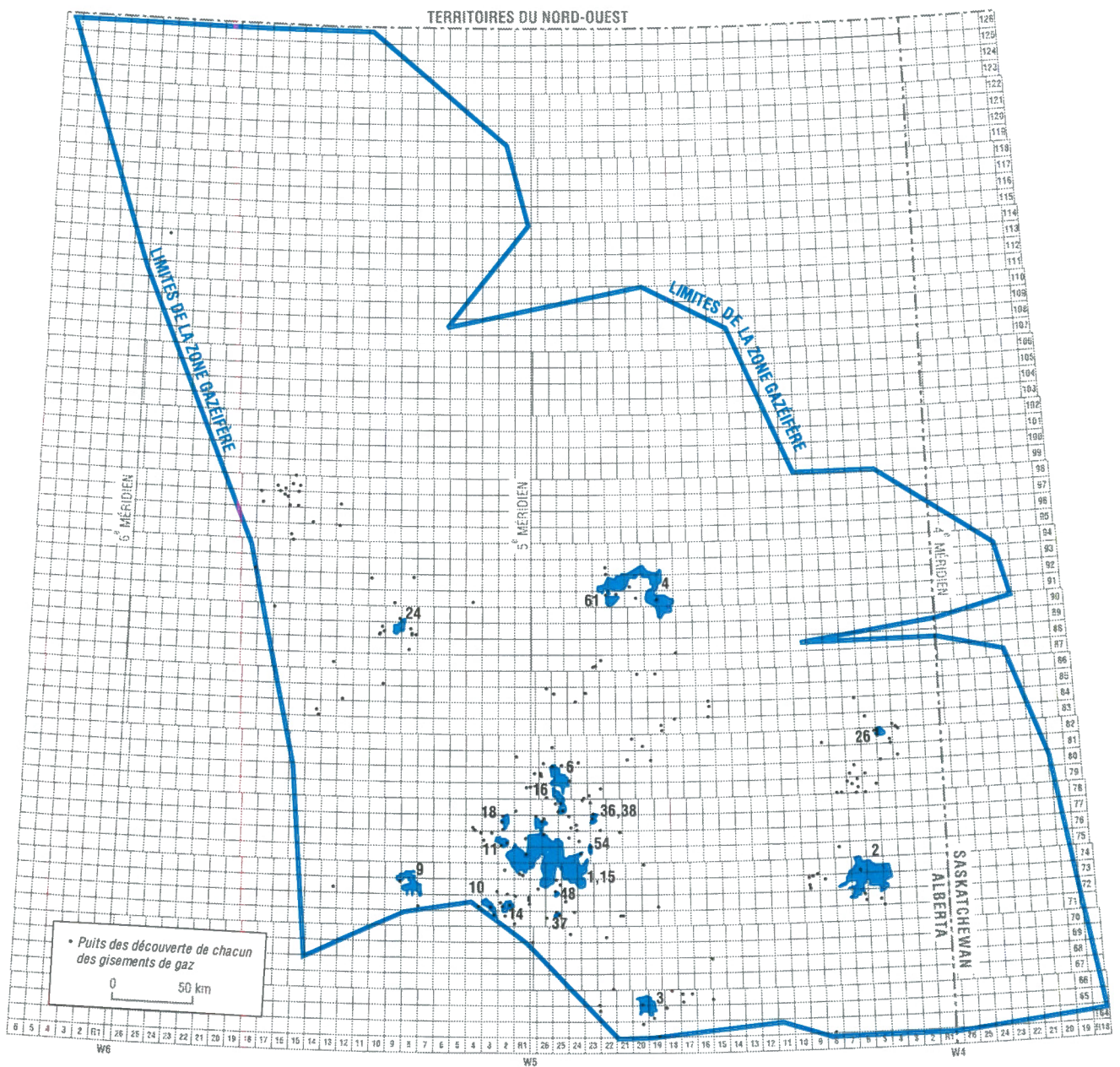
La Formation de Wabiskaw étant un important réservoir de bitume, elle a donc déjà été étudiée en détail (Strobl et al., 1993). Elle se compose d'un ensemble de grès d'avant-plage recouvrant la Formation de McMurray, formés durant la transgression de la Mer boréale à partir du nord. Elle est un équivalent de la Formation de Bluesky qui occupe la même position stratigraphique dans l'ouest et dont les caractéristiques sédimentologiques sont semblables. À bien des endroits, les avant-plages sont découpées par des vallées remplies de grès ou de mudstones. De nombreux pièges sont stratigraphiques, mais ceux associés aux champs les plus vastes présentent une fermeture structurale (par ex. celui de Marten Hills), créée par moulage du relief de la discordance basale. Comme le montre les travaux de cartographie de Strobl et al. (1993), un certain nombre de grands champs gazéifères doivent leur existence à la crête de Wainwright, une hauteur de direction est au niveau de la surface de la discordance basale. Ailleurs, la dissolution de sel a créé une fermeture structurale.

Historique de l'exploration

Deux cent dix-neuf (219) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère de Wabiskaw du secteur d'exploration d'Athabasca, pour un volume total de $53\,957 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place (fig. 42 et 43; tableau 6). Le plus vaste d'entre eux est celui de Wabiskaw A du champ de Marten Hills, qui contient $23\,553 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Il a été découvert en 1960 dans un puits foré après identification d'une anomalie sismique dans la Formation de Leduc. La fermeture structurale à l'origine du gisement de Wabiskaw A du champ de Marten Hills résulte de la compaction différentielle de la Formation de Wabiskaw au-dessus d'une hauteur à la surface du Groupe de Wabamun.

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Wabiskaw est de $21\,776 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 29 % des ressources totales en gaz n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 700 gisements (fig. 44; tableau 6). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $1\,346 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | | | |
|--------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 1 - MARTEN HILLS, WABISKAW 'A' | 9 - KIRBY, UPPER MANNVILLE 'J' | 16 - PELICAN, WABISKAW 'A' | 37 - SMITH, WABISKAW |
| 2 - KIRBY, UPPER MANNVILLE 'I' | 10 - MITSUE, WABISKAW 'D' | 18 - DOUCETTE, WABISKAW 'A' | 38 - DRIFTWOOD, WABISKAW |
| 3 - FLAT, WABISKAW 'A' | 11 - MARTEN HILLS, WABISKAW 'C' | 24 - RED EARTH, BLUESKY 'A' | 48 - MARTEN HILLS, WABISKAW |
| 4 - LIEGE, WABISKAW 'A' | 14 - SPUR, WABISKAW 'A' | 26 - NEWBY, WABISKAW 'A' | 54 - DROWNED, WABISKAW 'A' |
| 6 - HOOLE, WABISKAW 'A' | 15 - McMULLEN, WABISKAW 'A' | 36 - DRIFTWOOD, WABISKAW | 61 - LEIGE, WABISKAW 'D' |

Figure 42. Carte de la zone gazéifère de Wabiskaw (secteur d'exploration d'Athabasca).

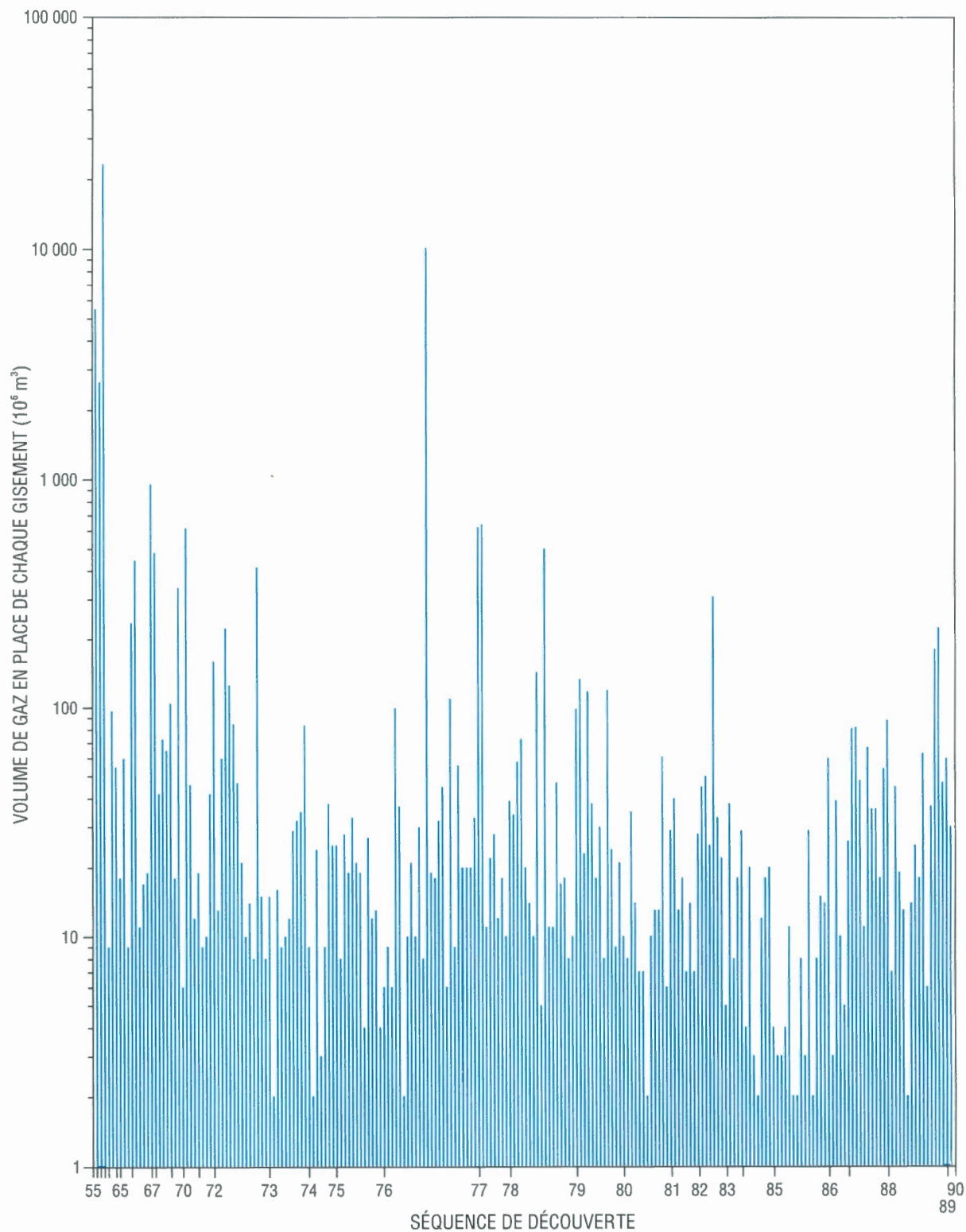


Figure 43. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Wabiskaw (secteur d'exploration d'Athabasca).

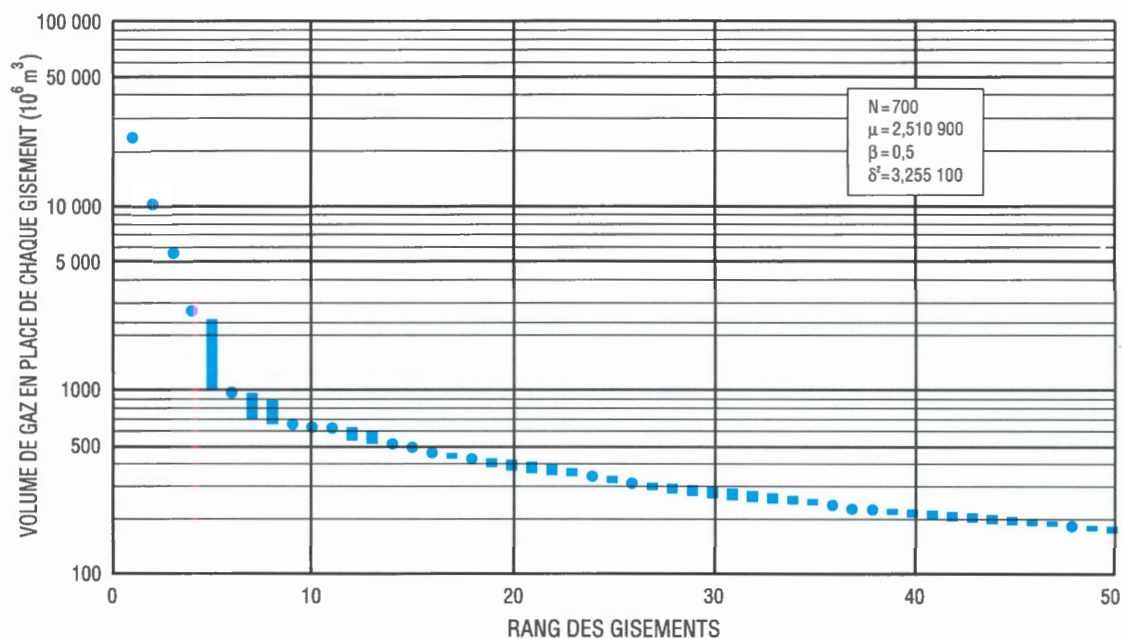


Figure 44. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Wabiskaw (secteur d'exploration d'Athabasca).

Tableau 6

Zone gazéifère de Wabiskaw : secteur d'exploration d'Athabasca

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Marten Hills, Wabiskaw A	NA	23 553	1960
2	Kirby, Mannville supérieur I	NA	10 252	1977
3	Flat, Wabiskaw A	NA	5 564	1955
4	Liege, Wabiskaw A	NA	2 674	1959
6	Hoole, Wabiskaw A	NA	963	1967
9	Kirby, Mannville supérieur J	NA	644	1978
10	Mitsue, Wabiskaw D	NA	627	1977
11	Marten Hills, Wabiskaw C	NA	622	1971
14	Spur, Wabiskaw A	NA	506	1979
15	McMullen, Wabiskaw A	NA	486	1968
16	Pelican, Wabiskaw A	NA	450	1967
18	Doucette, Wabiskaw A	NA	420	1973
24	Red Earth, Bluesky A	NA	339	1970
26	Newby, Wabiskaw A	NA	310	1983
36	Driftwood, Wabiskaw	NA	237	1966
37	Smith, Wabiskaw	NA	226	1989
38	Driftwood, Wabiskaw	NA	225	1973
48	Marten Hills, Wabiskaw	NA	182	1989
54	Drowned, Wabiskaw A	NA	161	1972
61	Leige, Wabiskaw D	NA	144	1979
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			53 957	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			21 776	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			29	
Gisements découverts : total			219	
Population de gisements : total			700	

NA, gaz non associé

Zone gazéifère de McMurray

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de McMurray inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de McMurray dans le secteur d'exploration d'Athabasca (fig. 45).

Géologie

La Formation de McMurray étant le réservoir des sables pétrolifères d'Athabasca, elle a fait l'objet de plusieurs études (Flach, 1984; Flach et Mossop, 1985; Strobl et al., 1993). La répartition du gaz est liée au bitume, du fait qu'il surmonte habituellement le pétrole décomposé dans un massif gréseux. Cela signifie que le gaz a été piégé lorsque le pétrole était fluide, avant sa décomposition complète. Une certaine fraction du gaz a pu être produite par la décomposition elle-même.

La Formation de McMurray a été déposée dans la partie orientale du bassin (fig. 13), où des vallées se drainant vers le nord et découpant la surface de la discordance basale atteignent une vaste zone de sédimentation. Le réseau de drainage initial a influé sur la répartition des grès de la Formation de McMurray, ceux-ci ayant eu tendance à s'accumuler dans les dépressions. La partie inférieure de la Formation de McMurray pourrait être considérablement plus ancienne que le reste de l'unité, comme l'ont mentionné plusieurs chercheurs dans le passé (Carrigy, 1973; Burden, 1984). Les principales roches réservoirs se situent dans les parties intermédiaire et supérieure de la Formation de McMurray et se composent de matériaux de remplissage de vallées de grande étendue (entaillées à la surface de l'unité); des sédiments de chenaux d'estuaire et de débordement s'observent au nord et se transforment en dépôts plus fluviaux dans le sud.

Le mécanisme de piégeage du gaz s'apparente à celui dans d'autres parties du Groupe de Mannville où coexistent des pièges structuraux et stratigraphiques. Cependant, le mécanisme le plus courant est de loin le recouvrement par transgression (incluant certains effets dus au moulage) de la discordance basale, la limite étant la crête de Wainwright (par ex. le champ de Marten Hills). Les sables gazéifères cartographiés par Strobl et al. (1993) longent principalement cette crête. Certains champs sont le résultat de pièges stratigraphiques formés par une zone poreuse se terminant dans la partie inférieure de la Formation de McMurray (par ex. le champ de Duncan).

Historique de l'exploration

Cinq cent soixante-cinq (565) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère de McMurray du secteur d'exploration d'Athabasca, pour un volume total de $45\,450 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place (fig. 45 et 46; tableau 7). Le plus vaste d'entre eux est celui de McMurray B du champ de Chard, qui contient $4\,252 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place; sa découverte remonte à 1957.

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de McMurray s'élève à $13\,413 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 23 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 1 100 gisements (tableau 7; fig. 47). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $408 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

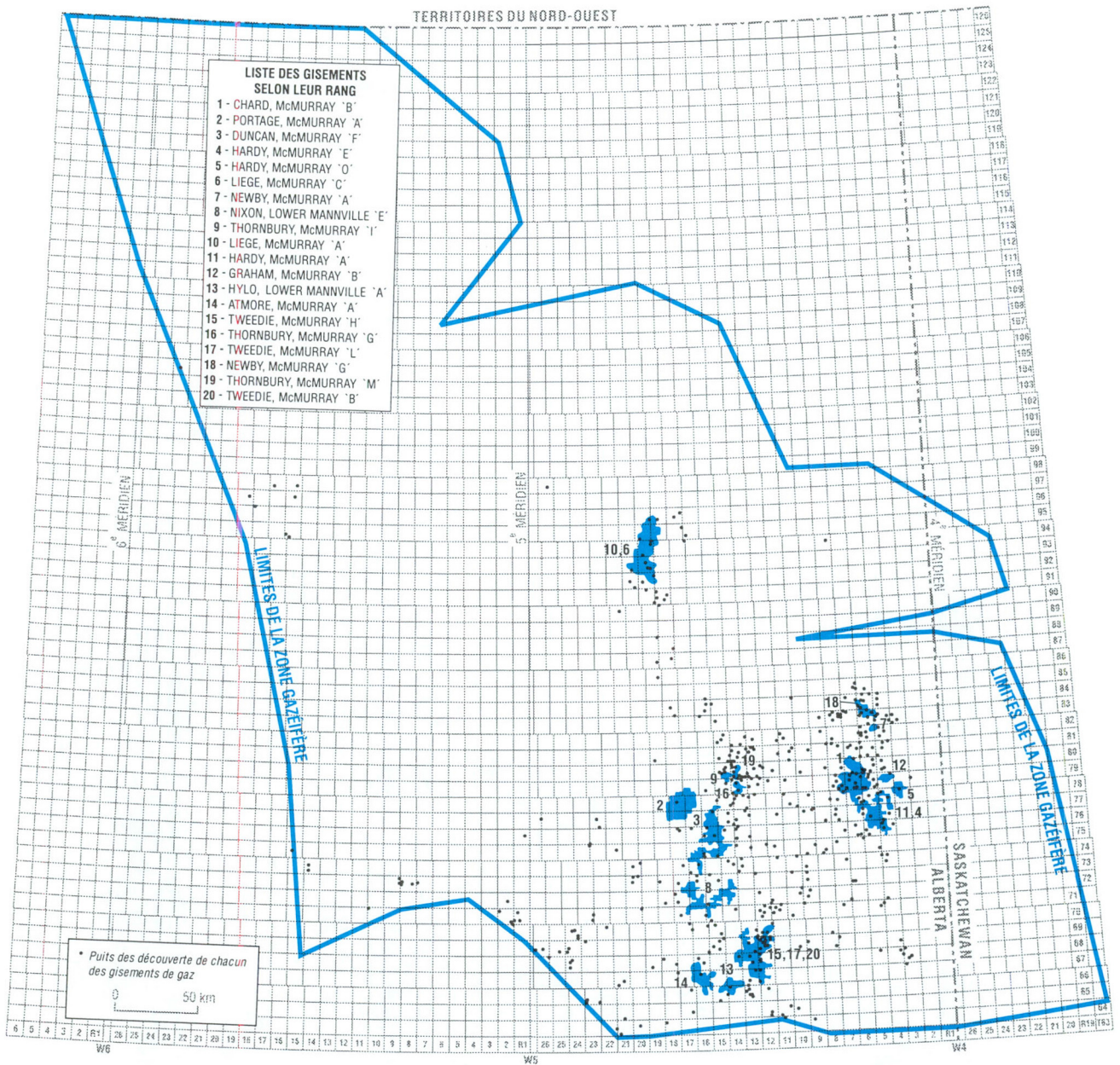


Figure 45. Carte de la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

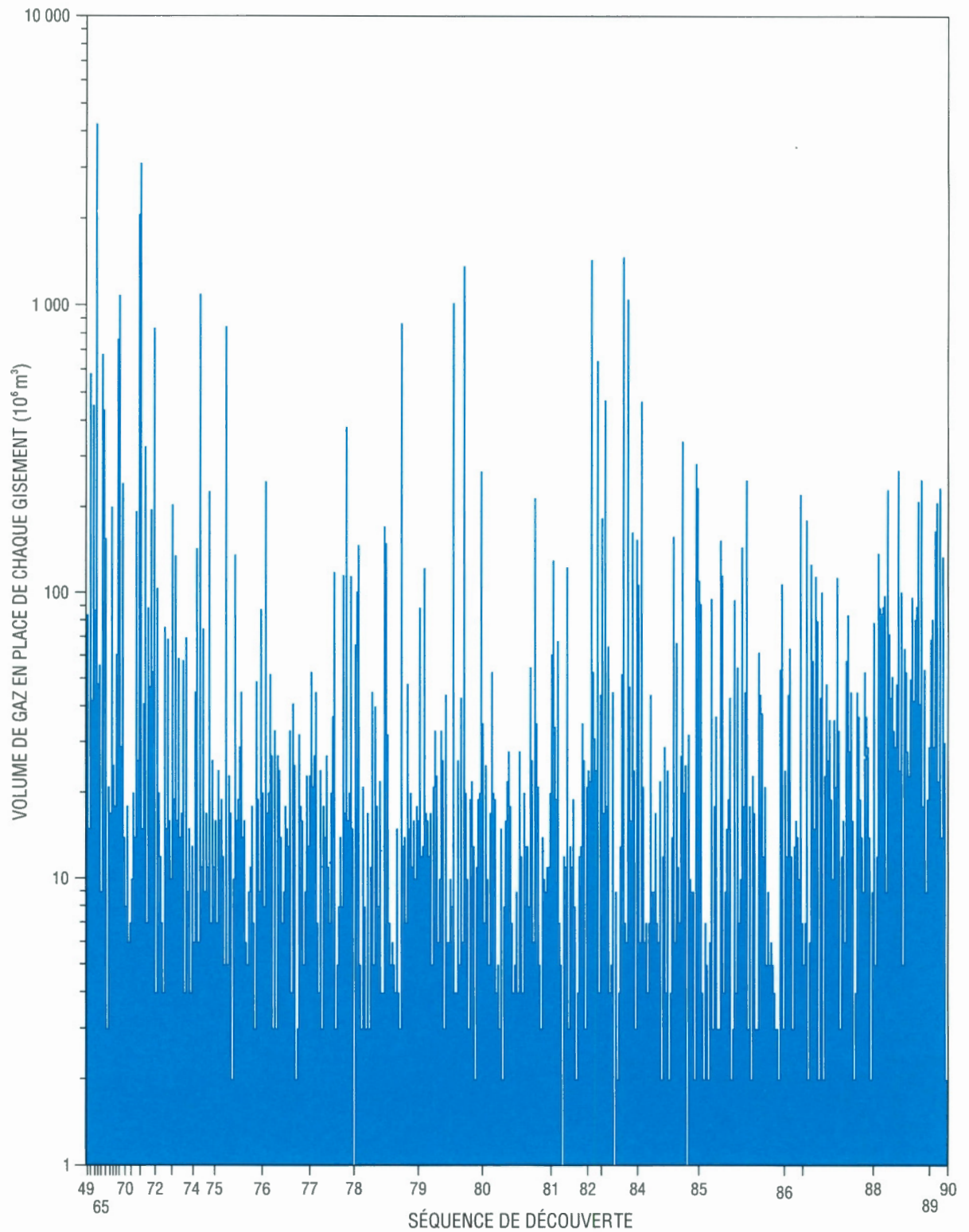


Figure 46. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

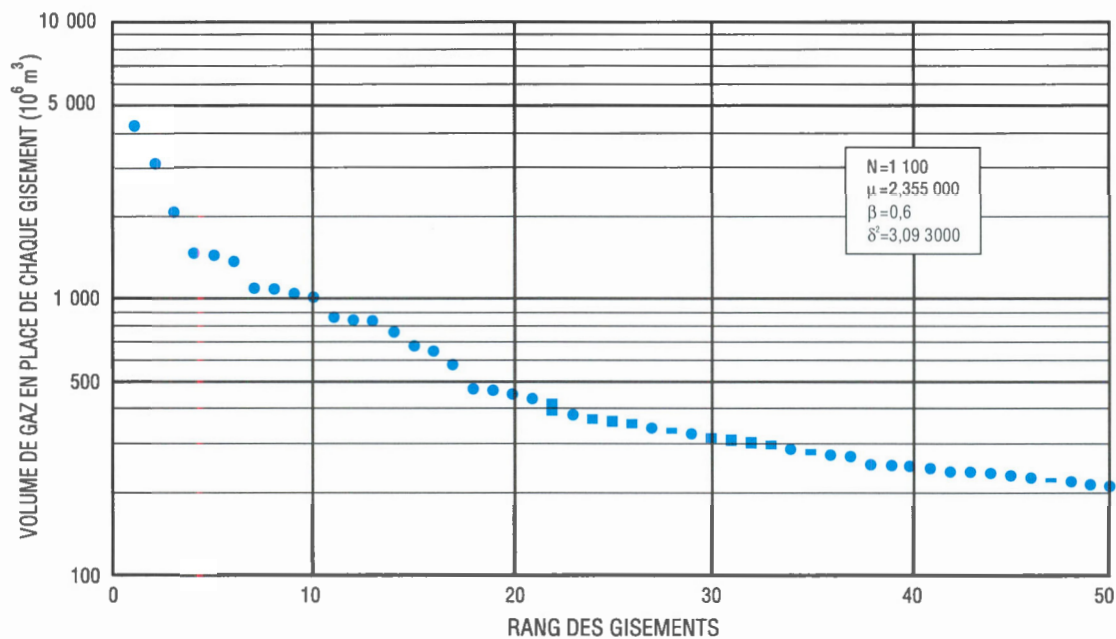


Figure 47. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de McMurray (secteur d'exploration d'Athabasca).

Tableau 7

Zone gazéifère de McMurray : secteur d'exploration d'Athabasca

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Chard, McMurray B	NA	4 252	1957
2	Portage, McMurray A	NA	3 119	1972
3	Duncan, McMurray F	NA	2 072	1971
4	Hardy, McMurray E	NA	1 477	1984
5	Hardy, McMurray O	NA	1 445	1983
6	Liege, McMurray C	NA	1 370	1980
7	Newby, McMurray A	NA	1 098	1975
8	Nixon, Mannville inférieur E	NA	1 087	1969
9	Thornbury, McMurray I	NA	1 053	1984
10	Liege, McMurray A	NA	1 020	1980
11	Hardy, McMurray A	NA	869	1979
12	Graham, McMurray B	NA	848	1976
13	Hylo, Mannville inférieur A	NA	838	1972
14	Atmore, McMurray A	NA	766	1968
15	Tweedie, McMurray H	NA	680	1961
16	Thornbury, McMurray G	NA	646	1983
17	Tweedie, McMurray L	NA	582	1952
18	Newby, McMurray G	NA	472	1984
19	Thornbury, McMurray M	NA	468	1985
20	Tweedie, McMurray B	NA	453	1952
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			45 450	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			13 413	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			23	
Gisements découverts : total			565	
Population de gisements : total			1 100	

NA, gaz non associé

Secteur d'exploration de Lloydminster

Zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster

Définition de la zone gazéifère

Cette zone inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés aux formations de Lloydminster, de Rex, de General Petroleum (GP), de Sparky, de Waseca, de McLaren et de Colony dans le secteur d'exploration de Lloydminster (fig. 48).

Géologie

Comme les faciès et les mécanismes de piégeage de cette zone gazéifère ont fait l'objet de nombreuses publications et ce, dans le cadre de la description de plusieurs champs (Vigrass, 1977; Gross, 1980; Putnam, 1982; Zaitlin et Schultz, 1984), ils ne seront pas traités de façon détaillée dans le présent document. L'intervalle stratigraphique comporte au moins sept successions littorales de transgression-régression, probablement déposées sous la forme de minces lobes de milieu deltaïque dominés par l'action des vagues et dont la cartographie à ce jour n'est pas précise. Chacune des unités de grès d'avant-plage d'échelle régionale est recoupée par un grand nombre de dépôts de vallées encaissées (linéaires), découpées pendant les périodes de bas niveau marin relatif. Par endroits, la dissolution du sel est le mécanisme le plus important qui ait joué sur l'orientation de ces vallées. Les matériaux de remplissage des vallées varient en composition d'une dominance des mudstones (qui pourraient servir de barrière aux réservoirs formés dans les grès d'avant-plage) à une dominance des grès (qui sont des roches réservoirs lorsqu'ils sont entourés de boues marines ou de sédiments à grain fin de milieu non marin à margino-marin). D'autres pièges s'observent là où les grès moulent des crêtes ou des

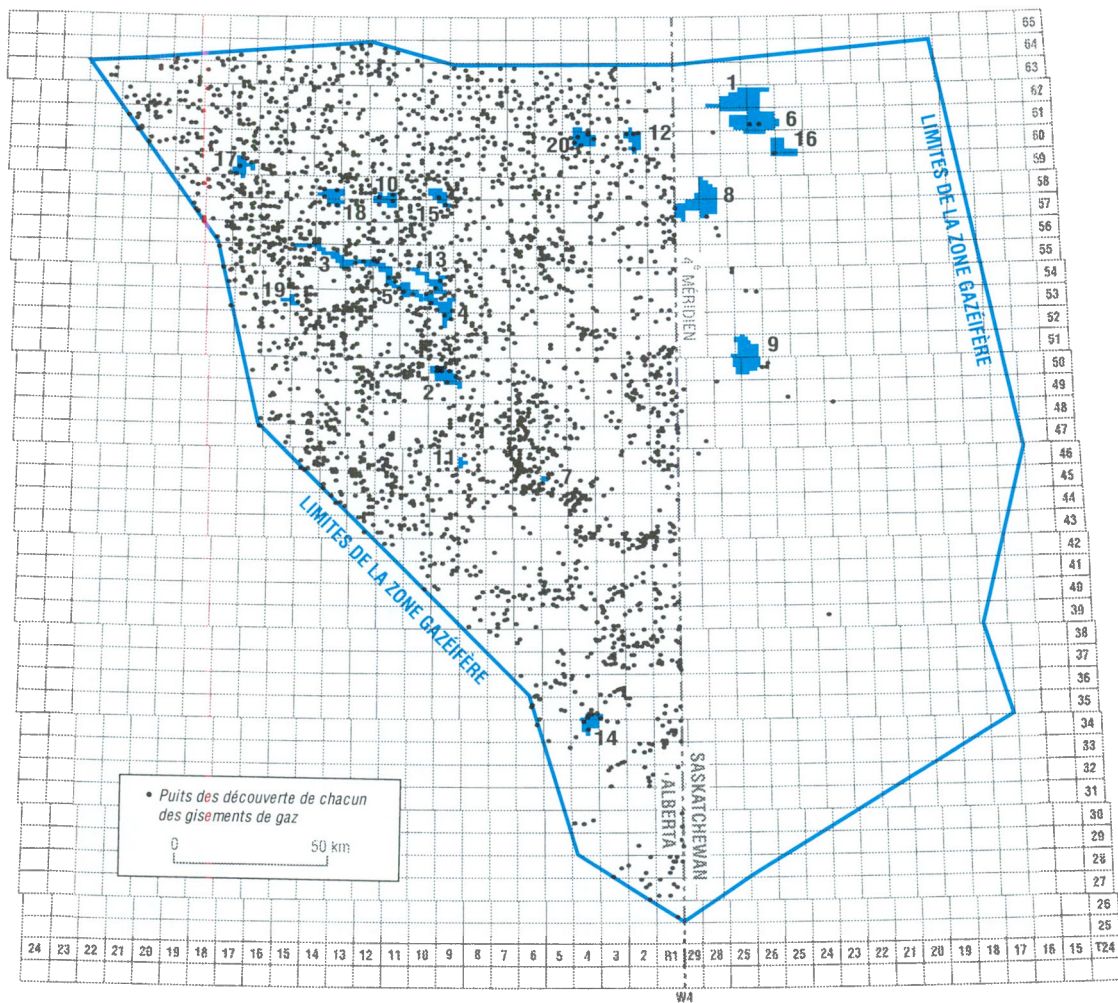
hauteurs à la surface de la discordance antérieure au Crétacé. Quelques structures semblent avoir été causées par le moulage de chenaux plus anciens remplis de sable; en témoigne le champ de Sparky Hayter qui résulte d'une fermeture structurale découlant du moulage par compaction d'un chenal de la Formation de Dina. Les plus vastes champs (par ex. celui de Beacon Hill) sont nombreux à occuper des anticlinaux associés à la dissolution du sel. Plusieurs pièges sont causés par plus d'un mécanisme; par exemple, une structure moulante locale dans laquelle les hydrocarbures sont piégés par une terminaison en biseau contre un chenal rempli de shale.

Historique de l'exploration

La première découverte dans cette zone remonte à 1947, mais plusieurs grands champs ont été découverts à la fin des années soixante-dix. Trois mille sept cent-quatre-vingt-onze (3 791) gisements ont été découverts dans la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster, pour un volume total de gaz en place de $212\,535 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 48 et 49; tableau 8). Le plus vaste gisement découvert est celui dans le grès de Mannville du champ de Beacon Hill, qui contient $3\,212 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster est de $87\,008 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 29 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 8 860 gisements (tableau 8; fig. 50). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $255 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.



- LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG**
- | | | |
|---------------------------------------|--|------------------------------------|
| 1 - BEACON HILL, MANNVILLE SAND | 8 - PECK LAKE, COLONY SAND | 15 - ST. PAUL, UPPER MANNVILLE 'A' |
| 2 - MANNVILLE, UPPER MANNVILLE 'F' | 9 - TANGLEFLAGS, COLONY SAND | 16 - MAKWA, MANNVILLE SAND |
| 3 - HAIRY HILL, COLONY 'W' | 10 - CACHE, CLEARWATER 'B' | 17 - BELLIS, UPPER MANNVILLE 'B' |
| 4 - BEAUVALLON, COLONY 'K' | 11 - VIKING - KINSELLA, UPPER MANNVILLE 'EE' | 18 - STRY, UPPER MANNVILLE 'A' |
| 5 - DUVERNAY, COLONY 'B' | 12 - ANGLING, GRAND RAPIDS 'B' | 19 - WARWICK, UPPER MANNVILLE 'K' |
| 6 - BEACON HILL SOUTH, MANNVILLE SAND | 13 - BEAUVALLON, COLONY 'L' | 20 - CHARLOTTE LAKE, COLONY 'A' |
| 7 - WAINWRIGHT, SPARKY 'A' | 14 - MONITOR, UPPER MANNVILLE 'A' | |

Figure 48. Carte de la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster (secteur d'exploration de Lloydminster).

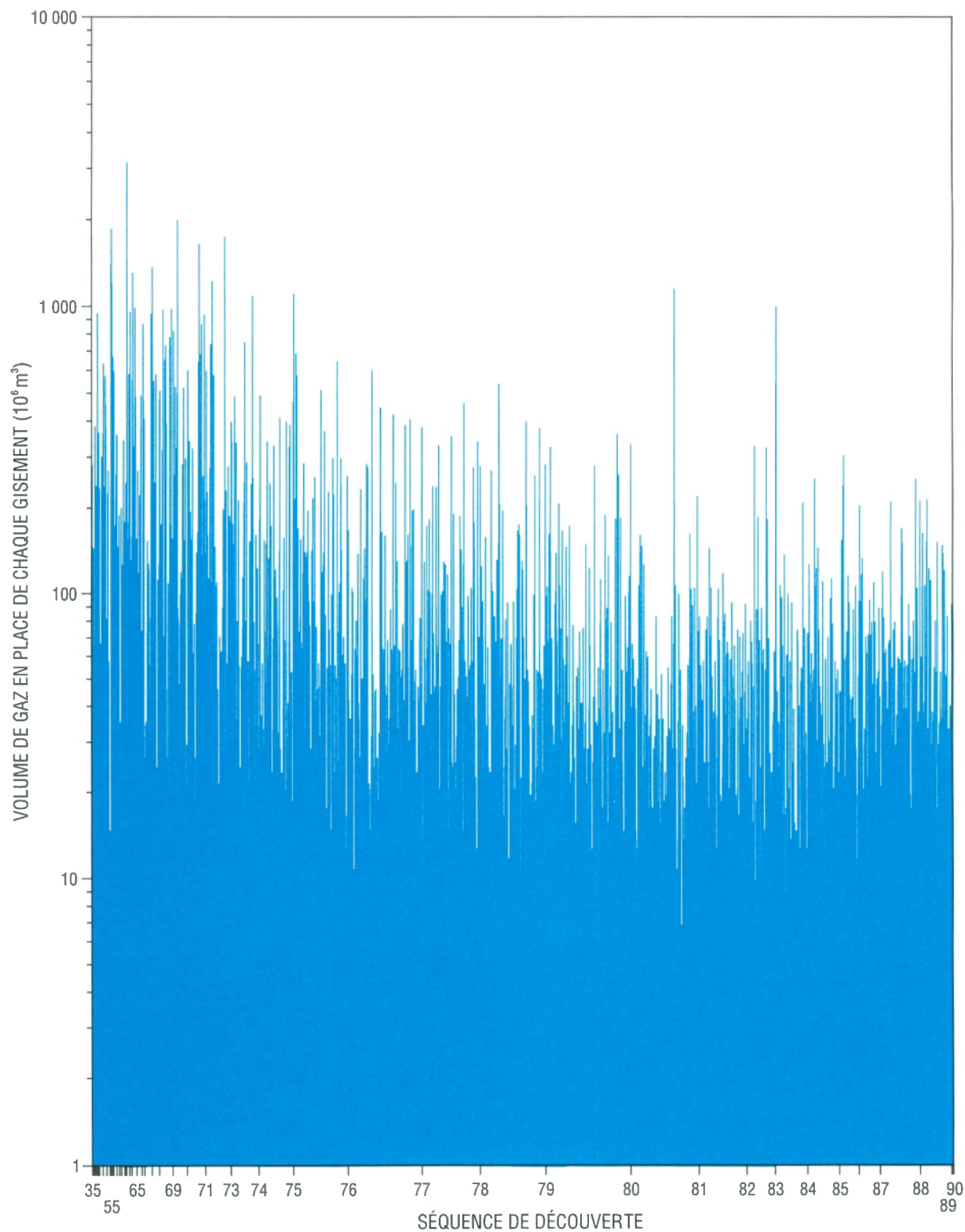


Figure 49. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster (secteur d'exploration de Lloydminster).

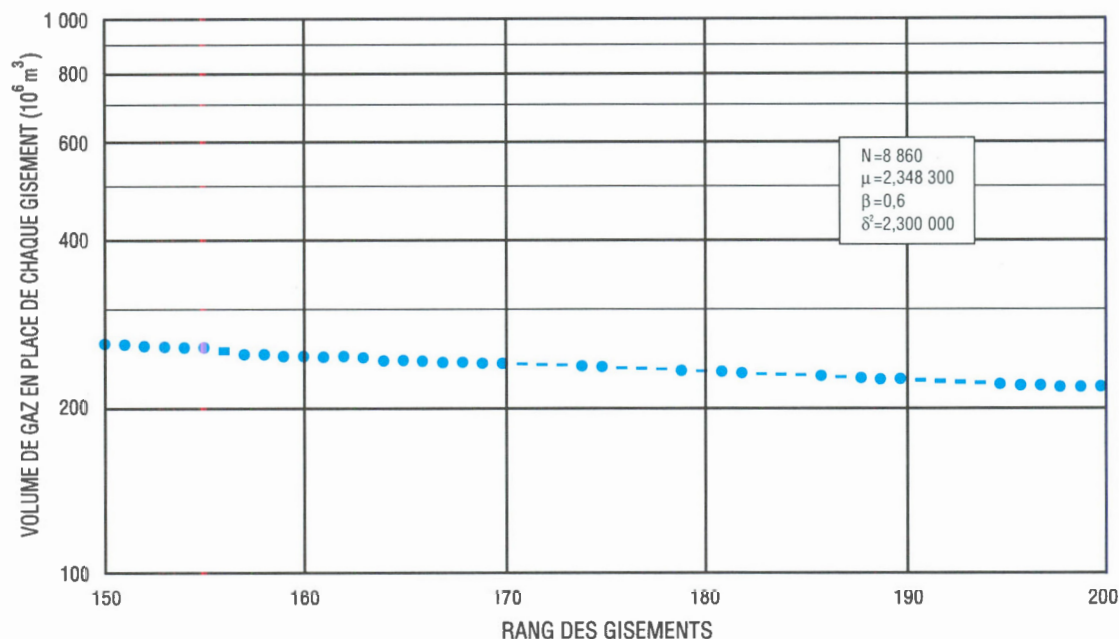


Figure 50. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster (secteur d'exploration de Lloydminster).

Tableau 8

Zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster : secteur d'exploration de Lloydminster

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Beacon Hill, grès de Mannville	NA	3 212	1963
2	Mannville, Mannville supérieur F	NA	2 035	1971
3	Hairy Hill, Colony W	NA	1 900	1954
4	Beauvallon, Colony K	NA	1 784	1973
5	Duvernay, Colony B	NA	1 680	1972
6	Beacon Hill, grès de Mannville sud	NA	1 483	1963
7	Wainwright, Sparky A	NA	1 426	1954
8	Peck Lake, sable de Colony	NA	1 393	1969
9	Tangleflags, sable de Colony	NA	1 332	1965
10	Cache, Clearwater B	NA	1 247	1973
11	Viking-Kinsella, Mannville supérieur EE	NA	1 220	1955
12	Angling, Grand Rapids B	NA	1 172	1981
13	Beauvallon, Colony L	NA	1 126	1975
14	Monitor, Mannville supérieur A	NA	1 115	1974
15	St. Paul, Mannville supérieur A	NA	1 104	1947
16	Makwa, sable de Mannville	NA	1 022	1984
17	Bellis, Mannville supérieur B	NA	1 007	1965
18	Stry, Mannville supérieur A	NA	1 000	1970
19	Warwick, Mannville supérieur K	NA	996	1970
20	Charlotte Lake, Colony A	NA	977	1964
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			212 535	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			87 008	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			29	
Gisements découverts : total			3 791	
Population de gisements : total			8 860	

NA, gaz non associé

Zone gazéifère de Cummings

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Cummings inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Cummings dans le secteur d'exploration de Lloydminster (fig. 51).

Géologie

Dans le secteur d'exploration de Lloydminster, la Formation de Cummings est la portion sommitale de la phase transgressive du Groupe de Mannville; elle correspond aux formations de Bluesky et de Wabiskaw d'autres parties du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada. Les roches sédimentaires sont des grès d'avant-plage auxquels sont associés des dépôts de milieu continental, de milieu margino-marin et de vallée encaissée. Comme dans les unités équivalentes, les successions d'avant-plage sont disposées selon une rétrogradation vers le sud, mais dans cette région orientale à faible subsidence, les disconformités sont plus nombreuses. Comme dans la zone gazéifère de Wabiskaw, les pièges sont soit stratigraphiques, soit le résultat de la dissolution du sel.

Historique de l'exploration

Cent quatre-vingt-dix-huit (198) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère de Cummings du secteur d'exploration de Lloydminster, pour un volume total de $5\,216 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de Wabiskaw G du champ de Duvernay, qui contient 343×10^6 m³ de gaz en place (fig. 51 et 52; tableau 9).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Cummings s'élève à $2\,160 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Selon cette estimation, 29 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 540 gisements (tableau 9; fig. 53). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir 245×10^6 m³ de gaz en place.

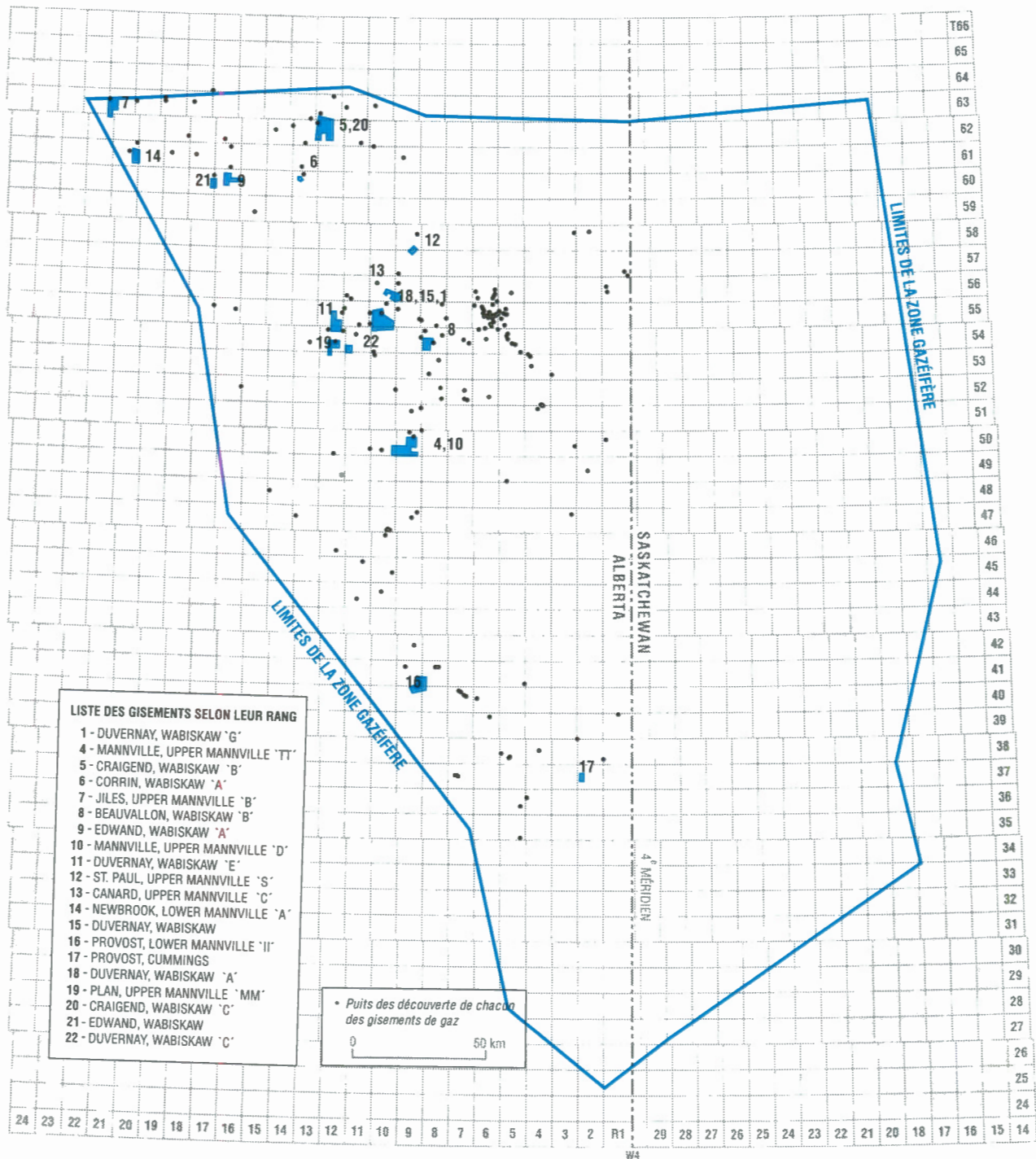


Figure 51. Carte de la zone gazifère de Cummings (secteur d'exploration de Lloydminster).

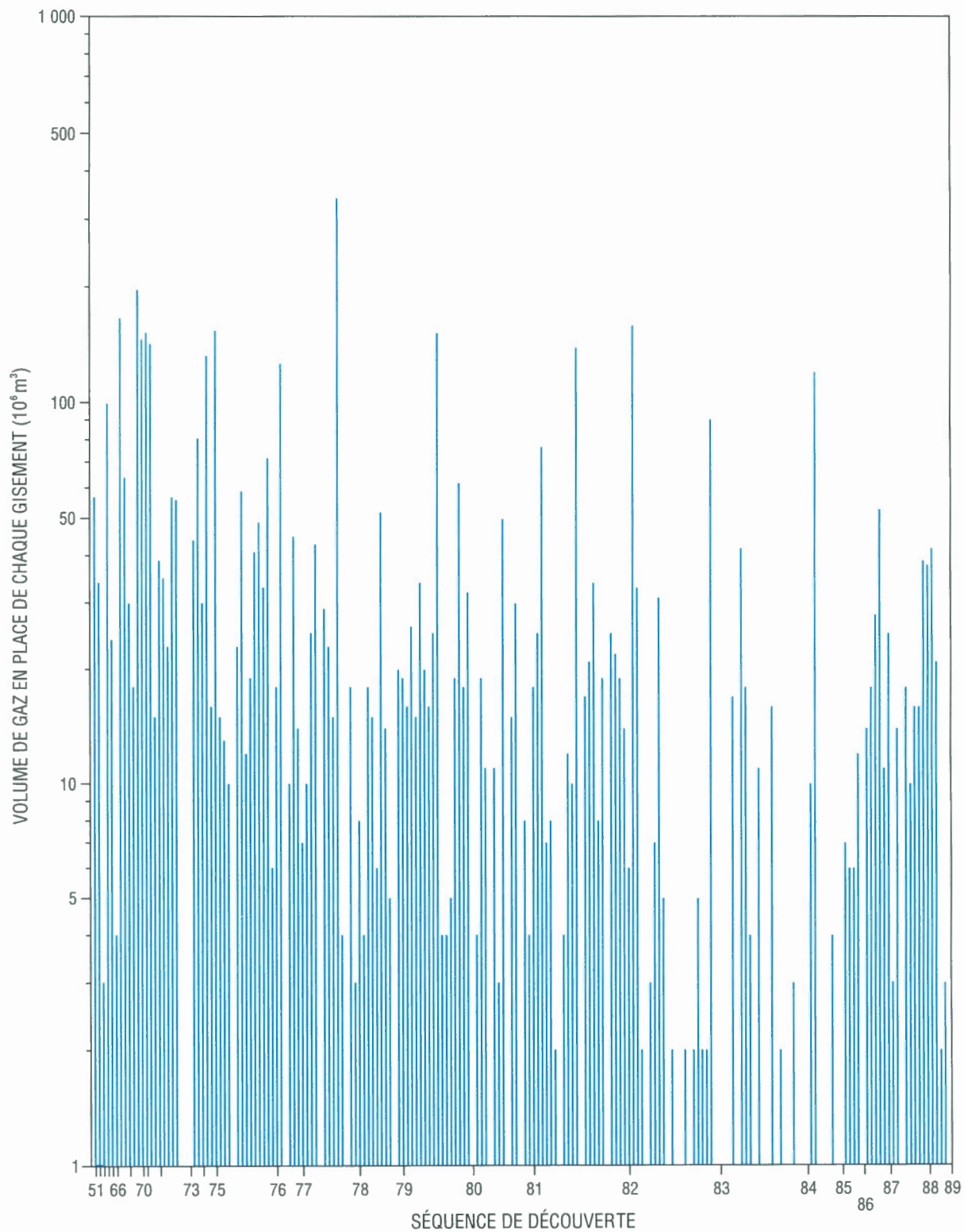


Figure 52. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Cummings (secteur d'exploration de Lloydminster).

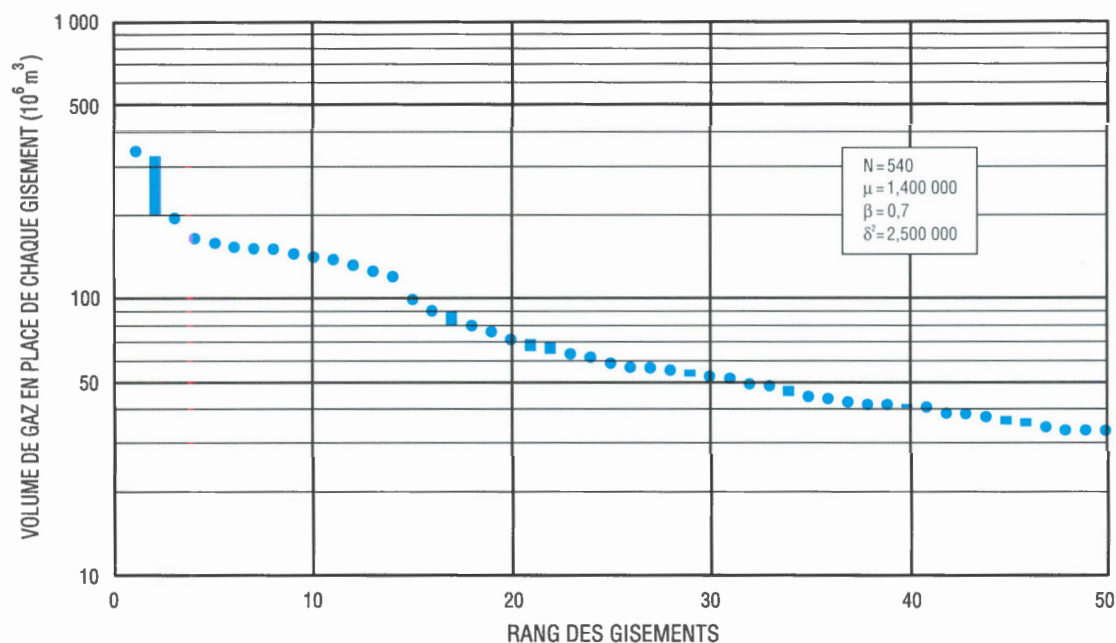


Figure 53. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Cummings (secteur d'exploration de Lloydminster).

Tableau 9

Zone gazéifère de Cummings : secteur d'exploration de Lloydminster

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Duvernay, Wabiskaw G	NA	343	1978
4	Mannville, Mannville supérieur TT	NA	198	1970
5	Craigend, Wabiskaw B	NA	167	1969
6	Corrin, Wabiskaw A	NA	160	1983
7	Jiles, Mannville supérieur B	NA	155	1975
8	Beauvallon, Wabiskaw B	NA	153	1980
9	Edward, Wabiskaw A	NA	153	1971
10	Mannville, Mannville supérieur D	NA	147	1970
11	Duvernay, Wabiskaw E	NA	143	1972
12	St. Paul, Mannville supérieur S	NA	140	1982
13	Canard, Mannville supérieur C	NA	133	1975
14	Newbrook, Mannville inférieur A	NA	127	1977
15	Duvernay, Wabiskaw	NA	121	1985
16	Provost, Mannville inférieur II	NA	100	1962
17	Provost, Cummings	NA	91	1983
18	Duverray, Wabiskaw A	NA	81	1974
19	Plan, Mannville supérieur MM	NA	77	1982
20	Craigend, Wabiskaw C	NA	72	1976
21	Edward, Wabiskaw	NA	64	1969
22	Duverray, Wabiskaw C	NA	62	1980
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			5 216	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			2 160	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			29	
Gisements découverts : total			198	
Population de gisements : total			540	

NA, gaz non associé

Zone gazéifère de Dina

Définition de la zone gazéifère

La zone gazéifère de Dina inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Dina dans le secteur d'exploration de Lloydminster (fig. 54).

Géologie

La Formation de Dina comble de grandes vallées entaillant les roches paléozoïques du centre est de l'Alberta et du centre ouest de la Saskatchewan. Son origine serait principalement fluviale (Gross, 1980), mais elle n'a pas été étudiée en détail. La Formation de Dina est cependant proximale par rapport à la Formation de McMurray déposée en eaux saumâtres dans le nord-est de l'Alberta, appuyant en quelque sorte son origine fluviale probable. De nombreux dépôts de remplissage de vallée sont caractérisés par une structure interne complexe, les grès pouvant mesurer jusqu'à 90 mètres latéralement et se trouver à proximité de faciès surtout composés de mudstone. Les principaux champs sont situés dans des secteurs où les accumulations de grès sont épaisses. La répartition des grès est contrôlée par la surface d'érosion à la base du Groupe de Mannville. Le mécanisme de piégeage est varié : dans certains cas, c'est un moulage structural découlant de la dissolution du sel; dans d'autres (par ex. le champ de Hayter), les changements de faciès latéraux dans la partie supérieure des dépôts de vallée créent une barrière imperméable à la circulation des fluides.

Historique de l'exploration

Deux cent trente (230) gisements de gaz ont été découverts dans la zone de Dina du secteur d'exploration de Lloydminster, pour un volume total de $11\,102 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de McMurray C du champ de Craigend, qui contient $1\,578 \times 10^6$ m³ de gaz en place; sa découverte remonte à 1953 (fig. 54 et 55; tableau 10).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de Dina s'élève à $13\,283 \times 10^6$ m³ de gaz en place. Selon cette estimation, 54 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 800 gisements (tableau 10; fig. 56). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir 840×10^6 m³ de gaz en place.

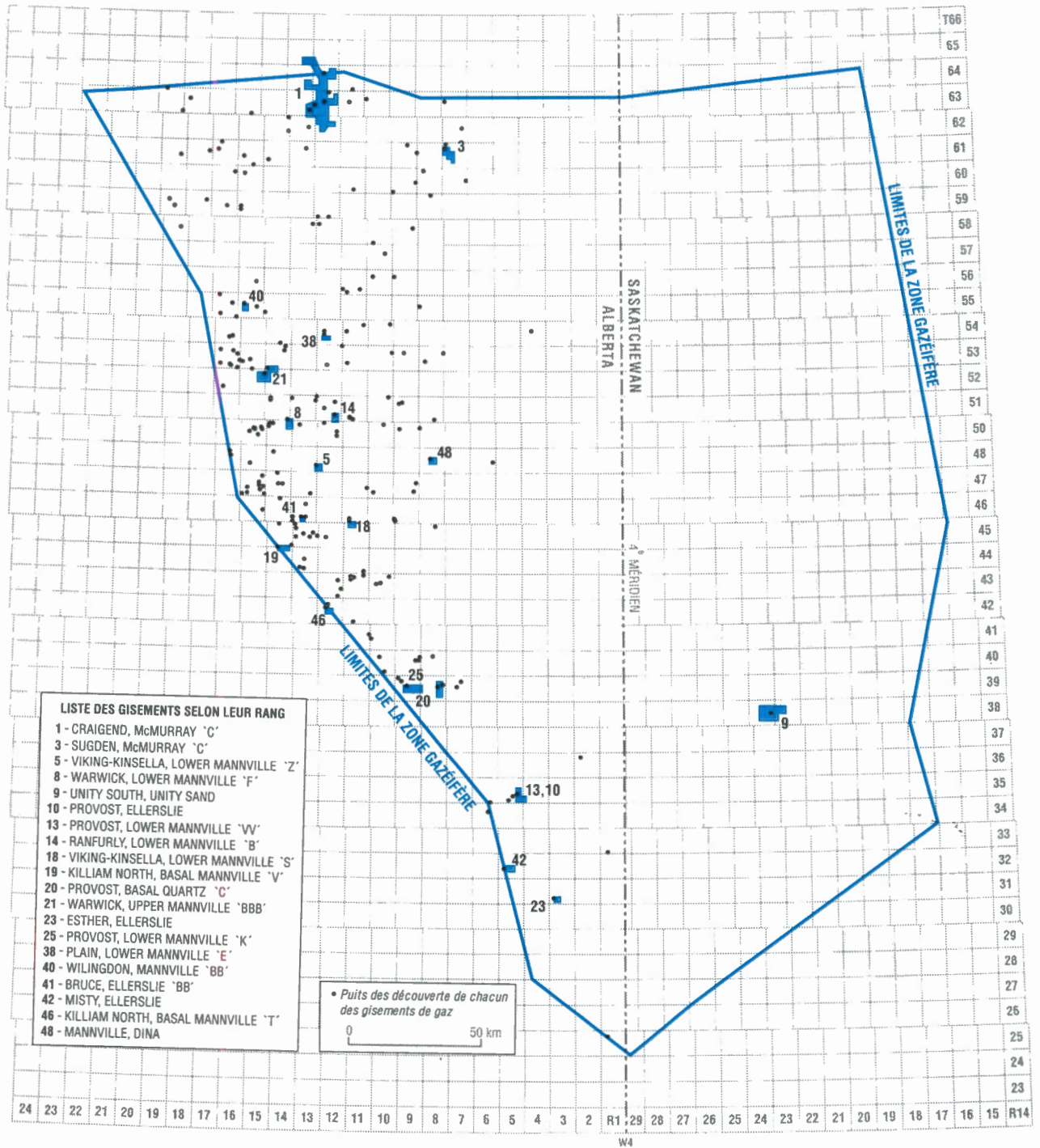


Figure 54. Carte de la zone gazéifère de Dina (secteur d'exploration de Lloydminster).

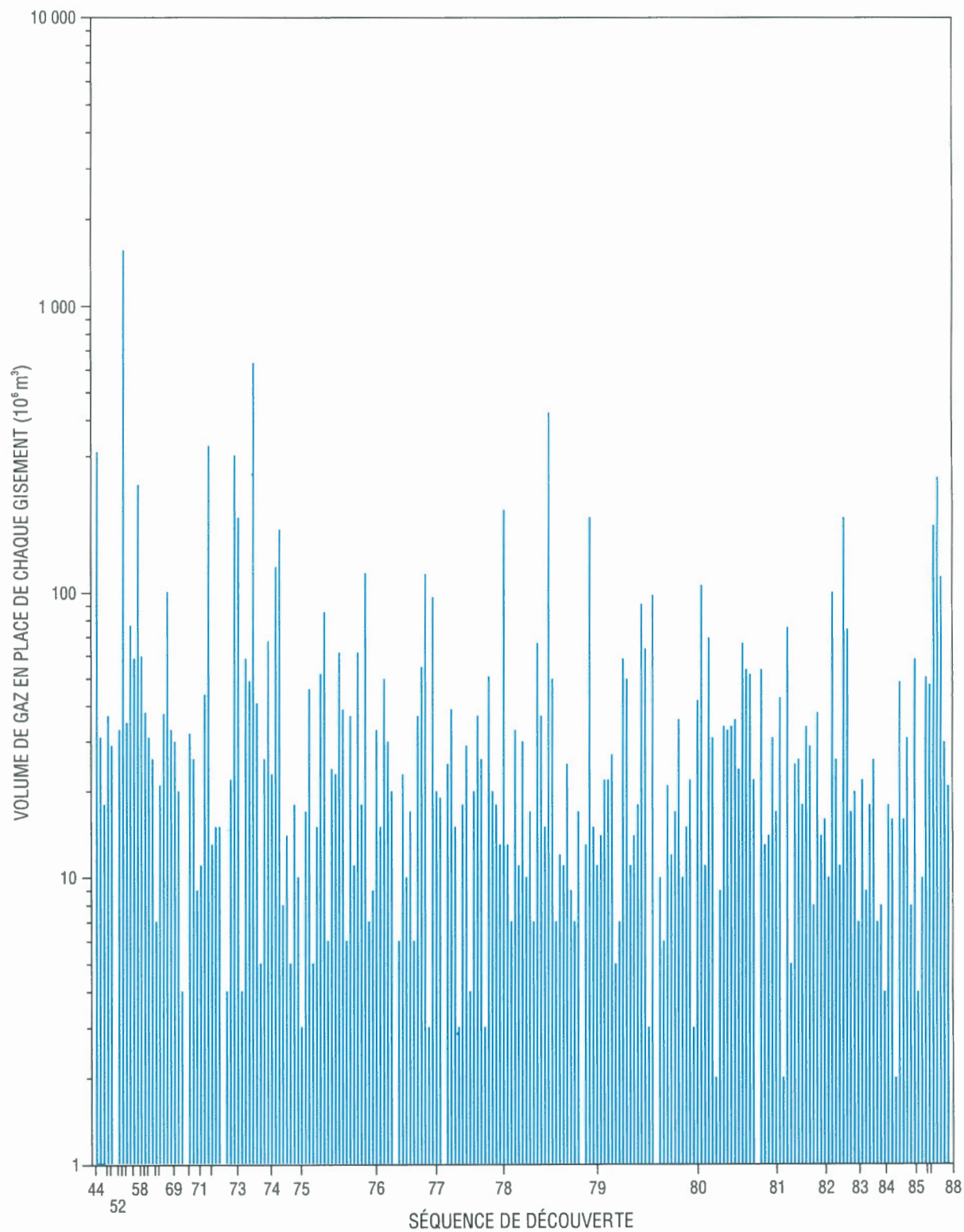


Figure 55. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de Dina (secteur d'exploration de Lloydminster).

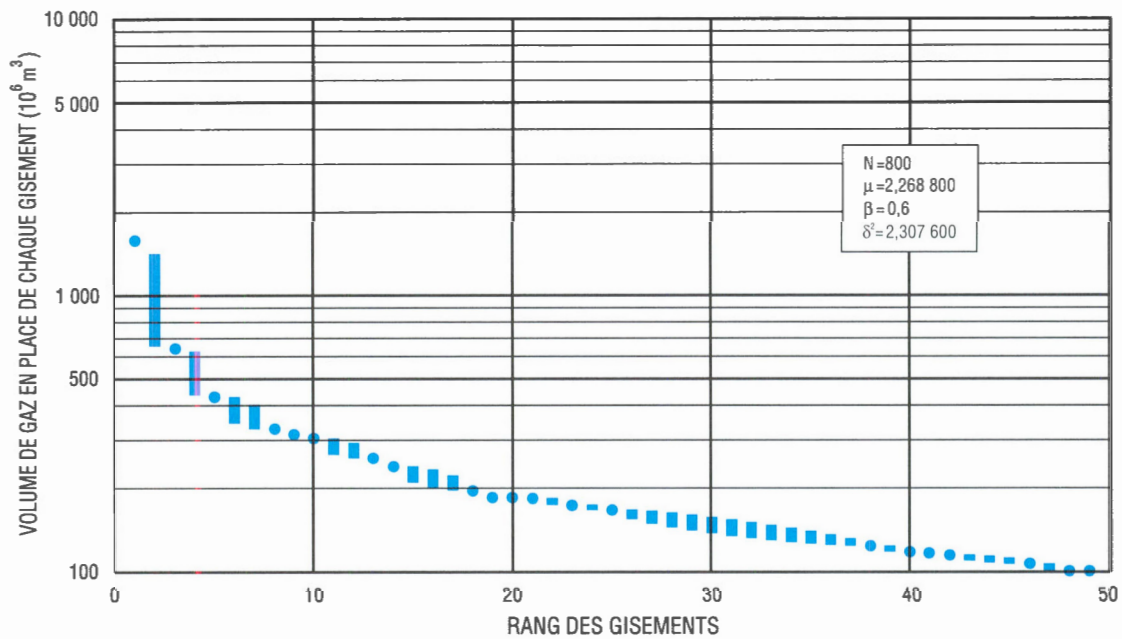


Figure 56. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Dina (secteur d'exploration de Lloydminster).

Tableau 10

Zone gazéifère de Dina : secteur d'exploration de Lloydminster

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Craigend, McMurray C	NA	1 578	1953
3	Sugden, McMurray C	NA	640	1974
5	Viking-Kinsella, Mannville inférieur Z	NA	429	1979
8	Warwick, Mannville inférieur F	NA	327	1972
9	Unity South, grès d'Unity	NA	312	1944
10	Provost, Ellerslie	NA	303	1973
13	Provost, Mannville inférieur VV	NA	256	1988
14	Ranfurly, Mannville inférieur B	NA	240	1958
18	Viking-Kinsella, Mannville inférieur S	NA	196	1978
19	Killiam North, Mannville basal V	NA	185	1979
20	Provost, Grès quartzueux basal C	A + C	185	1983
21	Warwick, Mannville supérieur BBB	NA	184	1973
23	Esther, Ellerslie	NA	174	1988
25	Provost, Mannville inférieur K	NA	167	1975
38	Plain, Mannville inférieur E	NA	124	1975
40	Willingdon, Mannville BB	NA	118	1976
41	Bruce, Ellerslie BB	NA	117	1977
42	Misty, Ellerslie	NA	115	1988
46	Killiam North, Mannville basal T	NA	107	1981
48	Mannville, Dina	NA	101	1983
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			11 102	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			13 283	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			54	
Gisements découverts : total			230	
Population de gisements : total			800	

NA, gaz non associé; A, gaz associé; C, gaz corrosif

Secteur d'exploration du centre de l'Alberta

Zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur

Définition de la zone gazéifère

La présente zone gazéifère inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Glauconite et à la partie supérieure du Groupe de Mannville (fig. 57). Il était difficile de structurer la base de données sur les gisements à partir de la stratigraphie de ces unités, étant donné leur complexité; c'est pourquoi elles ont été regroupées pour ne former qu'une seule zone gazéifère. Les gisements associés à la Formation de Glauconite dépassent largement en nombre ceux qui le sont à la partie supérieure du Groupe de Mannville; leur volume de gaz en place est aussi plus élevé.

Géologie

La Formation de Glauconite étant l'une des unités réservoirs les plus importantes du Groupe de Mannville, elle a fait l'objet de plusieurs études (Chiang, 1984; Strobl, 1986; Rosenthal, 1989; Karvonen et Pemberton, 1989). L'unité s'avance par progradation vers le nord-ouest, mais les nombreuses fluctuations du niveau marin relatif ont causé chacune le creusement de chenaux et le dépôt de grès d'avant-plage de bas niveau sous la forme de masses isolées (par ex. les champs de Hoadley et de Pembina). Les vallées encaissées ont habituellement été comblées de sédiments estuariens durant les transgressions subséquentes (Wood et Hopkins, 1989; Karvonen et Pemberton, 1989).

Dans la Formation de Glauconite, le piégeage stratigraphique est très efficace en raison du grand nombre de grès de bas niveau marin et de dépôts de vallée encaissée (par ex. le gisement de Cessford H), qui ont été pendant plusieurs années une importante cible d'exploration. Le champ de Hoadley contient du gaz en aval-pendage (au sud-ouest) et de l'eau en amont-pendage (au nord-est), apparemment dans la même unité réservoir (Chiang, 1984). Un mécanisme de piégeage du type «Deep Basin» (dont il a été question dans la description de la partie supérieure du Groupe

de Mannville, secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique) a donc été invoqué.

Dans le présent secteur d'exploration, la partie supérieure du Groupe de Manville a une granulométrie surtout fine. Les grès fluviatiles, plus épais (jusqu'à 20 mètres), sont des matériaux non marins de remplissage de vallée; leur sédimentation est probablement attribuable aux mêmes fluctuations du niveau marin relatif que celles à l'origine des lithologies d'avant-plage du Membre de Falher, au nord (vers l'intérieur du bassin). Les grès fluviatiles de moindre épaisseur (jusqu'à environ 8 mètres) pourraient être des roches sédimentaires de chenaux contemporaines de dépôts de débordement adjacents, mais cette distinction reste incertaine. Les roches réservoirs sont les grès fluviatiles, les hydrocarbures étant piégés par divers types de passage graduel à des shales et, dans certains cas, par un moulage structural des hauteurs à la surface de la discordance (par ex. le gisement de Mannville supérieur F du champ de Leo).

Historique de l'exploration

Deux mille trois cent trente-cinq (2 335) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur du secteur d'exploration du centre de l'Alberta, pour un volume total de $315\,572 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place (fig. 57 et 58; tableau 11). Le plus vaste d'entre eux est celui de Glauconite A du champ de Westeros South, qui contient $23\,810 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place; il a été découvert en 1977.

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur s'élève à $91\,411 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 22 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 4 380 gisements (tableau 11; fig. 59). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $1\,127 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

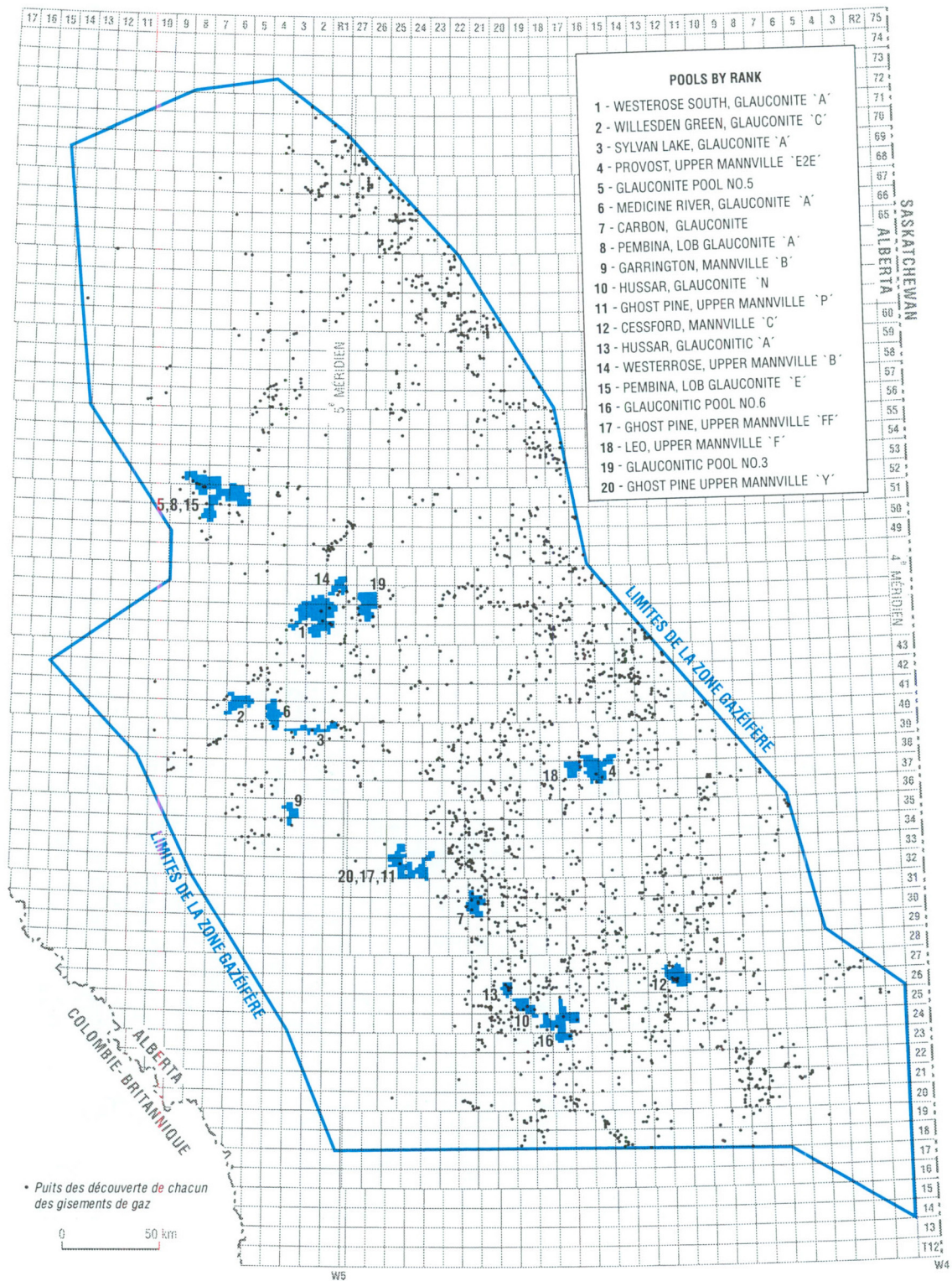


Figure 57. Carte de la zone gazifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

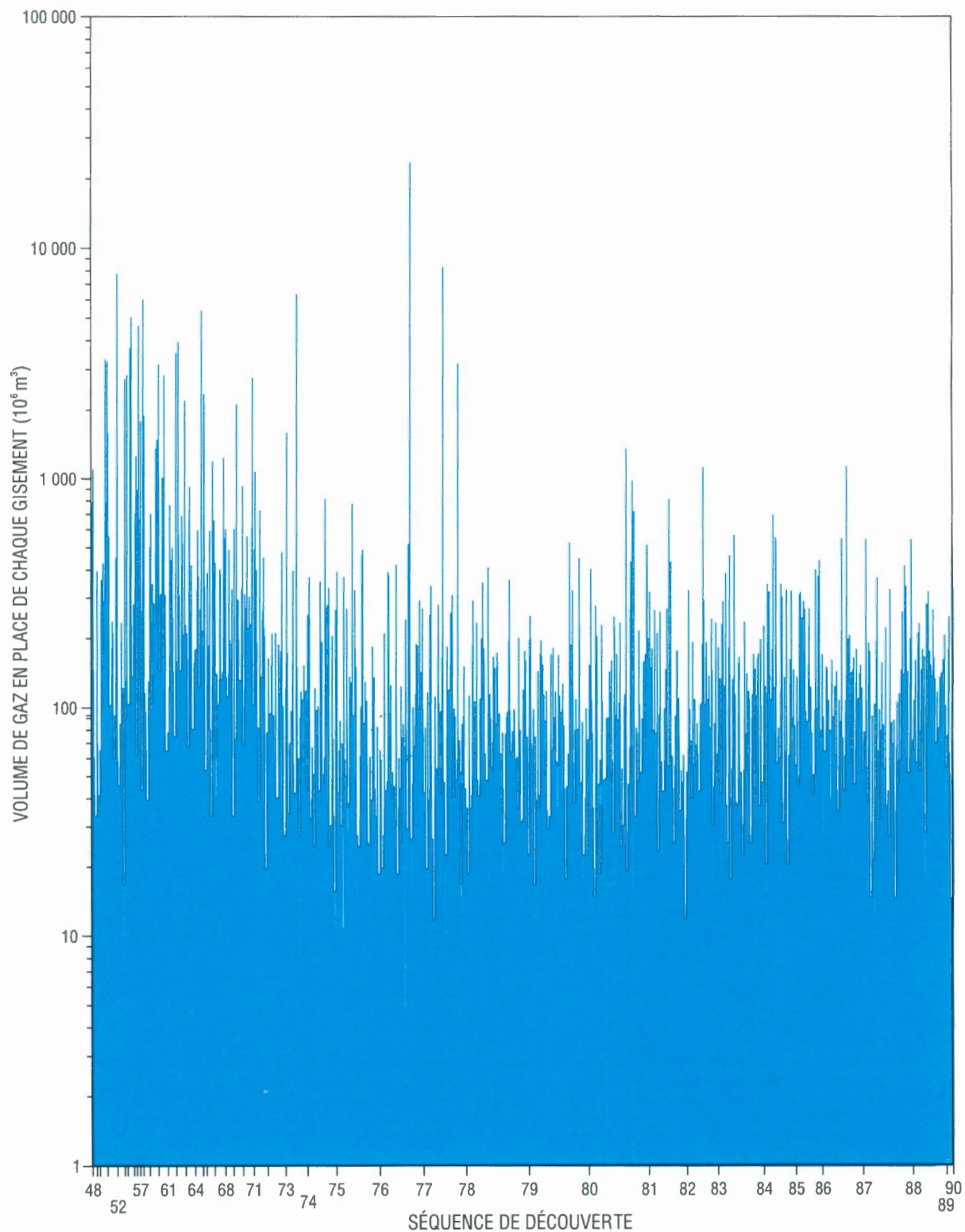


Figure 58. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

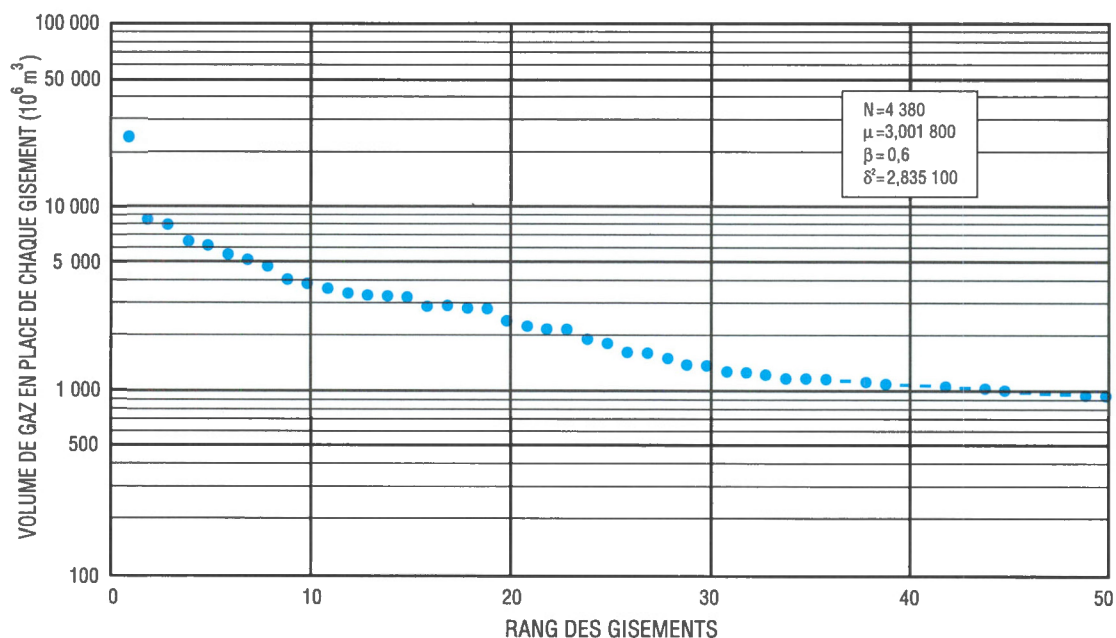


Tableau 11

Zone gazéifère de la Formation de Glauconite et du Mannville supérieur :
secteur d'exploration du centre de l'Alberta

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Westerose South, Glauconite A	NA	23 810	1977
2	Willesden Green, Glauconite C	NA	8 413	1978
3	Sylvan Lake, Glauconite A	NA	7 843	1952
4	Provost, Mannville supérieur E2E	NA	6 415	1974
5	Glauconite (gisement n° 5)	NA	6 080	1958
6	Medicine River, Glauconite A	A + C	5 442	1965
7	Carbon, Glauconite	NA	5 101	1955
8	Pembina, Lob Glauconite A	NA	4 692	1957
9	Garrington, Mannville B	NA	4 000	1963
10	Husar, Glauconite N	NA	3 766	1955
11	Ghost Pine, Mannville supérieur P	NA	3 561	1962
12	Cessford, Mannville C	A + C	3 357	1951
13	Hussar, Glauconitic A	A + C	3 290	1951
14	Westerose, Mannville supérieur B	NA	3 236	1978
15	Pembina, Lob Glauconite E	NA	3 200	1960
16	Glauconitic (gisement n° 6)	NA	2 861	1954
17	Ghost Pine, Mannville supérieur FF	NA	2 859	1961
18	Leo, Mannville supérieur F	A + C	2 797	1971
19	Glauconitic (gisement n° 3)	NA	2 755	1953
20	Ghost Pine, Mannville supérieur Y	NA	2 370	1966
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			315 572	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			91 411	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			22	
Gisements découverts : total			2 335	
Population de gisements : total			4 380	

NA, gaz non associé; A, gaz associé; C, gaz corrosif

Zone gazéifère du Membre à ostracodes

Définition de la zone gazéifère

La présente zone du secteur d'exploration du centre de l'Alberta inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés au Membre à ostracodes (fig. 60). En général, les grès du Membre à ostracodes se distinguent nettement dans ce secteur d'exploration et la base de données est suffisamment fiable pour classer les gisements correctement.

Géologie

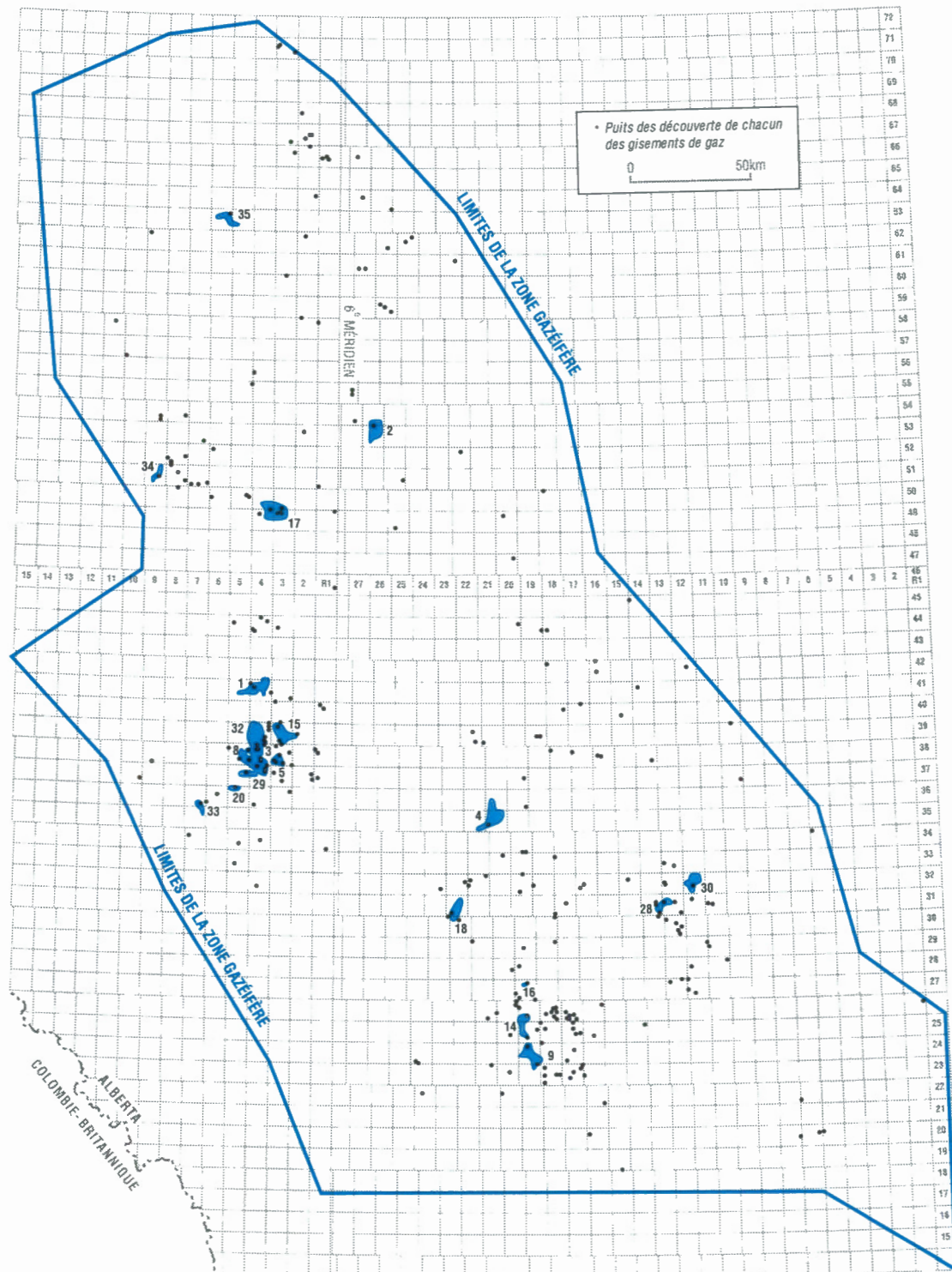
Le Membre à ostracodes est une mince unité diachrone de mudstone calcaireux, contenant des interstratifications de calcaire. Il a été déposé dans une série de baies marines, de lagunes d'eau saumâtre et de lacs d'eau douce. Cette unité ou faciès s'observe derrière les grès d'avant-plage de la Formation de Bluesky (dans le nord) et de la Formation de Glauconite (dans le sud). Les réservoirs sont composés de minces grès d'avant-plage de bas niveau marin, que l'on pourrait corrélérer à certains faciès de la Formation de Glauconite (grès de bas niveau ou lithologies de remplissage de vallée encaissée). Les mécanismes de piégeage sont principalement des changements de faciès, les roches réservoirs étant essentiellement entourés de mudstones calcaireux (par ex. le gisement du Membre à ostracodes A du champ de St. Alberta-Big Lake). Quelques pièges découlent du moulage structural de crêtes paléozoïques à la surface de la discordance.

Historique de l'exploration

Deux cent quatre-vingt-dix-sept (297) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes du secteur d'exploration du centre de l'Alberta, pour un total de $38\,084 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui du Mannville basal H du champ de Gilby, qui contient $5\,229 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place (fig. 60 et 61; tableau 12).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère du Membre à ostracodes s'élève à $16\,677 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 30 % des ressources totales en gaz de cette zone n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 500 gisements (tableau 12; fig. 62). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $1\,346 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | | | |
|---------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| 1 - GILBY, BASAL MANNVILLE 'H' | 8 - SYLVAN LAKE, OSTRACOD 'K' | 17 - PEMBINA, OSTRACOD 'E' | 30 - GARDEN PLAINS, L. MANNVILLE 'D' |
| 2 - ST. ALBERT-BIG LAKE, OSTRACOD 'A' | 9 - HUSSAR, OSTRACOD 'F' | 18 - TWINING, LOWER MANNVILLE 'B' | 32 - MEDICINE RIVER, OSTRACOD 'B' |
| 3 - MEDICINE RIVER, OSTRACOD 'C' | 14 - HUSSAR, OSTRACOD 'R' | 20 - GARRINGTON, L. MANNVILLE 'ZZ' | 33 - CAROLINE, OSTRACOD 'A' |
| 4 - RICH, LOWER MANNVILLE 'A' | 15 - MEDICINE RIVER, OSTRACOD 'A' | 28 - RICHDALE, LOWER MANNVILLE 'T' | 34 - BIGORAY, OSTRACOD 'D' |
| 5 - SYLVAN LAKE, L. MANNVILLE 'A' | 16 - WAYNE-ROSDALE, OSTRACOD 'A' | 29 - SYLVAN LAKE, OSTRACOD 'N' | 35 - DORIS, LOWER MANNVILLE 'A' |

Figure 60. Carte de la zone gazéifère du Membre à ostracodes (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

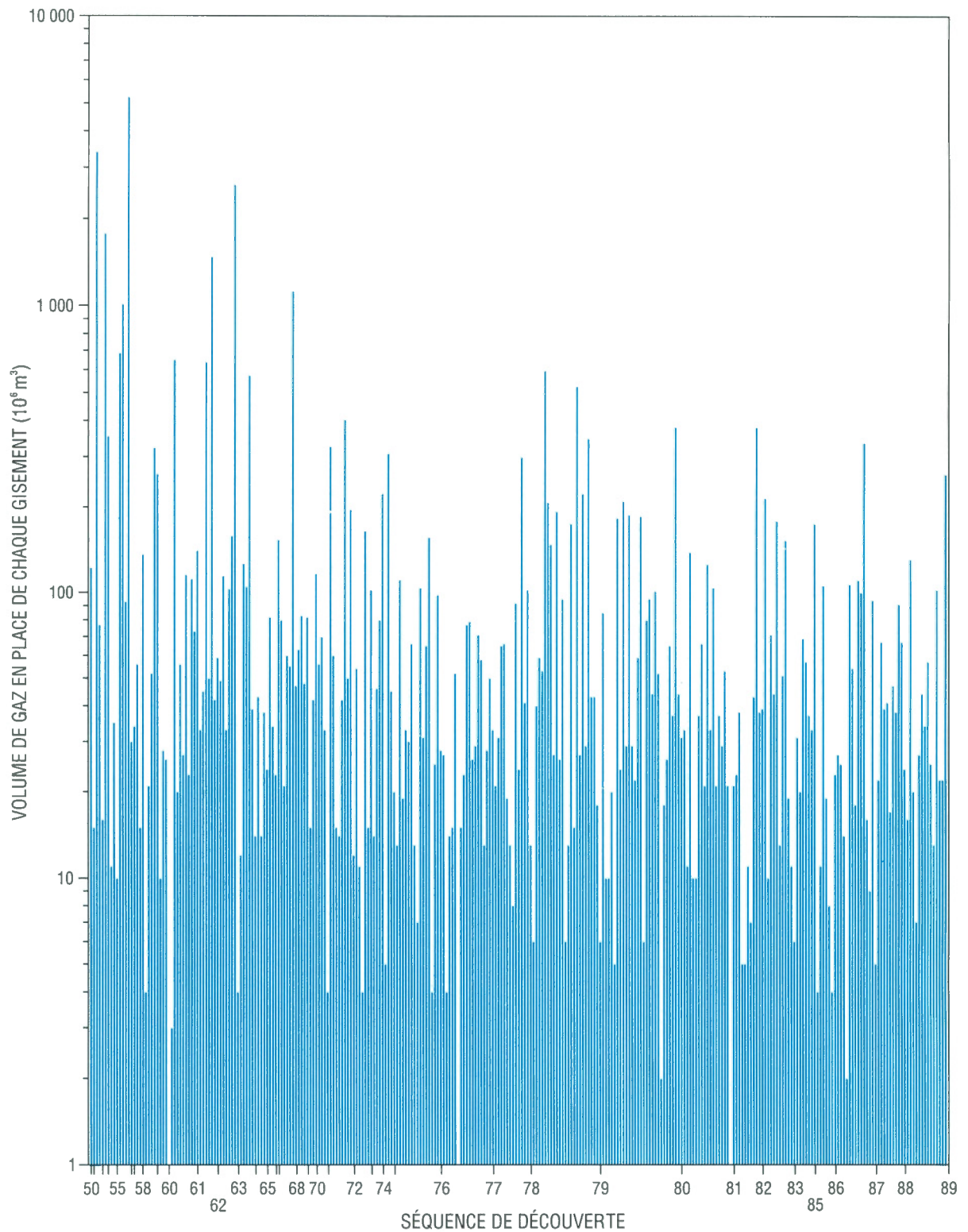


Figure 61. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

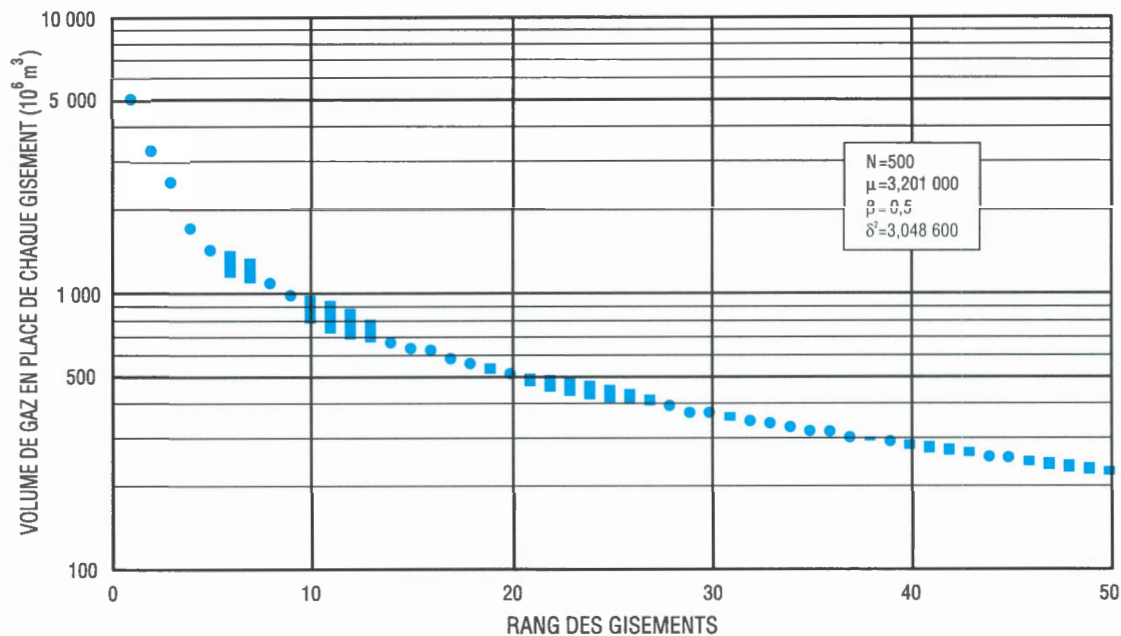


Figure 62. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

Tableau 12

Zone gazéifère du Membre à ostracodes : secteur d'exploration du centre de l'Alberta

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Gilby, Mannville basal H	NA	5 229	1956
2	St. Albert–Big Lake, M. à ostracodes A	NA	3 393	1952
3	Medicine River, M. à ostracodes C	A + C	2 623	1963
4	Rich, Mannville inférieur A	NA	1 777	1953
5	Sylvan Lake, Mannville inférieur A	NA	1 474	1962
8	Sylvan Lake, M. à ostracodes K	NA	1 120	1968
9	Hussar, M. à ostracodes F	NA	1 013	1956
14	Hussar, M. à ostracodes R	NA	685	1956
15	Medicine River, M. à ostracodes A	A + C	652	1961
16	Wayne–Rosedale, M. à ostracodes A	NA	639	1962
17	Pembina, M. à ostracodes E	A + C	596	1979
18	Twining, Mannville inférieur B	NA	575	1964
20	Garrington, Mannville inférieur ZZ	NA	526	1979
28	Richdale, Mannville inférieur T	NA	403	1972
29	Sylvan Lake, M. à ostracodes N	NA	380	1980
30	Garden Plains, Mannville inférieur D	NA	379	1982
32	Medicine River, M. à ostracodes B	A + C	354	1953
33	Caroline, M. à ostracodes A	NA	347	1979
34	Bigoray, M. à ostracodes D	NA	336	1987
35	Doris, Mannville inférieur A	NA	326	1972
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10^6 m^3)			38 084	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10^6 m^3)			16 677	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			30	
Gisements découverts : total			297	
Population de gisements : total			500	

NA, gaz non associé; A, gaz associé; C, gaz corrosif

Zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (Mannville inférieur)

Définition de la zone gazéifère

La présente zone gazéifère du secteur d'exploration du centre de l'Alberta contient tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la partie inférieure du Groupe de Mannville, soit le Grès quartzeux basal et la Formation d'Ellerslie (fig. 63).

Géologie

La carte figurant les isopaques du cortège transgressif du Groupe de Mannville (fig. 13) montre que le facteur le plus crucial à exercer un contrôle sur la formation des réservoirs dans la partie inférieure de ce groupe est la topographie à la surface de la discordance basale. Dans le présent secteur d'exploration, les vallées entaillent des roches sédimentaires mississippiennes à jurassiques à pendage ouest et sont remplis par divers lithofaciès. Le Grès quartzeux basal est une lithologie où dominent le quartz et le chert, mais à laquelle est associée un peu de conglomérat; il remplit le fond des vallées. Comme la Formation de Cadomin, il serait limité par des discordances et pourrait être beaucoup plus ancien que le reste de l'unité à laquelle il est associé. La Formation d'Ellerslie, à grain plus fin, compte également parmi les matériaux de remplissage des vallées, mais recouvre aussi une bonne partie des hautes terres. Durant le dépôt de la Formation d'Ellerslie, certaines vallées ont été privées de l'apport de matériaux clastiques, ce qui explique pourquoi, dans certaines parties des vallées, on observe des sédiments marins (Farshori et Hopkins, 1989) et lacustres. Certaines carottes de la Formation d'Ellerslie contiennent des calcaires micritiques dont l'épaisseur peut atteindre deux mètres. Dans l'unité, il se peut qu'une série de massifs gréseux à grain grossier corresponde au remplissage de plus petites vallées encaissées. Au sommet de cette série, on passe graduellement au Membre à ostracodes (sédiments de milieu margino-marin à sédiments de lagune).

La répartition des gisements dans la partie inférieure du Groupe de Mannville est presque entièrement attribuable aux vallées entaillant la surface de la

discordance à sa base. Trois types de pièges y ont été identifiés. Le type le plus fréquent est peut-être celui résultant de la formation d'un biseau d'aggradation latérale du Grès quartzeux basal contre les roches imperméables des versants de la vallée (par ex. le gisement du Mannville basal A du champ de Gilby), en particulier dans les vallées étroites ou près de leur extrémité amont. Le deuxième type de piège découle des variations latérales de faciès (passage de grès de chenaux à des shales de plaine de débordement), lorsque les matériaux ont été déposés dans des zones de sédimentation plus vastes, comme en témoigne la Formation d'Ellerslie (par ex. les gisements du Mannville basal du champ de Caroline). Enfin, le moulage structural de ces constituées de strates paléozoïques est le mécanisme de fermeture d'autres gisements (par ex. le gisement n° 1 d'Ellerslie).

Historique de l'exploration

Deux mille quatre cent cinquante et un (2 451) gisements ont été découverts dans la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (partie inférieure du Groupe de Mannville) du secteur d'exploration du centre de l'Alberta, pour un volume total de $257\,755 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Plusieurs d'entre eux l'ont été dans les années cinquante et soixante (fig. 63 et 64; tableau 13). Le plus vaste gisement, découvert en 1956, est celui du Mannville basal A du champ de Gilby. Il contient $8\,028 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Les découvertes futures pourraient être moins importantes et être reliées à des discordances internes dans la partie inférieure du Groupe de Mannville.

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie s'élève à $67\,399 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 21 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 4 400 gisements (tableau 13; fig. 65). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $1\,112 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

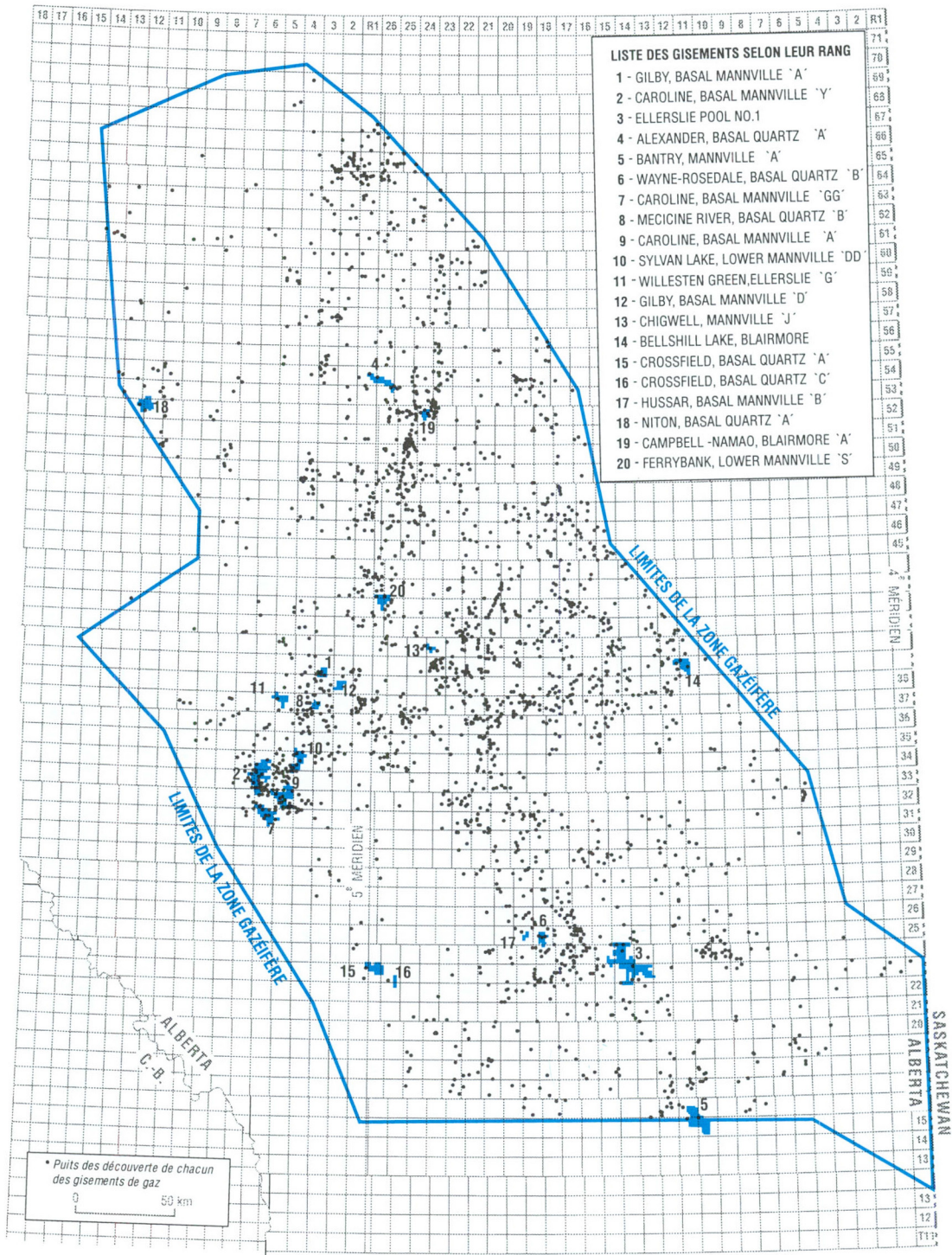


Figure 63. Carte de la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

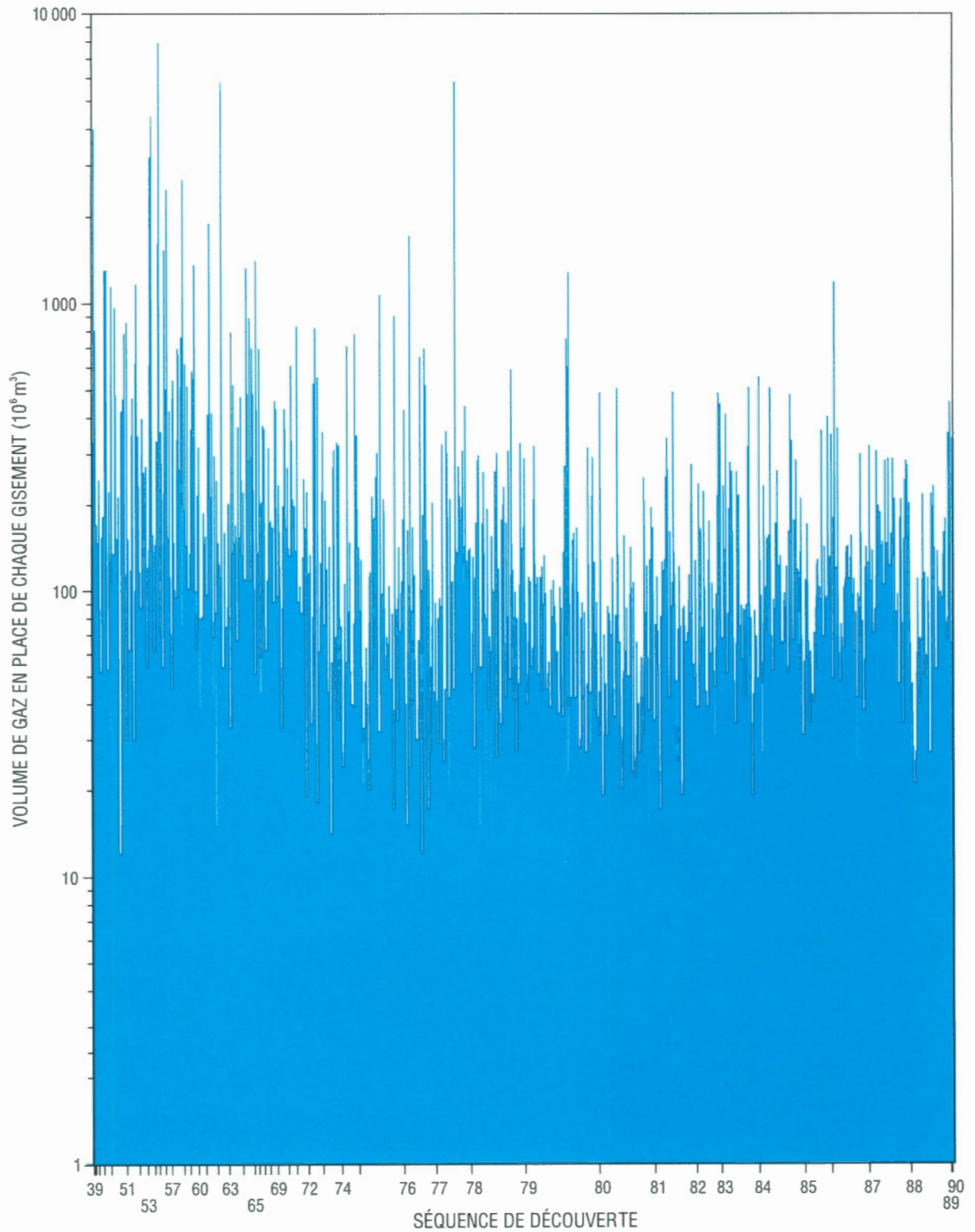


Figure 64. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Grès quartzueux basal et de la Formation d'Ellerslie (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

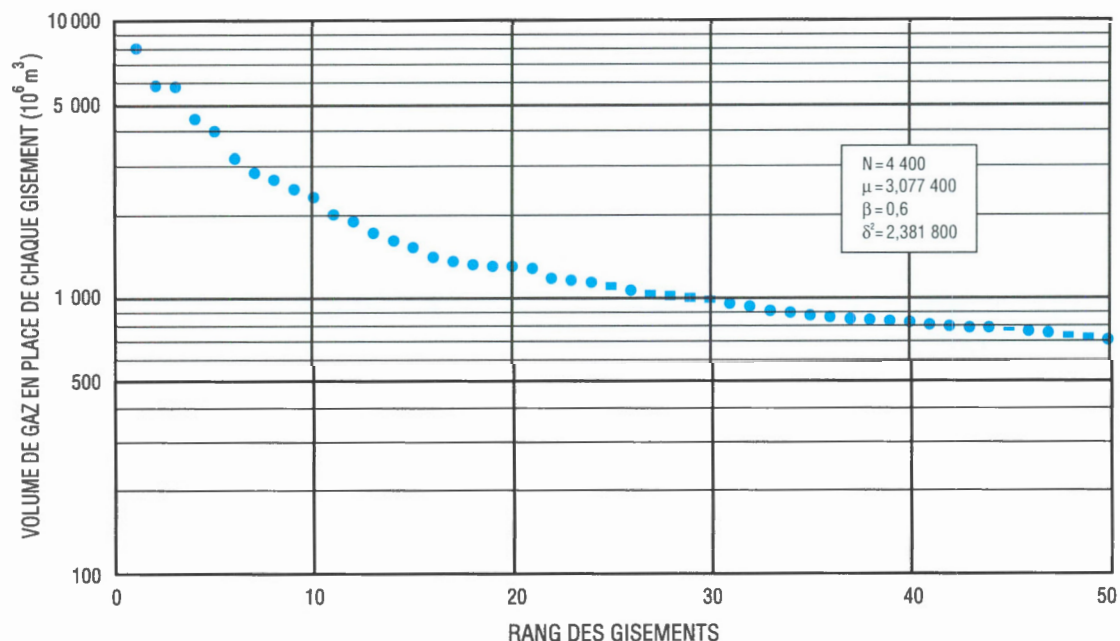


Figure 65. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie (secteur d'exploration du centre de l'Alberta).

Tableau 13

Zone gazéifère du Grès quartzeux basal et de la Formation d'Ellerslie : secteur d'exploration du centre de l'Alberta

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Gilby, Mannville basal A	NA	8 028	1956
2	Caroline, Mannville basal Y'	NA	5 888	1978
3	Ellerslie (gisement n° 1)	A	5 834	1963
4	Alexander, Grès quartzeux basal A	NA	4 453	1954
5	Bantry, Mannville A	A + C	4 029	1947
6	Wayne-Rosedale, Grès quartzeux basal B	A + C	3 229	1954
7	Caroline, Mannville basal GG	NA	2 855	1969
8	Medicine River, Grès quartzeux basal B	A + C	2 706	1959
9	Caroline, Mannville basal A	NA	2 500	1957
10	Sylvan Lake, Mannville inférieur DD	NA	2 330	1963
11	Willesden Green, Ellerslie G	NA	2 033	1964
12	Gilby, Mannville basal D	NA	1 911	1962
13	Chigwell, Mannville J	NA	1 733	1977
14	Bellshill Lake, Blairmore	A + C	1 624	1956
15	Crossfield, Grès quartzeux basal A	NA	1 543	1957
16	Crossfield, Grès quartzeux basal C	NA	1 414	1966
17	Hussar, Mannville basal B	NA	1 374	1960
18	Niton, Grès quartzeux basal A	A + C	1 338	1965
19	Campbell-Namao, Cam Blairmore A	A + C	1 312	1950
20	Ferrybank, Mannville inférieur S	NA	1 293	1980
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			257 755	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			67 399	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			21	
Gisements découverts : total			2 451	
Population de gisements : total			4 400	

NA, gaz non associé; A, gaz associé; C, gaz corrosif

Secteur d'exploration du sud de l'Alberta

Zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite

Définition de la zone gazéifère

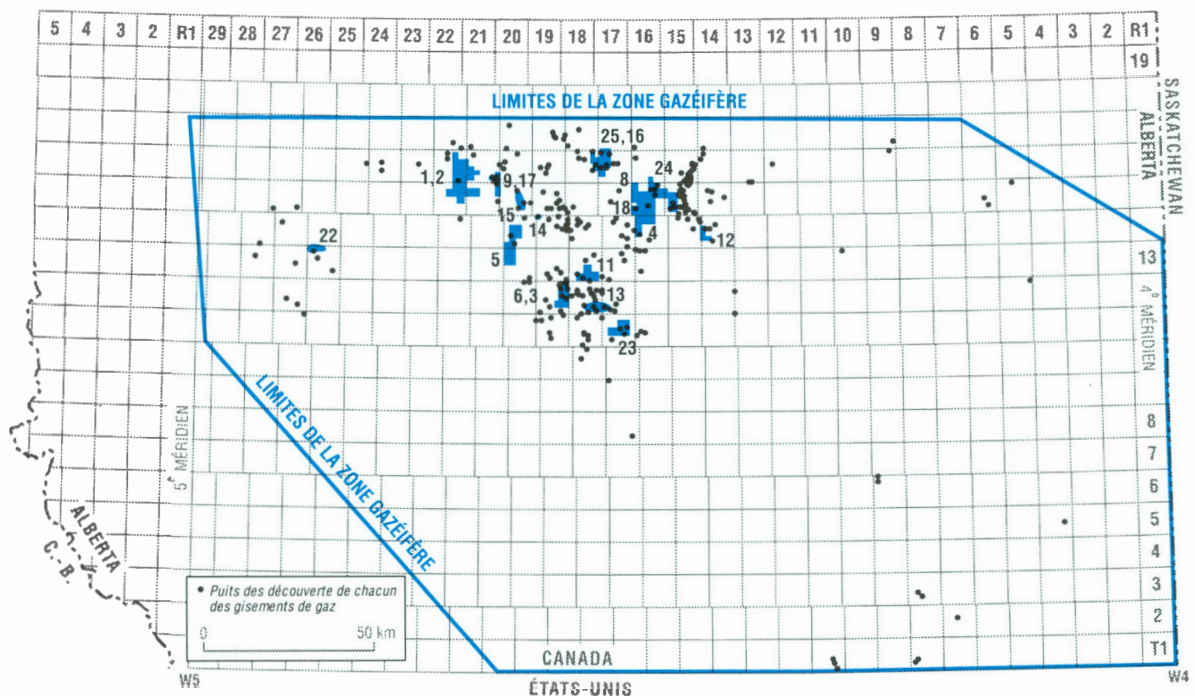
La présente zone gazéifère du secteur d'exploration du sud de l'Alberta inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la partie supérieure du Groupe de Mannville et à la Formation de Glauconite (fig. 66).

Géologie

La Formation de Glauconite et la partie supérieure du Groupe de Mannville ont été étudiées en détail par Wood et Hopkins (1989, 1992) ainsi que Wood (1990, 1994), dans le cadre de la description des champs de Badger, Little Bow, Retlaw et Turin. Dans le sud de l'Alberta, la Formation de Glauconite repose en discordance sur le Membre à ostracodes; elle se compose de roches sédimentaires déposées dans des paléovallées et entre des vallées. Les dépôts accumulés dans des paléovallées auraient sédimenté dans un

environnement d'estuaire interne à intermédiaire, tandis que ceux accumulés entre des vallées l'auraient fait dans de vastes rentrants d'estuaire externe. Les dépôts fluviaux et deltaïques de la partie supérieure du Groupe de Mannville sont en contact sus-jacent discordant avec la Formation de Glauconite. Le contact est marqué par un changement lithologique allant des quartzarénites et arénites cherteuses riches en quartz de la Formation de Glauconite aux arkoses lithiques, litharénites feldspathiques et arénites cherteuses du Mannville supérieur. Selon James (1985) et Wood (1990), ce changement indique un déplacement de la provenance des matériaux, probablement causé par le tectonisme régional.

De nombreux gisements de gaz et de pétrole ont été découverts dans le secteur d'exploration du sud de l'Alberta; les hydrocarbures sont piégés dans des dépôts de la Formation de Glauconite accumulés dans des paléovallées et entre des vallées. Les dépôts de vallée fluviale de la partie supérieure du Groupe de Mannville ont généralement tendance à être peu perméables; ils sont donc des barrières efficaces ou des roches réservoirs de mauvaise qualité. La géométrie des grès de la Formation de Glauconite déposés dans le



- 1 - LONG COULEE, GLAUCONITE 'F'
- 2 - LONG COULEE, GLAUCONITIC 'I'
- 3 - RETLAW, MANNVILLE 'B'
- 4 - ENCHANT, UPPER MANNVILLE 'R'
- 5 - ROBIN, GLAUCONITE 'A'
- 6 - RETLAW, MANNVILLE 'Y'
- 8 - ENCHANT, UPPER MANNVILLE 'E'

LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- 9 - LONG COULEE, GLAUCONITE 'Z'
- 11 - RETLAW, MANNVILLE 'RR'
- 12 - ALDERSON, UPPER MANNVILLE 'LLL'
- 13 - RETLAW, MANNVILLE 'G2G'
- 14 - LITTLE BOW, GLAUCONITE
- 15 - LITTLE BOW, UPPER MANNVILLE 'A'
- 16 - HECTOR, UPPER MANNVILLE 'C'

- 17 - LONG COULEE, GLAUCONITE 'W'
- 18 - ENCHANT, UPPER MANNVILLE 'L'
- 22 - CLARESHOLMES, GLAUCONITE 'A'
- 23 - TURIN, UPPER MANNVILLE 'C'
- 24 - ALDERSON, UPPER MANNVILLE 'DDD'
- 25 - BADGER, UPPER MANNVILLE 'B'

Figure 66. Carte de la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite (secteur d'exploration du sud de l'Alberta).

fond de vallées ou entre des vallées est nettement différente. Les grès de remplissage de vallée sont des corps allongés épais, déposés sous la forme de barres longitudinales dans des deltas de fond de baie soumis à l'action des marées. Les grès déposés entre des vallées ont, quant à eux, tendance à être de minces nappes de sable découlant de la coalescence de sédiments de hauts fonds sableux et de chenaux de marée (Wood, 1994). Dans le cas de ces roches réservoirs, les mécanismes de fermeture en amont-pendage les plus fréquents sont 1) les variations de faciès dans la Formation de Glaucosite (passage des grès aux shales) et 2) la présence de grès lithiques peu perméables, qui sont les matériaux de remplissage des paléovallées transversales et sont associés à la partie supérieure du Groupe de Mannville (Wood et Hopkins, 1992). La compaction différentielle au-dessus des hauteurs sous-jacentes a aussi joué un rôle dans le piégeage des hydrocarbures.

Wood et Hopkins (1992) ont décrit en détail le gisement du Mannville supérieur B du champ de Badger. C'est un exemple de réservoir dans des roches de remplissage d'une paléovallée de la Formation de Glaucosite (fig. 67 et 68). Découvert en 1980, il contient $2\,350 \times 10^3 \text{ m}^3$ de pétrole en place et $418 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. La fermeture en

amont-pendage du réservoir est créée par la présence de matériaux de remplissage d'une vallée transversale plus récente, lesquels sont associés à la partie supérieure du Groupe de Mannville et sont principalement des grès lithiques peu perméables. Les shales sus-jacents de la Formation de Glaucosite ont comblé un réseau de vallées et servent de barrières supérieures; quant aux shales sous-jacents du Membre à ostracodes et aux grès peu perméables de la Formation de Sunburst, ils jouent les rôles respectifs de barrières basale et latérale de ce réservoir. Le gisement du Mannville supérieur B du champ de Badger bénéficie de la compaction différentielle au niveau d'une hauteur topographique sous-jacente, créant une fermeture structurale sur environ 7 mètres.

Le gisement de Mannville V du champ de Retlaw est un exemple de réservoir composé de sédiments déposés entre des vallées associé à la Formation de Glaucosite (fig. 69 et 70) (Wood et Hopkins, 1992). Découvert en 1971, il contient $2\,210 \times 10^3 \text{ m}^3$ de pétrole en place et $154 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon Wood et Hopkins, la bordure en amont-pendage des nappes de grès déposées entre des vallées de la Formation de Glaucosite serait tronquée par les grès lithiques plus récents (remplissage de vallée) de la partie supérieure du Groupe de Mannville; la présence de ces derniers constitue donc la fermeture en amont-pendage du réservoir. Les shales ou les grès boueux des sédiments déposés entre les vallées forment les barrières latérale, sommitale et basale du gisement de Mannville V.

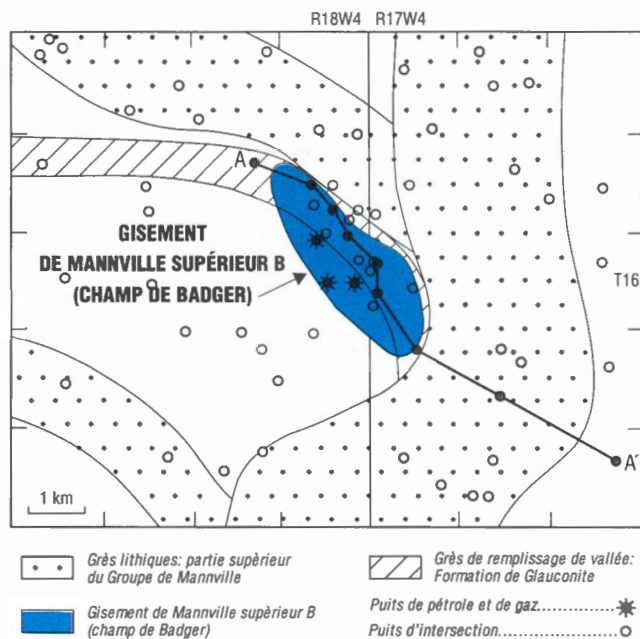


Figure 67. Exemple d'un piège d'hydrocarbures dans une vallée encaissée, Formation de Glaucosite, secteur d'exploration du sud de l'Alberta : gisement de Mannville supérieur B du champ de Badger (interprétation : J. Wood). En amont-pendage, la fermeture du gisement résulte de la présence de grès lithiques peu perméables et plus récents de la partie supérieure du Groupe de Mannville (modifié de Wood et Hopkins, 1992).

Historique de l'exploration

Deux cent quatre-vingts (280) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glaucosite du secteur d'exploration du sud de l'Alberta, pour un volume total de $38\,642 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de Glaucosite F du champ de Long Coulee, qui contient $2\,067 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place; sa découverte remonte à 1967 (fig. 66 et 71; tableau 14).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glaucosite s'élève à $30\,312 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 44 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 1 300 gisements (tableau 14; fig. 72). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $901 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

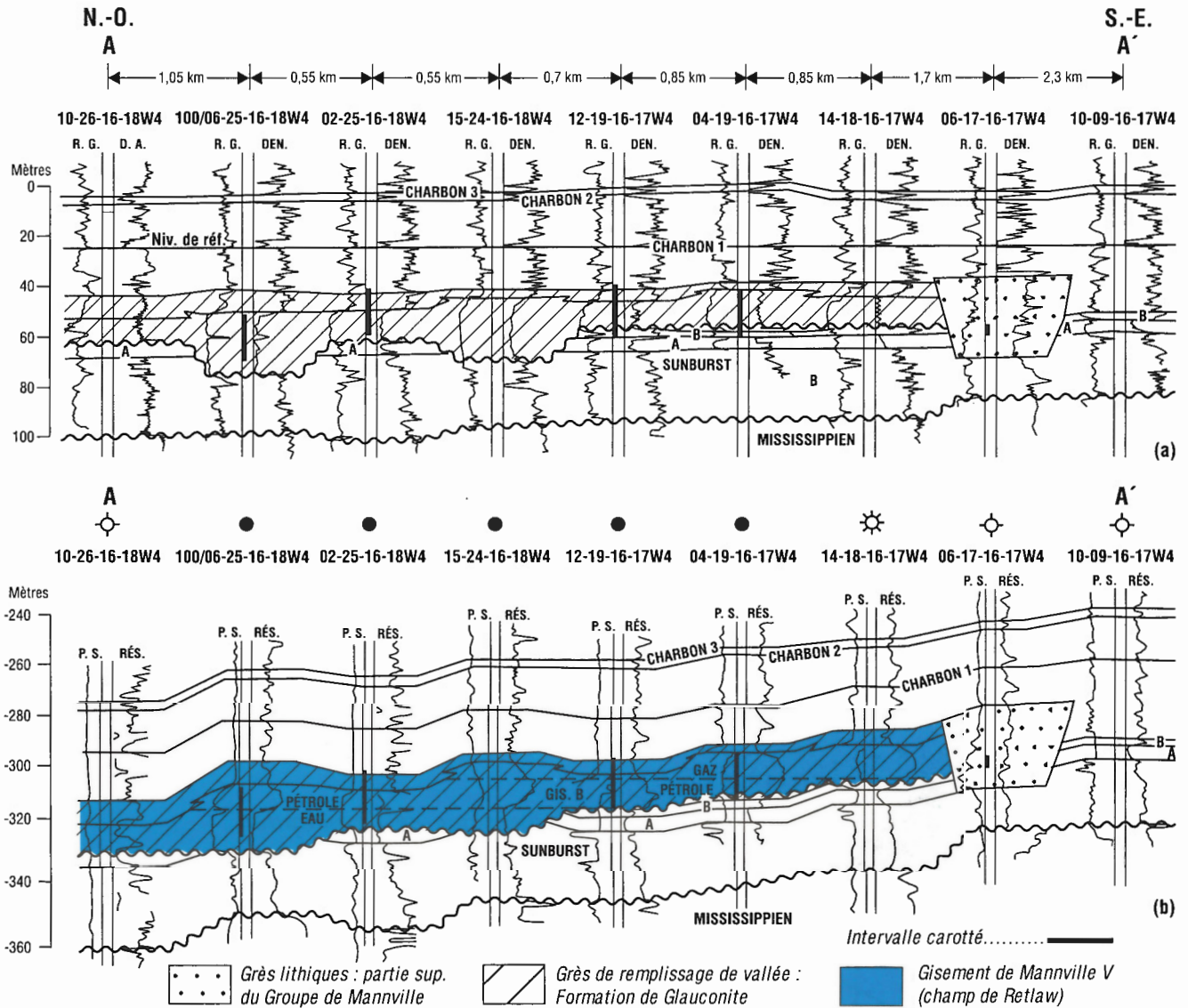


Figure 68. Coupes a) stratigraphique et b) structurale traversant le gisement de Mannville supérieur B du champ de Badger (modifié de Wood et Hopkins).

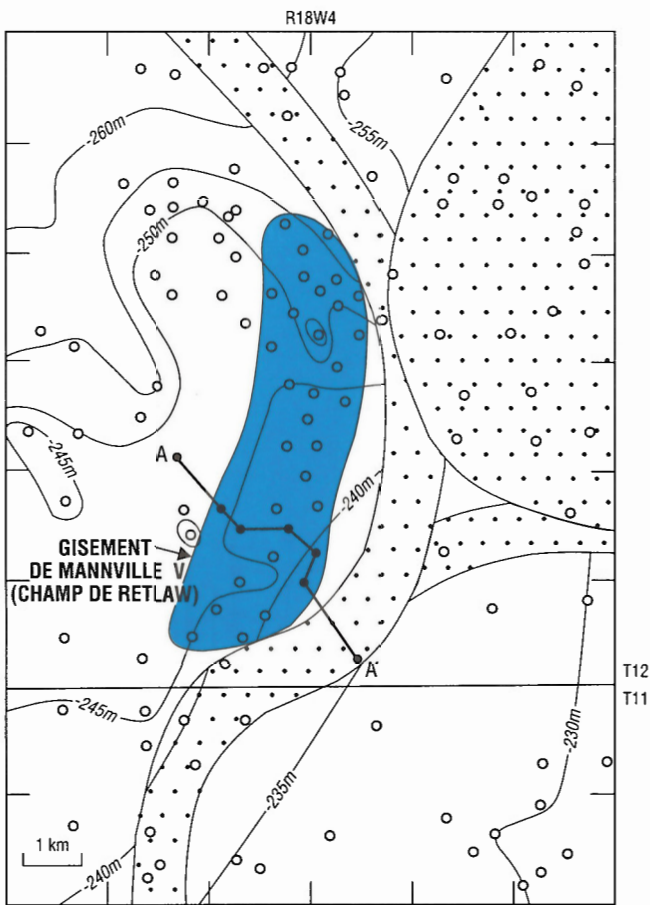
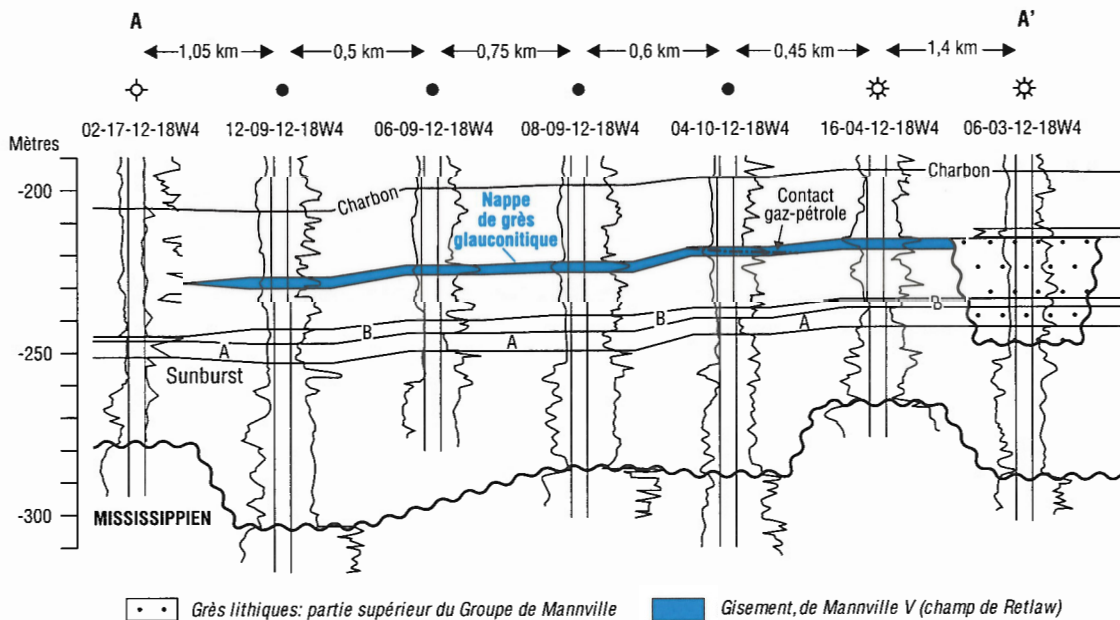


Figure 69. Exemple d'un piège d'hydrocarbures dans un dépôt entre des vallées, Formation de Glaucounite, secteur d'exploration du sud de l'Alberta : gisement de Mannville V du champ de Retlaw (interprétation : J. Wood). Les grès lithiques peu perméables et plus récents de la partie supérieure du Groupe de Mannville (sédiments de remplissage de vallée) assurent la fermeture du réservoir (modifié de Wood et Hopkins, 1992).

•• Grès lithiques: partie supérieur du Groupe de Mannville Profondeur sous le niveau marin.....-230m
 Gisement de Mannville V (champ de Retlaw) Puits d'intersection.....o



•• Grès lithiques: partie supérieur du Groupe de Mannville Gisement, de Mannville V (champ de Retlaw)

Figure 70. Coupe structurale traversant le gisement de Mannville V du champ de Retlaw. À noter la troncation de la nappe de grès glauconitique (en gris) par les roches de remplissage de vallée de la partie supérieure du Group de Mannville, en l'occurrence des grès lithiques peu perméables et plus récents (modifié de Wood et Hopkins, 1992).

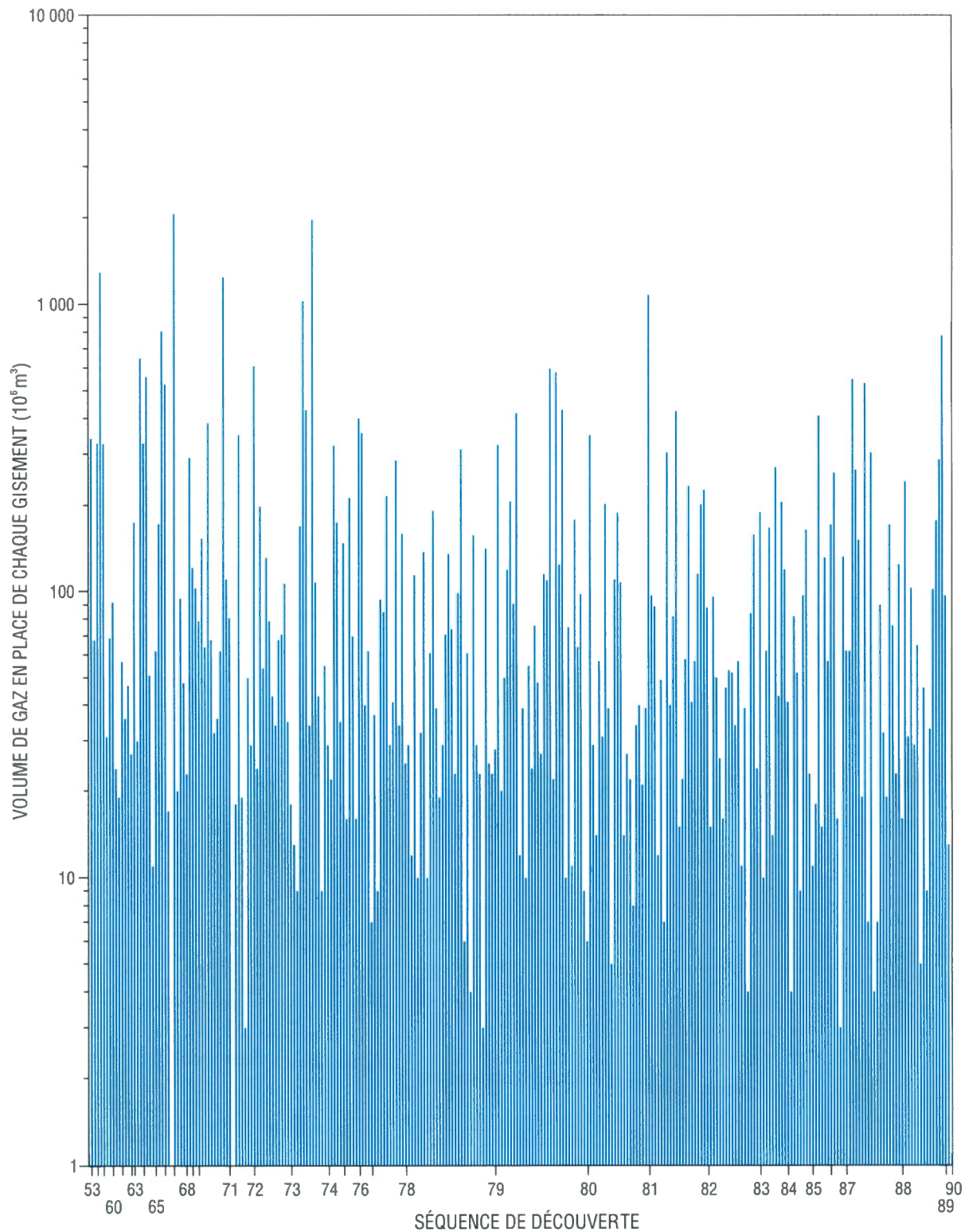


Figure 71. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite (secteur d'exploration du sud de l'Alberta).

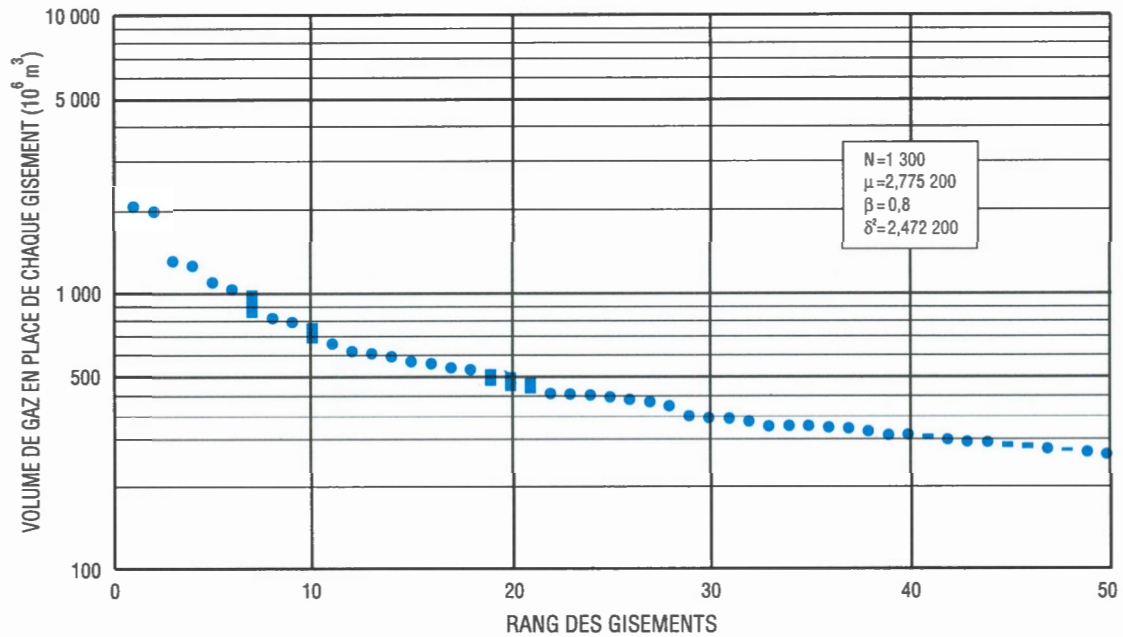


Figure 72. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite (secteur d'exploration du sud de l'Alberta).

Tableau 14

**Zone gazéifère du Mannville supérieur et de la Formation de Glauconite :
secteur d'exploration du sud de l'Alberta**

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Long Coulee, Glauconite F	A + C	2 067	1967
2	Long Coulee, Grès glauconitique I	NA	1 971	1974
3	Retlaw, Mannville B	A	1 299	1959
4	Enchant, Mannville supérieur R	NA	1 250	1971
5	Robin, Glauconite A	NA	1 084	1981
6	Retlaw, Mannville Y	NA	1 030	1974
8	Enchant, Mannville supérieur E	NA	808	1966
9	Long Coulee, Glauconite Z	NA	781	1989
11	Retlaw, Mannville RR	A + C	651	1964
12	Alderson, Mannville supérieur LLL	NA	611	1972
13	Retlaw, Mannville G2G	A	599	1980
14	Little Bow, Glauconite	NA	582	1980
15	Little Bow, Mannville supérieur A	NA	560	1965
16	Hector, Mannville supérieur C	NA	550	1988
17	Long Coulee, Glauconite W	NA	533	1988
18	Enchant, Mannville supérieur L	NA	527	1966
22	Claresholm, Glauconite A	NA	430	1980
23	Turin, Mannville supérieur C	A + C	429	1974
24	Alderson, Mannville supérieur DDD	NA	425	1982
25	Badger, Mannville supérieur B	A + C	418	1980
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			38 642	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			30 312	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			44	
Gisements découverts : total			280	
Population de gisements : total			1 300	

NA, gaz non associé; A, gaz associé; C, gaz corrosif

Zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur

Définition de la zone gazéifère

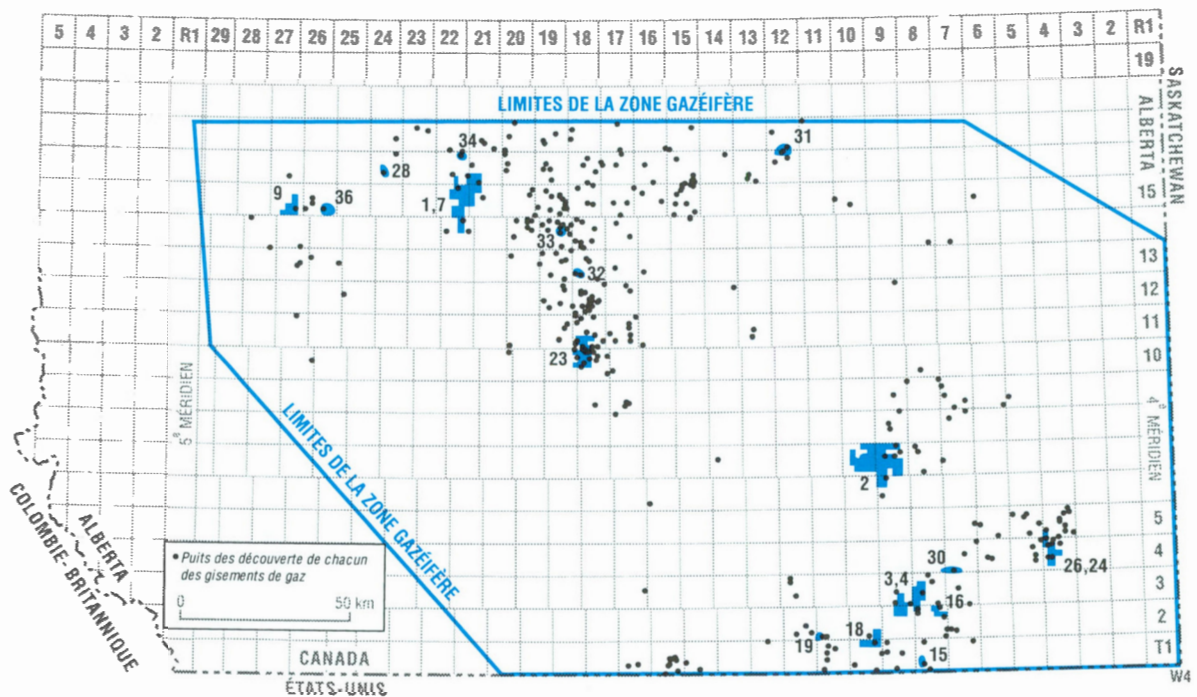
La présente zone gazéifère inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés au Membre à ostracodes et à la partie inférieure du Groupe de Mannville dans le secteur d'exploration du sud de l'Alberta (fig. 73). Les gisements du Membre à ostracodes ont été combinés avec ceux de la partie inférieure du Groupe de Mannville à cause de problèmes de corrélation dans la base de données sur les gisements.

Géologie

Dans le secteur d'exploration du sud de l'Alberta, la partie inférieure du Groupe de Mannville se compose de roches sédimentaires fluviales à marines d'eau peu profonde, déposées durant la transgression vers le sud de la Mer boréale. La topographie de la discordance basale, en particulier celle de la plate-forme de Swift

Current dans l'est, a fortement influé sur la sédimentation de la partie inférieure du Groupe de Mannville, laquelle repose en discordance sur des unités allant du Paléozoïque supérieur au Crétacé inférieur basal. Durant le Jurassique terminal et le Crétacé initial, l'érosion a créé de vastes réseaux de vallées encaissées qui découpent les unités jurassiques sous-jacentes. Les parties basales de certaines vallées contiennent des restes de couches du Jurassique supérieur (Farshori et Hopkins, 1989). Dans le secteur d'exploration du sud de l'Alberta, les vallées Whitlash et Cutbank d'orientation nord-nord-ouest (fig. 74) sont les deux plus importantes.

Toujours dans ce secteur d'exploration, la Formation de Cutbank est l'unité basale du Groupe de Mannville; Hayes (1982) en a fait une étude détaillée et a conclu qu'il s'agissait de roches mal triées de granulométrie moyenne à grossière, allant des litharénites aux extralitharénites. Selon lui, la Formation de Cutbank aurait été déposée dans un milieu fluvial. Elle ne s'observe que dans la portion ouest du secteur étudié par Hayes (fig. 75) (cantons 4 à 20, rangs 2W4 à 14W4); elle est principalement



- | LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG | | |
|---|---------------------------------------|--|
| 1 - LONG COULEE, SUNBURST 'G' | 16 - PENDANT D'OREILLE, MANNVILLE 'H' | 30 - PENDANT D'OREILLE, MANNVILLE 'E' |
| 2 - FORTY MILE, LOWER MANNVILLE 'E' | 18 - LAIT, LOWER MANNVILLE 'A' | 31 - BANTRY, MANNVILLE 'G' |
| 3 - PENDANT D'OREILLE, MANNVILLE 'C' | 19 - KNAPPEN, LOWER MANNVILLE 'G' | 32 - RETLAW, MANNVILLE 'G' |
| 4 - PENDANT D'OREILLE, MANNVILLE 'A' | 23 - TURIN, LOWER MANNVILLE 'II' | 33 - LITTLE BOW, LOWER MANNVILLE 'D' |
| 7 - LONG COULEE, SUNBURST 'D' | 24 - MANYBERRIES, SUNBURST 'R' | 34 - LONG COULEE, SUNBURST 'C' |
| 9 - PARKLAND NORTHEAST, LOWER MANNVILLE 'A' | 26 - MANYBERRIES, SUNBURST 'O' | 36 - PARKLAND NORTHEAST, LOWER MANNVILLE 'D' |
| 15 - BLACK BUTTE, SUNBURST - SWIFT 'A' | 28 - VULCAN, BASAL MANNVILLE 'A' | |

Figure 73. Carte de la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur (secteur d'exploration du sud de l'Alberta).

confinée à la vallée Cutbank, bordure orientale de laquelle a été établie par Hayes (1982) et est montrée à la figure 75. De petites vallées de cours d'eau tributaires tronquent la bordure orientale de la vallée Cutbank; de petits réservoirs d'hydrocarbures y ont été découverts, soit ceux de Chin Coulee (Oyibo, 1972) et de Horsefly Lake (fig. 76 et 77).

Le Membre de Sunburst repose en discordance sur la Formation de Cutbank ou, lorsque celle-ci est

absente, sur des unités plus anciennes. Farshori et Hopkins (1989) ont distingué deux types d'amas gréseux dans le Membre de Sunburst du secteur d'exploration du sud de l'Alberta (cantons 8 à 31, rangs 8W4 à 24W4), en l'occurrence ceux sous la forme de rubans et ceux sous la forme de nappes qui représentent deux milieux de sédimentation différents. Les amas en rubans se composent de roches caillouteuses de granulométrie grossière à fine (arénites cherteuses, sublitharénites et un peu de quartzarénite)

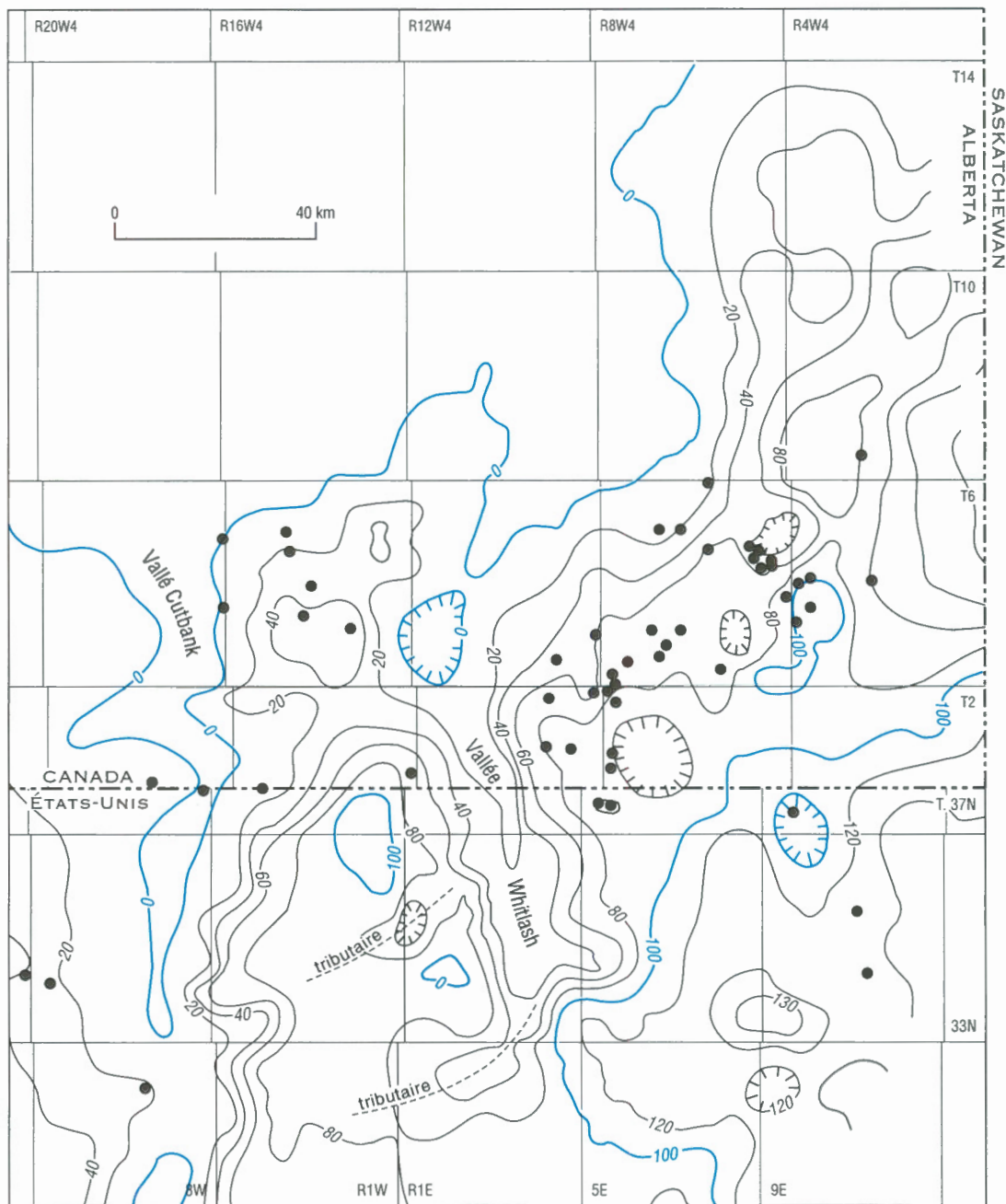


Figure 74. Carte des isopaques de la Formation de Swift (Jurassique) dans le secteur d'exploration du sud de l'Alberta, sur laquelle ressortent les vallées Cutbank et Whitlash (modifié de Hayes, 1982). Équidistance = 20 pieds.

et de siltstones, déposés en séquences positives mesurant jusqu'à 30 mètres d'épaisseur. Ils auraient sédimenté en tant que dépôts de rive convexe dans un réseau de chenaux fluviaux. Les amas en nappes consistent en un ou plusieurs cycles superposés formant une séquence négative; ils sont composés de quartzarénite et de sublitharénite de granulométrie fine à très fine et se présentent sous la forme de lentilles ou de lits ondulés à lamination de rides et parallèle. Les cycles formant une séquence négative mesurent jusqu'à 20 mètres d'épaisseur et sont considérés comme des unités d'avant-plage en progradation, déposées dans un milieu marin peu profond, parallèlement à un littoral de faible énergie surtout érodé par l'action des vagues. Les réservoirs d'hydrocarbures ont été découverts tant dans les amas de grès en rubans (Alderson East, fig. 78 et 79) que dans ceux en nappes (Twining, fig. 80 et 81) du Membre de Sunburst. Les réservoirs à l'intérieur des nappes sont caractérisés par des grès quartzeux à grain fin relativement uniformes dans des amas latéralement continus. Le mécanisme de piégeage est soit structural, découlant de la compaction différentielle au-dessus des hauteurs sous-jacentes qui forment le relief à la surface de la discordance, soit stratigraphiques, du fait que les nappes de grès ont été recoupées par des matériaux de remplissage de chenaux (mudstones). Les réservoirs

d'hydrocarbures dans les rubans de grès sont plus hétérogènes que ceux dans les nappes de grès. On y observe généralement des zones peu perméables associées à la présence de kaolinite intergranulaire et de clastes de shale provenant de la Formation de Cutbank sous-jacente. Les réservoirs dans les rubans de grès sont situés dans les grès quartzeux.

Le Membre à ostracodes repose sur le Membre de Sunburst et marque la transgression maximale vers le sud de la Mer boréale. Le Membre à ostracodes a été subdivisé en quatre unités (Farshori et Hopkins, 1989), désignées par les lettres A à D, dans l'ordre chronostratigraphique. Les unités A et B sont respectivement le shale de Bantry et le Calcaire à ostracodes; ce sont des repères stratigraphiques que l'on peut suivre dans tout le secteur d'exploration du sud de l'Alberta. Les unités C et D consistent, dans l'ensemble, en une succession négative; du bas vers le haut, on observe des siltstones et des shales interstratifiés (C) qui passent à des grès feldspathiques (D). La succession à ostracodes, complète dans la région du champ de Little Bow, mesure environ 20 mètres d'épaisseur. Le sommet du Membre à ostracodes marque un changement important dans la sédimentation du Groupe de Mannville, passant d'un mode transgressif à un mode régressif. Le Membre à ostracodes est recouvert de dépôts côtiers progradants et continentaux de la partie supérieure du Groupe de Mannville.

Historique de l'exploration

Trois cent quatre-vingt-six (386) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur du secteur d'exploration du sud de l'Alberta, pour un volume total de $30\,508 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de Sunburst G du champ de Long Coulee, qui contient $2\,666 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place; sa découverte remonte à 1960 (fig. 82 et 83; tableau 15).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur du secteur d'exploration du sud de l'Alberta s'élève à $12\,005 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 28 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 750 gisements (tableau 15; fig. 83). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $1\,046 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

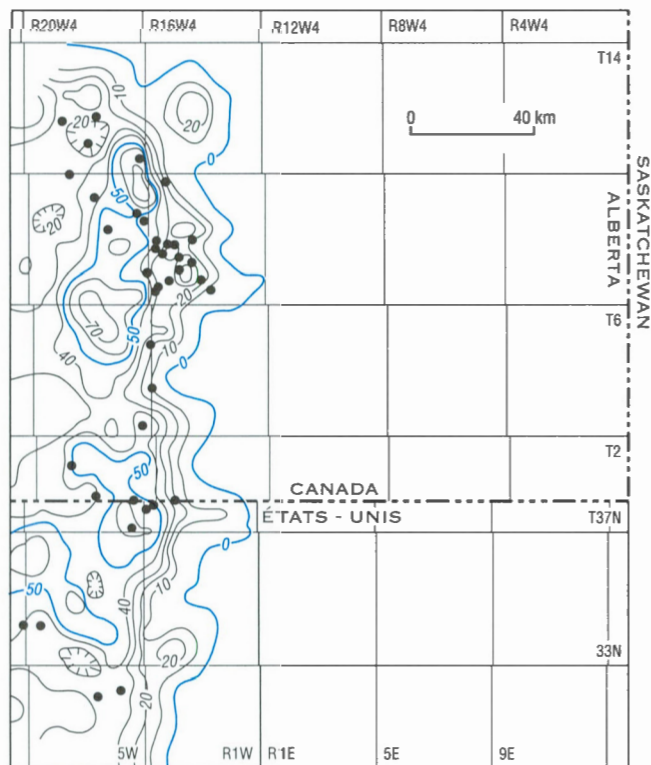


Figure 75. Carte des isopaques de la Formation de Cutbank, secteur d'exploration du sud de l'Alberta (modifiée de Hayes, 1982). Équidistance = 10 pieds.

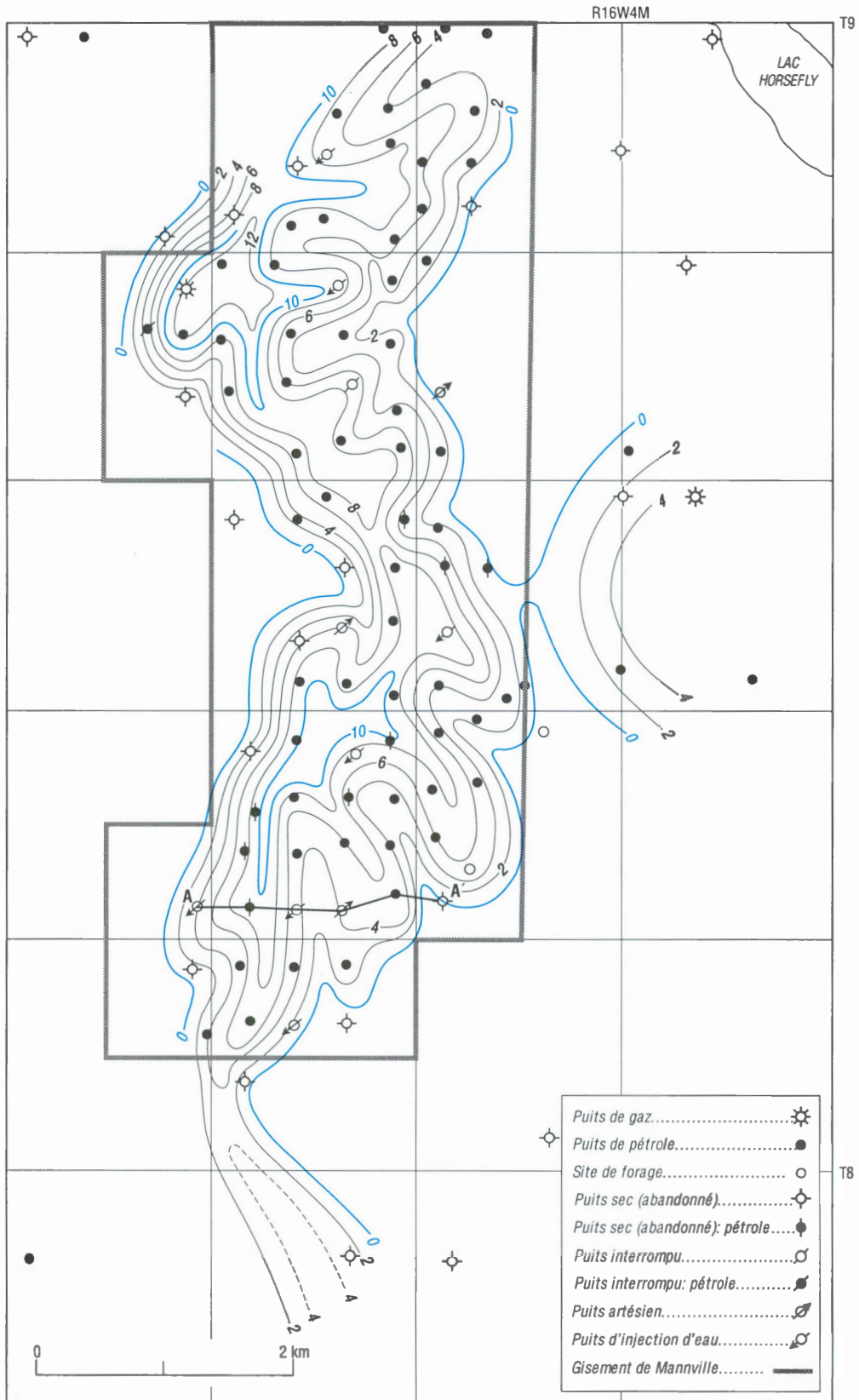


Figure 76. Gisement de Mannville du champ de Horsefly Lake, carte des zones productives nettes (modifié de Gallad, 1991).

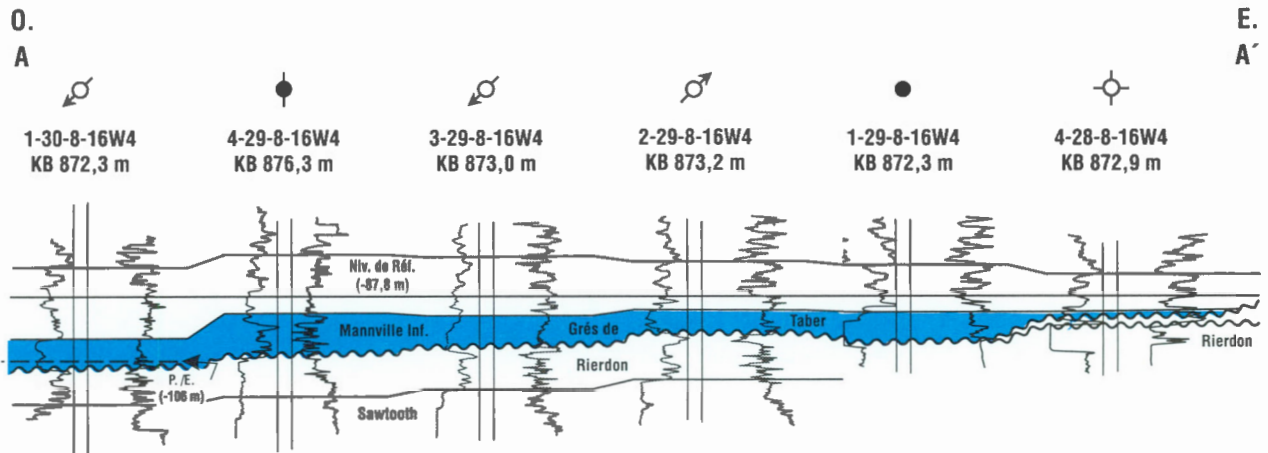


Figure 77. Coupe structurale traversant le gisement de Mannville du champ de Horsefly Lake (modifié de Gallad, 1991).

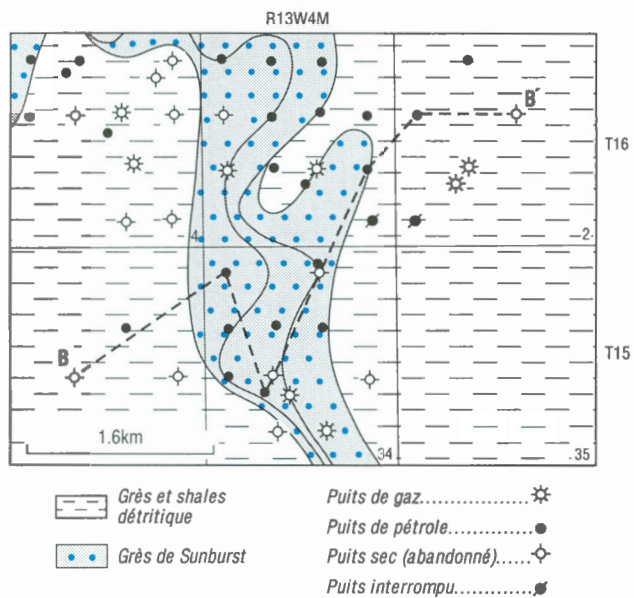


Figure 78. Grès de Sunburst dans la région du champ d'Alderson East; ces roches, se présentant sous la forme de rubans, renferment des hydrocarbures et tronquent les grès et les shales généralement non productifs de la Formation détritique (modifié de Farshori et Hopkins, 1989).

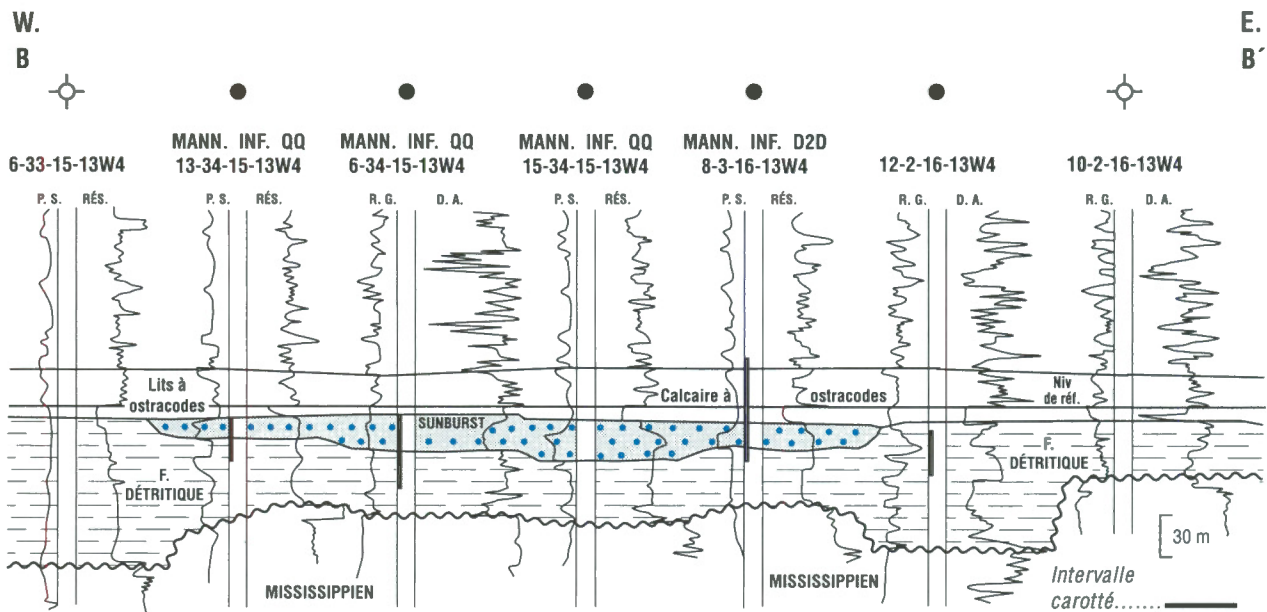


Figure 79. Coupe stratigraphique illustrant les relations entre la Formation de Sunburst et la Formation détritique dans la région du champ d'Alderson East (modifié de Farshori et Hopkins, 1989).

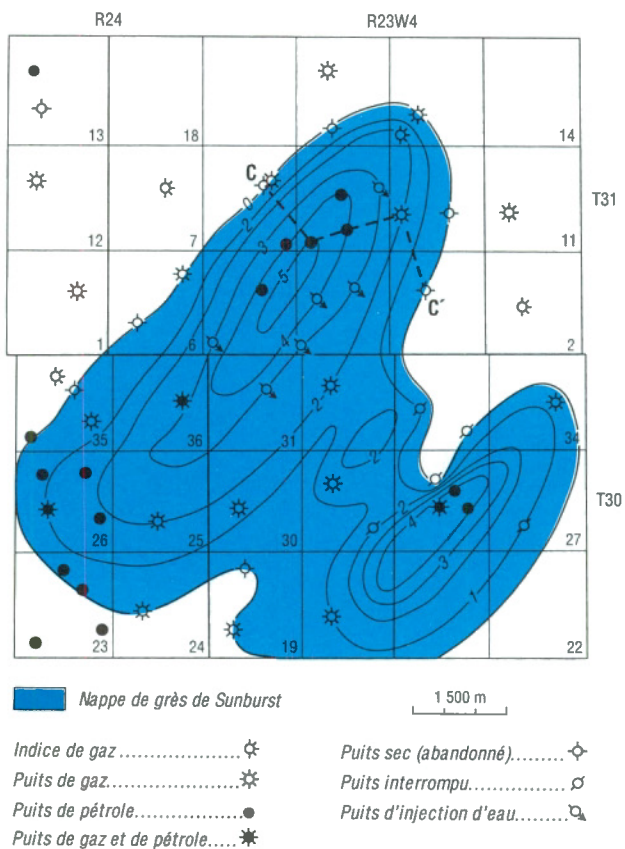


Figure 80. Carte des isopaques de la Formation de Sunburst dans la région du champ de Twining. Équidistance = 1 mètre (modifié de Farshori et Hopkins, 1989).

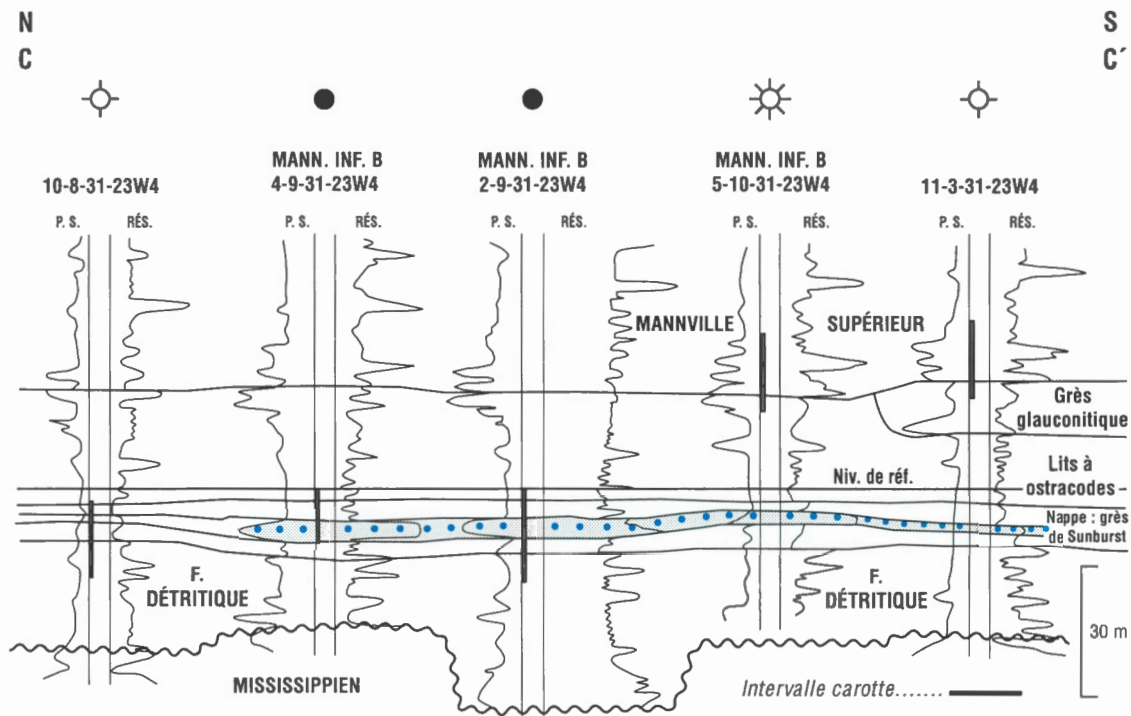


Figure 81. Coupe stratigraphique du gisement de Mannville inférieur B du champ de Twining, sur laquelle on voit les extrémités latérales d'un amas en nappe du grès de Sunburst. Le pétrole est piégé à la bordure amont-pendage du grès poreux de Sunburst (modifié de Farshori et Hopkins, 1989).

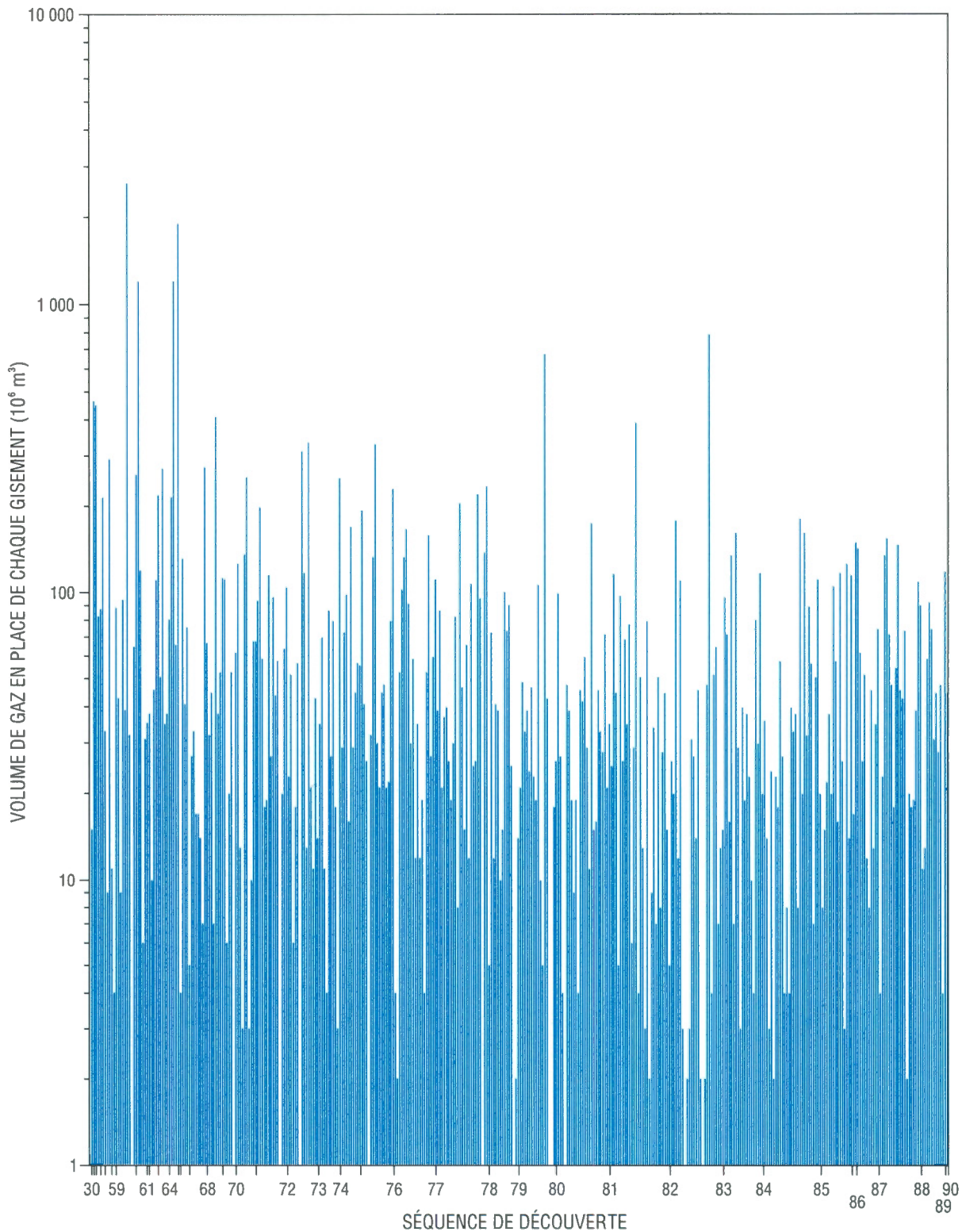


Figure 82. Séquence de découverte dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur (secteur d'exploration du sud de l'Alberta).

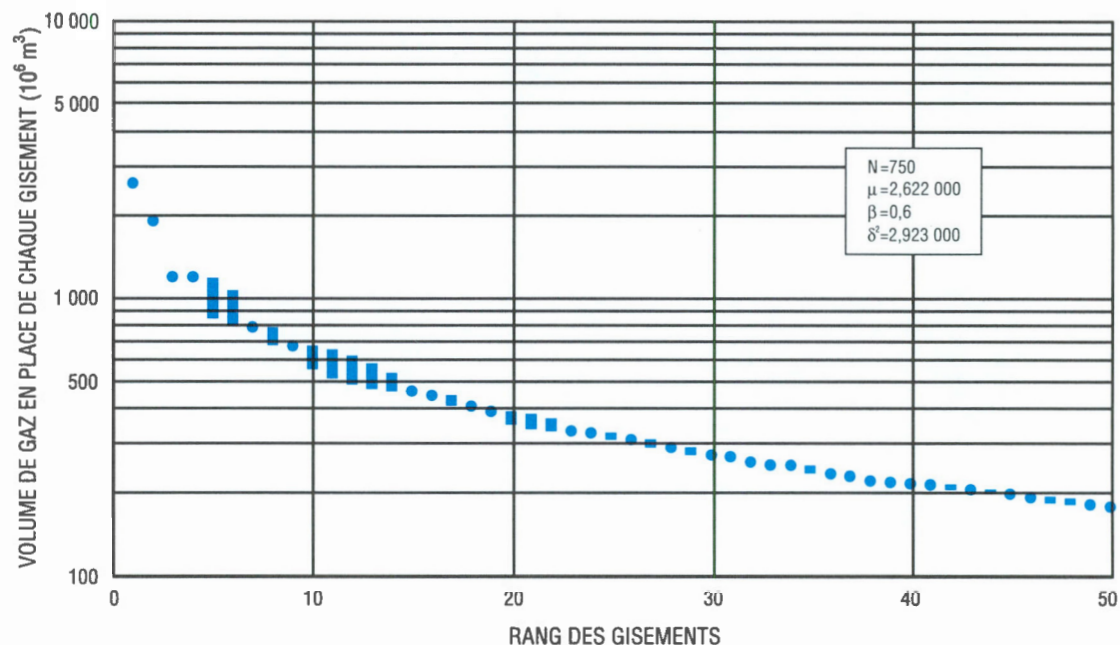


Figure 83. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du Membre à ostracodes et du Mannville inférieur (secteur d'exploration du sud de l'Alberta).

Tableau 15

**Zone gazéifère du Membre à Ostracodes et du Mannville inférieur :
secteur d'exploration du sud de l'Alberta**

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) (10 ⁶ m ³)	Année de découverte
1	Long Coulee, Sunburst G	NA	2 666	1960
2	Forty Mile, Mannville inférieur E	NA	1 932	1965
3	Pendant D'Oreille, Mannville C	NA	1 220	1965
4	Pendant D'Oreille, Mannville A	NA	1 217	1961
7	Long Coulee, Sunburst D	NA	800	1982
9	Parkland Northeast, Mannville inférieur A	NA	685	1979
15	Black Butte, Sunburst-Swift A	NA	469	1943
16	Pendant D'Oreille, Mannville H	NA	454	1946
18	Lait, Mannville inférieur A	NA	415	1969
19	Knappen, Mannville inférieur G	NA	396	1981
23	Turin, Mannville inférieur II	A + C	337	1973
24	Manyberries, Sunburst R	NA	332	1976
26	Manyberries, Sunburst O	A + C	314	1973
28	Vulcan, Mannville basal A	NA	294	1956
30	Pendant D'Oreille, Mannville E	NA	276	1968
31	Bantry, Mannville G	A + C	273	1964
32	Retlaw, Mannville G	NA	260	1960
33	Little Bow, Mannville inférieur D	NA	255	1971
34	Long Coulee, Sunburst C	A + C	253	1974
36	Parkland Northeast, Mannville inférieur D	NA	237	1978
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) (10 ⁶ m ³)			30 508	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) (10 ⁶ m ³)			12 005	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			28	
Gisements découverts : total			386	
Population de gisements : total			750	

NA, gaz non associé; A, gaz associé; C, gaz corrosif

Secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan

Zone gazéifère de la Formation détritique

Définition de la zone gazéifère

La présente zone gazéifère inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation détritique et à la Formation de Deville dans le secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan (fig. 84).

Géologie

Comme mentionné précédemment, la Formation détritique ou de Deville est une accumulation de produits d'altération (dépôt résiduel) reposant directement sur des roches paléozoïques, séparée du reste du Groupe de Mannville par une discordance (Christopher, 1974). Elle est présente ici et là dans presque tout le bassin, mais il n'est pas clair si sa répartition éparse est attribuable à une érosion à la base du Groupe de Mannville ou à une absence de sédimentation. À certains endroits, elle s'observe dans des dépressions à la surface de la discordance, mais à d'autres, elle forme la partie supérieure des secteurs de haut niveau. L'unité se compose de grès, de mudstone et d'un peu de conglomérat à cailloux de chert d'origine continentale, dont certains montrent des traces de transport (stratification oblique); par

conséquent, son accumulation n'est pas strictement *in situ*. Sa datation n'est pas précise et son âge peut différer d'un endroit à l'autre. En raison de ces incertitudes, les gisements de gaz ont été regroupés dans une seule zone gazéifère. Les gisements sont situés dans des pièges stratigraphiques contre la paléotopographie à la surface de la discordance basale.

Historique de l'exploration

Cent quatre-vingt-treize (193) gisements de gaz ont été découverts dans la zone gazéifère de la Formation détritique du secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan, pour un volume total de $11\,432 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le plus vaste d'entre eux est celui de Mannville inférieur EE du champ de Provost, qui contient $750 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place; sa découverte remonte à 1984 (fig. 84 et 85; tableau 16).

Potentiel de la zone gazéifère

Le potentiel prévu de la zone gazéifère s'élève à $33\,563 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Selon cette estimation, 75 % des ressources totales en gaz de cette zone gazéifère n'ont pas encore été découvertes. Ces chiffres sont obtenus sur considération d'une population totale de 1 200 gisements (tableau 16; fig. 86). Le plus vaste gisement non découvert devrait contenir $966 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place.

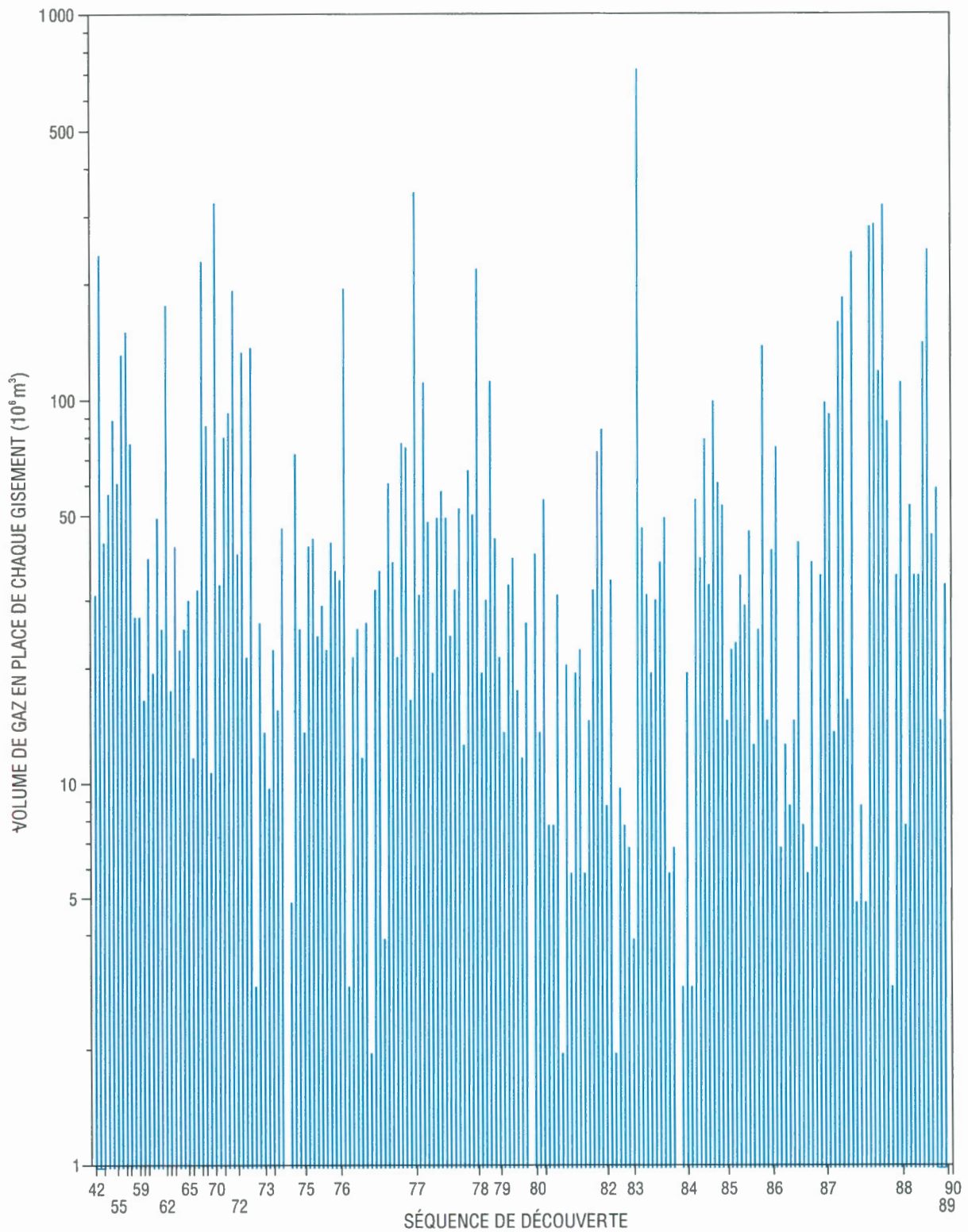


Figure 85. Séquence de découverte dans la zone gazéifère de la Formation détritique (secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan).

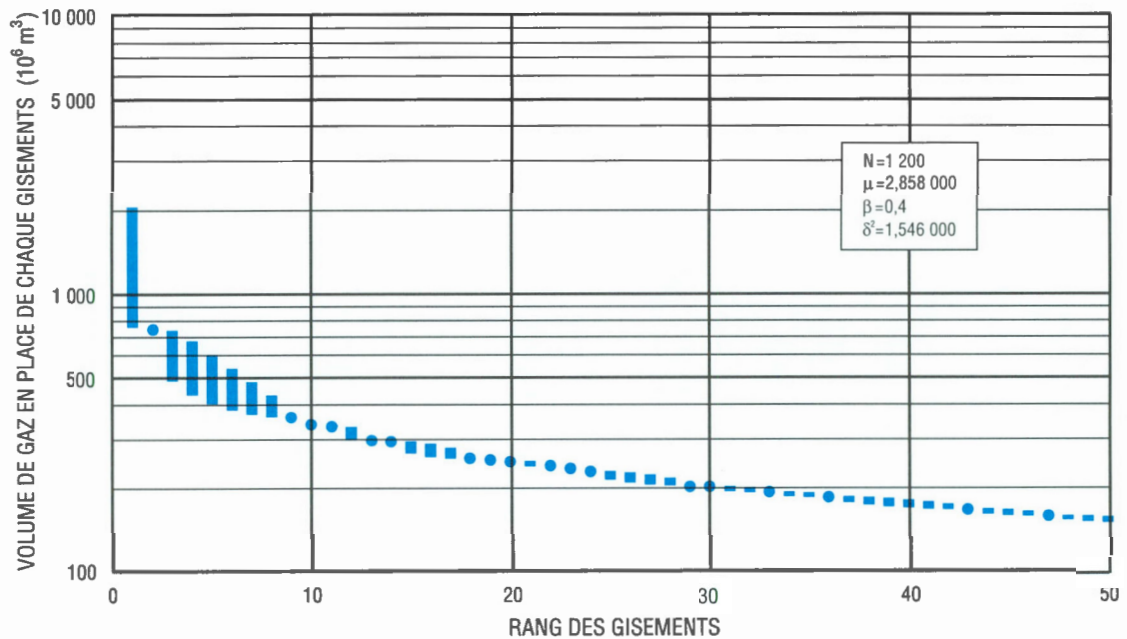


Figure 86. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la Formation détritique (secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan).

Tableau 16

Zone gazéifère de la Formation détritique : secteur d'exploration de l'Alberta et de la Saskatchewan

Rang	Champ, gisement	Type de gaz	Volume de gaz en place (déc.) ($10^6\ m^3$)	Année de découverte
2	Provost, Mannville inférieur EE	NA	750	1984
9	Cessford, F. détritique A	NA	360	1977
10	Willingdon, Mannville FF	NA	338	1970
11	Heathdale, Mannville inférieur	NA	332	1988
13	Hudson, F. détritique B	NA	296	1988
14	Gilby, F. détritique	NA	292	1988
18	Capron, F. détritique B	NA	254	1989
19	Capron, F. détritique A	NA	251	1988
20	Acheson, F. détritique A	NA	247	1951
22	Sedalia, Mannville inférieur B	NA	238	1968
23	Capron, F. détritique C	NA	232	1990
24	Heathdale, F. détritique	NA	227	1978
29	Stanmore, Mannville inférieur W	NA	202	1977
30	Hudson, Mannville	NA	200	1972
33	Heathdale, Mannville inférieur E	NA	191	1988
36	Sylvan Lake, F. détritique D	NA	183	1962
43	Benton, F. détritique	NA	165	1988
47	Virginia Hills, Blairmore inférieur	NA	156	1956
43	Benton, F. détritique	NA	146	1989
54	Ghost Pine, Mannville inférieur W	NA	143	1986
Volume initial de gaz en place (ressources découvertes) ($10^6\ m^3$)			11 432	
Volume initial de gaz en place (potentiel prévu) ($10^6\ m^3$)			33 563	
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			75	
Gisements découverts : total			193	
Population de gisements : total			1 200	

NA, gaz non associé

Secteur d'exploration de la Saskatchewan

Zone gazéifère de Cantuar

Définition de la zone gazéifère

La présente zone gazéifère contient tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés à la Formation de Cantuar dans le secteur d'exploration de la Saskatchewan. À ce jour, seulement quatre gisements de gaz ont été découverts dans la zone de Cantuar. Elle est donc considérée comme «sommairement explorée» aux fins de la présente évaluation.

Géologie

La Formation de Cantuar est équivalente à l'ensemble du Groupe de Mannville en Alberta et comprend trois membres, ceux de McLeod, de Dimmock Creek et d'Atlas. La corrélation de ces unités stratigraphiques à celles de la partie sud de l'Alberta et à celles au nord, dans la région de Lloydminster, n'a pas encore été établie. La géologie régionale de l'unité a été décrite par Christopher (1974, 1984), Putman (1989), ainsi que Leckie et al. (1994). À la base de la Formation de Cantuar se trouve une importante discordance qui témoigne de l'érosion de quelque 74 mètres des unités jurassiques sous-jacentes. Les membres de Dimmock Creek et de McLeod ne sont présents qu'à la base des sédiments de remplissage des vallées; quant au membre d'Atlas, il s'observe dans les vallées et déborde sur les zones d'interfluve que recouvre l'unité S2 de la Formation de Success (Jurassique). Puisque dans ce secteur, la vitesse de subsidence était faible, les roches sédimentaires sont généralement d'origine non marine à margino-marine et sont accompagnées de dépôts estuariens (remplissage de nombreuses vallées encaissées) de même que d'intervalles argileux présentant des horizons pédologiques (Leckie et al., 1994), ce qui témoigne de changements du niveau de base de l'érosion.

La carte des isopaques de la portion transgressive du Groupe de Mannville montre que les éléments linéaires du substratum rocheux sont déterminants dans la répartition de la partie inférieure de l'unité (fig. 13). Les quelques gisements de gaz dans la Formation de Cantuar semblent résulter de pièges stratigraphiques, des grès sous la forme de masses étroites (probablement de remplissage de vallée) étant entourés de roches sédimentaires à grain plus fin.

DISCUSSION ET CONCLUSIONS

Le volume de gaz découvert, ainsi que le potentiel prévu et le potentiel probable de chacune des 16 zones bien explorées sont énumérés au tableau 17. Les ressources totales en gaz de chaque zone bien explorée correspond à la somme du potentiel prévu, du potentiel probable et du volume de gaz découvert. Le potentiel prévu comporte un niveau d'incertitude moins élevé que le potentiel probable, étant donné qu'il est délimité par l'intervalle des volumes des gisements découverts, le rang des gisements et la définition géologique de la zone gazéifère. Le potentiel probable est établi en ajustant la distribution des ressources de la zone gazéifère sur la somme du volume de tous les gisements découverts dans celle-ci (fig. 8) et sert à établir une limite supérieure pour les ressources potentielles estimées.

1. Aux fins de la présente évaluation, le Groupe de Mannville du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada a été divisé en 17 zones gazéifères, selon des critères géographiques et stratigraphiques. Ces 17 zones ont été définies selon des traits très généraux et régionaux, étant donné le grand nombre de gisements ainsi que la complexité géologique et économique associée à la base de données sur les gisements du Groupe de Mannville. Par conséquent, on pourrait subdiviser chacune des 17 zones gazéifères en plusieurs types de zones.
2. Le Groupe de Mannville contient $1\,504\,655 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place (tableaux 18 et 19), ce qui représente 23,6 % des ressources totales en gaz découvert dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (fig. 1). Sur la base des résultats de la présente étude, le potentiel prévu (ressources en gaz non découvertes) du Groupe de Mannville s'élève à $957\,491 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place, ce qui correspond à 14,5 % du potentiel prévu total du Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada (fig. 87).
3. Le volume de gaz découvert ainsi que le potentiel prévu et le potentiel probable de chacun des six secteurs d'exploration, regroupant toutes les zones gazéifères explorées du Groupe de Mannville, font l'objet du tableau 20. Le secteur d'exploration du centre de l'Alberta contient le volume de gaz découvert le plus élevé et celui du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique, le potentiel prévu et le potentiel probable le plus élevé.

Tableau 17

Volume de gaz découvert ainsi que potentiel prévu et potentiel probable (10^6 m³) dans les zones gazéifères bien explorées du Groupe de Mannville

	Volume découvert	Potentiel prévu	Potentiel probable
Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la Colombie-Britannique			
Spirit River	102 582	28 888	74 412
Bluesky	105 478	48 585	105 280
Gething/Dunvley	140 681	22 151	23 240
Cadomin	45 691	100 010	110 770
Athabasca			
Grand Rapids/Clearwater	87 535	55 060	110 880
Wabiskaw	53 957	21 776	35 932
McMurray	45 450	13 413	18 383
Lloydminster			
Interv. de la F. de Colony a celle de Lloydminster	212 535	87 008	92 406
Cummings	5 216	2 160	3 766
Dina	11 102	13 283	16 627
Centre de l'Alberta			
F. de Glauconite et Mannville supérieur	315 572	91 411	115 640
Membre à ostracodes	38 084	16 677	31 446
Grès quartzeux basal et F. d'Ellerslie	257 755	67 399	74 819
Sud de l'Alberta			
Mannville supérieur et F. de Glauconite	38 642	30 312	41 192
Membre à ostracodes et Mannville inférieur	30 508	12 005	21 863
Alberta et Saskatchewan			
Formation détritique	11 432	33 563	37 151
Total	1 502 221 (53,1 Tpi ³)	643 701 (22,7 Tpi ³)	913 807 (32,3 Tpi ³)

4. Dans les tableaux 21 à 24, les zones gazéifères bien explorées du Groupe de Mannville sont classées par ordre décroissant de volume de gaz découvert, de potentiel prévu, de potentiel probable et de volume du plus vaste gisement non découvert. Les zones gazéifères contenant le volume de gaz découvert le plus élevé sont situées dans le secteur d'exploration du centre de l'Alberta ainsi que dans celui du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique. Selon les estimations, la zone gazéifère de Cadomin du secteur d'exploration du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique présenterait le plus grand potentiel prévu (tableau 22) ainsi que le gisement non découvert le plus volumineux (tableau 24). La zone gazéifère de l'intervalle de la Formation de Colony à celle de Lloydminster offre le troisième potentiel prévu en importance. Les futures découvertes dans cette zone gazéifère découleront probablement de l'extrapolation vers la Saskatchewan de ce qui s'observe en Alberta quant aux unités productives. Sur les cartes du secteur d'exploration de Lloydminster (fig. 48, 51 et 54), on note une diminution marquée du nombre de

gisements de gaz à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et aucun phénomène géologique n'est associé à cette tendance.

5. Le potentiel prévu totalise $643\,701 \times 10^6$ m³ de gaz en place dans le cas des 16 zones bien explorées (tableau 17) et $313\,790 \times 10^6$ m³ de gaz en place dans celui des zones sommairement explorées et possibles (tableau 19). Ainsi, pour l'ensemble du Groupe de Mannville, le potentiel prévu total se chiffre à $957\,491 \times 10^6$ m³ de gaz en place et le potentiel probable total s'élève à $2\,014\,907 \times 10^6$ m³ de gaz en place (tableau 19; fig. 87 et 88). Si l'on compare ces estimations au volume de gaz

Tableau 18

Volume de gaz découvert dans les zones gazéifères sommairement explorées du Groupe de Mannville (volume de gaz en place, 10^6 m³)

	Volume découvert	Nombre de gisements
Saskatchewan-Cantuar	2434	4

Tableau 19

Ressources totales en gaz du Groupe de Mannville
(volume de gaz en place, 10^6 m^3)

	Volume découvert	Potentiel prévu	Potentiel probable
Zones gazéifères bien explorées	1 502 221	643 701	913 807
Zones gazéifères sommairement explorées et possibles	2 434	313 790	1 101 100
Total	1 504 655 (53,1 Tpi ³)	957 491 (33,8 Tpi ³)	2 104 907 (71,2 Tpi ³)

Tableau 20

Volume de gaz découvert ainsi que potentiel prévu et potentiel probable dans les zones gazéifères bien explorées de chacun des six secteurs d'exploration
(volume de gaz en place, 10^6 m^3)

	Volume découvert	Potentiel prévu	Potentiel probable
Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B.	394 432	199 634	313 702
Athabasca	186 942	90 249	165 195
Lloydminster	228 853	102 451	112 905
Centre de l'Alberta	611 412	175 487	221 905
Sud de l'Alberta	69 151	42 317	63 055
Alberta et Saskatchewan	11 432	33 563	37 151

ZONES GAZÉIFÈRES BIEN EXPLORÉES,
SOMMAIREMENT EXPLORÉES ET POSSIBLES

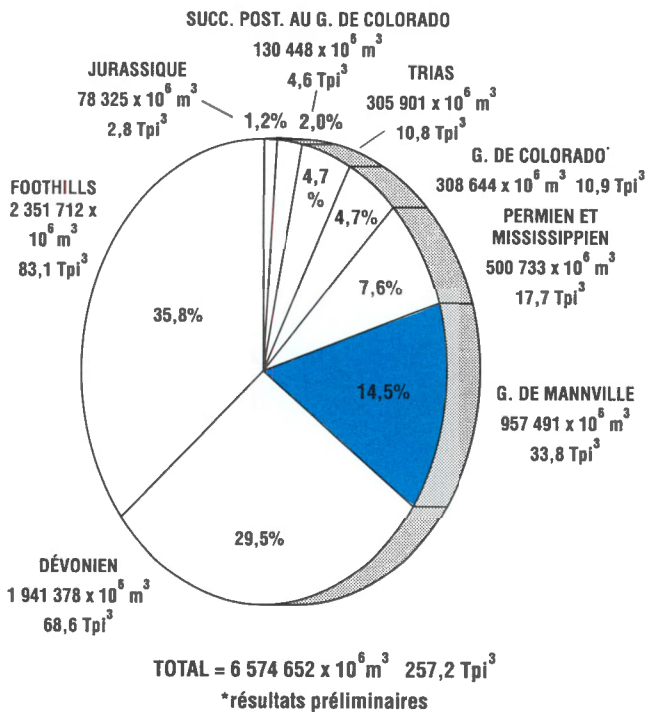


Figure 87. Ressources en gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada : potentiel prévu.

ZONES GAZÉIFÈRES BIEN EXPLORÉES,
SOMMAIREMENT EXPLORÉES ET POSSIBLES

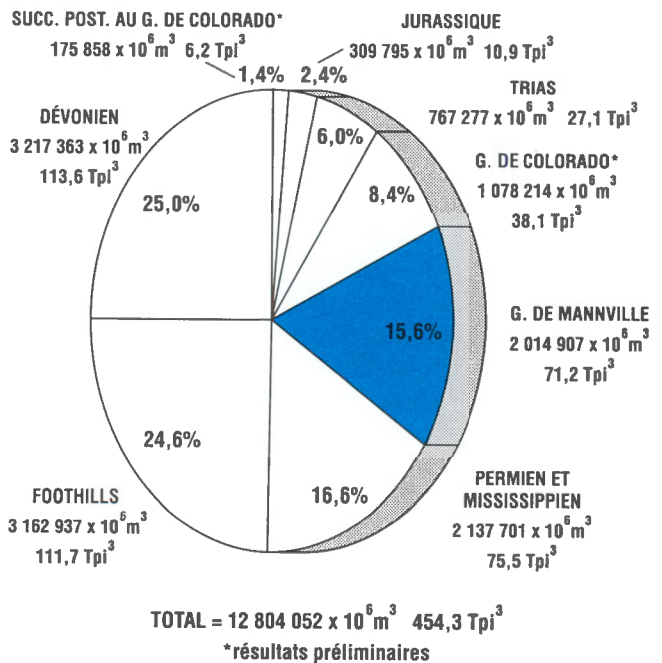


Figure 88. Ressources en gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada : potentiel probable.

Tableau 21

Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de volume de gaz découvert (volume initial de gaz en place)

Rang	Zone gazéifère	Volume initial de gaz en place (10 ⁶ m ³)
1	Centre de l'Alberta : F. de Glauconite et Mannville supérieur	315 572
2	Centre de l'Alberta : Grès quartzeux basal et F. d'Ellerslie	257 755
3	Lloydminster : interv. de la F. de Colony à celle de Lloydminster	212 535
4	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Getthing/Dunlevy	140 681
5	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Bluesky	105 478
6	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Spirit River	102 582
7	Athabasca : Grand Rapids/Clearwater	87 535
8	Athabasca : Wabiskaw	53 957
9	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Cadomin	45 691
10	Athabasca : McMurray	45 450
11	Centre de l'Alberta : Membre à ostracodes	38 084
12	Sud de l'Alberta : Mannville supérieur et F. de Glauconite	38 642
13	Sud de l'Alberta : Membre à ostracodes et Mannville inférieur	30 508
14	Alberta et Saskatchewan : Formation détritique	11 432
15	Lloydminster : Dina	11 102
16	Lloydminster : Cummings	5 216
Total		1 502 221 (53,1 Tpi ³)

Tableau 22

Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de potentiel prévu (volume initial de gaz en place)

Rang	Zone gazéifère	Volume initial de gaz en place (10 ⁶ m ³)
1	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Cadomin	100 010
2	Centre de l'Alberta : F. de Glauconite et Mannville supérieur	91 411
3	Lloydminster : interv. de la F. de Colony à celle de Lloydminster	87 008
4	Centre de l'Alberta : Grès quartzeux basal et F. d'Ellerslie	67 399
5	Athabasca : Grand Rapids/Clearwater	55 060
6	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Bluesky	48 585
7	Alberta et Saskatchewan : Formation détritique	33 563
8	Sud de l'Alberta : Mannville supérieur et F. de Glauconite	30 312
9	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Spirit River	28 888
10	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Getthing/Dunlevy	22 151
11	Athabasca : Wabiskaw	21 776
12	Centre de l'Alberta : Membre à ostracodes	16 677
13	Athabasca : McMurray	13 413
14	Lloydminster : Dina	13 283
15	Sud de l'Alberta : Membre à ostracodes et Mannville inférieur	12 005
16	Lloydminster : Cummings	2 160
Total		643 701 (22,7 Tpi ³)

Tableau 23

**Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de potentiel probable
(volume de gaz en place)**

Rang	Zone gazéifère	Volume de gaz en place (10 ⁶ m ³)
1	Centre de l'Alberta : F. de Glauconite et Mannville supérieur	115 640
2	Athabasca : Grand Rapids/Clearwater	110 880
3	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Cadomin	110 770
4	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Bluesky	105 280
5	Lloydminster : interv. de la F. de Colony à celle de Lloydminster	92 406
6	Centre de l'Alberta : Grès quartzeux basal et F. d'Ellerslie	74 819
7	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Spirit River	74 412
8	Sud de l'Alberta : Mannville supérieur et F. de Glauconite	41 192
9	Alberta et Saskatchewan : Formation détritique	37 151
10	Athabasca : Wabiskaw	35 932
11	Centre de l'Alberta : Membre à ostracodes	31 446
12	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Gething/Dunlevy	23 240
13	Sud de l'Alberta : Membre à ostracodes et Mannville inférieur	21 863
14	Athabasca : McMurray	18 383
15	Lloydminster : Dina	16 627
16	Lloydminster : Cummings	3 766
Total		913 807 (32,3 Tpi³)

Tableau 24

**Zones gazéifères bien explorées classées par ordre décroissant de volume
du plus vaste gisement non découvert**

Rang	Zone gazéifère	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Superficie
1	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Cadomin	10 856	2,5 cant.
2	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Bluesky	4 694	2,2 cant.
3	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Spirit River	1 824	23 sect.
4	Centre de l'Alberta : Membre à ostracodes	1 346	6 sect.
5	Athabasca : Wabiskaw	1 346	32 sect.
6	Centre de l'Alberta : F. de Glauconite et Mannville supérieur	1 127	16 sect.
7	Centre de l'Alberta : Grès quartzeux basal et F. d'Ellerslie	1 112	14 sect.
8	Sud de l'Alberta : Membre à ostracodes et Mannville inférieur	1 046	7,8 sect.
9	Alberta et Saskatchewan : Formation détritique	966	10 sect.
10	Sud de l'Alberta : Mannville supérieur et F. de Glauconite	901	6 sect.
11	Lloydminster : Dina	840	11 sect.
12	Nord-ouest de l'Alberta et nord-est de la C.-B. : Gething/Dunlevy	635	5 sect.
13	Athabasca : Grand Rapids/Clearwater	712	15 sect.
14	Athabasca : McMurray	408	13 sect.
15	Lloydminster : interv. de la F. de Colony à celle de Lloydminster	255	3,5 sect.
16	Lloydminster : Cummings	245	3 sect.

découvert dans le Groupe de Mannville (1 504 655 x 10⁶ m³), il en ressort qu'entre 39 et 57 % des ressources totales en gaz du Groupe de Mannville restent à découvrir. Seulement 26 % des ressources non découvertes seraient contenues dans les zones bien explorées et les 13 à 31 % restants le seraient dans les zones sommairement explorées et la zone possible.

6. La base de données sur les gisements utilisée dans la présente évaluation des ressources en gaz du Groupe de Mannville est la mise à jour du mois de décembre 1990. Par conséquent, elle ne représente qu'un ensemble de données partiel pour les découvertes de 1990, si l'on tient compte de la période de confidentialité. En décembre 1993, un volume additionnel de 69 666 x 10⁶ m³ de gaz en place avait été découvert dans le Groupe de Mannville. Si cela représente une hausse de 4 % en trois ans des ressources totales en gaz du Groupe de Mannville, la valeur du potentiel prévu établie à 957 491 x 10⁶ m³ de gaz en place (ce qui correspond à une augmentation de 39 % des ressources totales en gaz) pourrait s'avérer un chiffre conservateur.

Remerciements

Les auteurs ont bénéficiés par le biais de travaux et de discussions avec plusieurs collègues de l'industrie pétrolière, de la Commission géologique et d'autres agences gouvernementales fédérales et provinciales. Des remerciements particuliers sont offerts à Tony Hamblin de la Commission géologique du Canada (Calgary), et à K. Drummond et P. Price de l'Office National de l'Énergie pour leur révision critique du manuscrit préliminaire et pour avoir fourni de nombreuses suggestions d'amélioration. Le rapport n'aurait pu être complété sans l'assistance de B. Fischer et D. Wallace, qui ont été responsables de la préparation des figures, et enfin B. Ortman et l'unité de cartographie de la CGC Calgary pour les procédés de cartographie et de production. Des remerciements particuliers sont adressés à P. Greener et H. King pour la photocomposition et la mise en page, à Glen Edwards pour la reproduction photomécanique et enfin à J. Dixon et J. Monro pour la production éditoriale du manuscrit.

RÉFÉRENCES

Les références suivies d'un astérisque (*) sont des publications de la Commission géologique du Canada également disponibles en français.

Bickel, P.J., Nair, V.N., and Wang, C.C.

1992: Nonparametric inference under biased sampling from a finite population. *The Annals of Statistics*, v. 20, p. 853-878.

Bird, T.D., Barclay, J.E., Campbell, R.I., and Lee, P.J.

1994: Triassic gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin, Interior Plains: Part I. Geological play analysis and resource assessment. *Geological Survey of Canada Bulletin* 483, 96 p.*

British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources

1991: Hydrocarbon and by-product reserves in British Columbia December 1990. Province of British Columbia, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources.

Burden, E.T.

1984: Terrestrial palynomorph biostratigraphy of the lower part of the Mannville Group (Lower Cretaceous), Alberta and Montana. *In* *The Mesozoic of Middle North America*, D.F. Stott and D.J. Glass (eds.). Canadian Society of Petroleum Geology, *Memoir* 9, p. 249-269.

Cant, D.J.

1983: Spirit River Formation - A stratigraphic diagenetic gas trap in the Deep Basin of Alberta. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 67, p. 577-587.

1989: Lower Zuni Sequence: Middle Jurassic to Middle Cretaceous. *In* *Western Canada Sedimentary Basin - A Case History*, B.D. Ricketts (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 251-267.

Cant, D.J. and Stockmal, G.S.

1989: The Alberta foreland basin: relationship between stratigraphy and terrane-accretion events. *Canadian Journal of the Earth Sciences*, v. 26, p. 1964-1975.

Carrigy, M.A.

1973: Guide to the Athabasca oil sands area. Alberta Research Council, Edmonton.

Cedarwall, D.A.

1989: The Lower Cretaceous. *In* *Geophysical Atlas of Western Canadian Hydrocarbon Pools*, N.L. Anderson, L.V. Hills, and D.A. Cedarwall (ed.). Canadian Society of Exploration Geophysicists-Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 246-253.

- Chamberlin, 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.
- Chiang, K.K.**
1984: The giant Hoadley gas field, south-central Alberta. *In* Elmworth - Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 38, p. 297-314.
- Christopher, J.E.**
1974: The Upper Jurassic Vanguard and Lower Cretaceous Mannville Groups. Saskatchewan Geological Survey, Report No. 151, 349 p.
1984: The Lower Cretaceous Mannville Group, northern Williston Basin region, Canada. *In* The Mesozoic of Middle North America. D.F. Stott and D.J. Glass (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 9, p. 109-126.
- Dixon, J., Morell, G.R., Dietrich, J.R., Taylor, G.C., Procter, R.M., Conn, R.F., Dallaire, S.M., and Christie, J.A.**
1994: Petroleum Resources of the Mackenzie Delta and Beaufort Sea. Geological Survey of Canada, Bulletin 474, 52 p.*
- Drew, L.J., Schuenemeyer, J.H., and Root, D.H.**
1980: Petroleum resource appraisal and discovery rate forecasting in partially explored regions-An application to the Denver basin. U.S. Geological Survey, Professional Paper 1138-A, 13 p.
- Energy Resources Conservation Board**
1991: Alberta's Reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids and sulphur. Energy Resources Conservation Board, Alberta, p. 4-1 to 4-173.
- Farshori, M.Z. and Hopkins, J.C.**
1989: Sedimentology and petroleum geology of fluvial and shoreline deposits of the Lower Cretaceous Sunburst Sandstone Member, Mannville Group, southern Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 37, p. 371-388.
- Flach, P.D.**
1984: Oil sands geology - Athabasca deposit north. Alberta Research Council, Bulletin no. 46, 31 p.
- Flach, P.D. and Mossop, G.D.**
1985: Depositional environments of the Lower Cretaceous McMurray Formation, Athabasca oil sands Alberta. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 69, p. 1195-1207.
- Gallad, A.**
1991: Horsefly Lake Field. *In* Oil and Gas Pools of Canada Series, M.L. Rose (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, v. 1, non paginé.
- Gies, R.M.**
1984: Case history for a major Alberta Deep Basin gas trap: The Cadomin Formation. *In* Elmworth-Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 38, p. 115-140.
- Grenon, M.**
1979: First IIASA Conference on methods and models for assessing energy resources. Laxenburg, Austria, Pergamon Press, 605 p.
- Gross, A.A.**
1980: Mannville channels in east-central Alberta. *In* Lloydminster and Beyond: Geology of Mannville Hydrocarbon reservoirs, L.S. Beck and D.M. Kent (eds.). Saskatchewan Geological Society, Special Publication No. 5, p. 33-63.
- Hardy, D.J.**
1989: Lithofacies and Depositional Environments of the Lower Cretaceous Bluesky Formation, near Edson, west-central Alberta. Thèse de maîtrise non publiée, Colorado School of Mines, 226 p.
- Haun, J.D.**
1975: Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 1, 206 p.
- Hayes, B.J.R.**
1982: Upper Jurassic and Lower Cretaceous stratigraphy of southern Alberta and north-central Montana. Thèse de doctorat non publiée, University of Alberta, Edmonton, 303 p.
1986: Stratigraphy of the basal Cretaceous Lower Mannville Formation, southern Alberta and north-central Montana. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 34, p. 30-48.
- Hayes, B.J.R., Christopher, J.E., Rosenthal, L., Los, G., McKercher, B., Minken, D., Tremblay, Y.M., and Fennel, J.**
1994: Cretaceous Mannville Group of the Western Canada Sedimentary Basin. *In* Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop and I. Shetton (comps.). Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, p. 317-334.
- Hopkins, J.C.**
1981: Sedimentology of quartzose sandstones of Lower Mannville and associated units, Medicine River area, central Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 29, p. 12-41.
- Jackson, P.C.**
1984: Paleogeography of the Lower Cretaceous Mannville Group of Western Canada. *In* Elmworth-Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir, v. 38, p. 49-77.
- James, D.P.**
1985: Stratigraphy, sedimentology and diagenesis of Upper Jurassic and Lower Cretaceous (Mannville) strata, southwestern Alberta. Thèse de doctorat non publiée, Oxford University.
- Karvonen, R. and Pemberton, S.G.**
1989: Reservoir geology of the Upper Mannville Group Jenner O, Jenner F and Suffield J Pools in southeast Alberta: an example of multiple incised valley fill deposits. *In* Geology and Reservoir Heterogeneity. Canadian Society of Petroleum Geologists, Core Conference Manual, p. 9-1 to 9-33.

- Kaufman, G.M., Balcer, Y., and Kruyt, D.**
1975: A probabilistic model of oil and gas discovery. *In* Methods of estimating the volume of undiscovered oil and gas resources, J.D. Haun (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 1 p. 113-142.
- Leckie, D.A., James, D.P., and Vanbeselaere, N.A.**
1994: Regional sedimentology and sequence stratigraphy of the Mannville Group: southwestern Saskatchewan. Canadian Society of Petroleum Geologists, Core Conference, p. 211-243.
- Lee, P.J. and Tzeng, H.P.**
1993: The petroleum exploration and resource evaluation system (PETRIMES): Working reference guide: version 3.0 (PC version). Geological Survey of Canada, Open File 2703.
- 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 and 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.). American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 21, p. 33-42.
1990: An introduction to petroleum resource evaluation methods. Canadian Society of Petroleum Geologists, Short Course SC-2, 108 p.
- Maher, J.B.**
1989: Case studies in Canadian Petroleum Geology. Geometry and reservoir characteristics, Leismer Clearwater B gas field, northeast Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 37, no. 2, p. 236-240.
- Masters, C.D.**
1984: Petroleum resource assessment; C.D. Masters (ed.). International Union of Geological Sciences, Publication no. 17, 157 p.
- Masters, J.A.**
1979: Deep Basin gas trap, western Canada. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 63, p. 152-181.
1984: Lower Cretaceous oil and gas in western Canada. *In* Elmworth - Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 38, p. 1-33.
- Oyibo, C.O.**
1972: Sedimentology of the lowermost Mannville sandstone units in the Chin Coulee oil field, southern Alberta. Thèse de maîtrise non publiée, University of Calgary, 113 p.
- Podruski, J.A., Barclay, J.E., Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Proctor, 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, 125 p.*
- Putnam, P.E.**
1982: Fluvial channel sandstones within Upper Mannville (Albian) of Lloydminster area, Canada - geometry, petrography and paleogeographic implications. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 66, p. 436-459.
1989: Geological controls on hydrocarbon entrapment within the Lower Cretaceous Cantuar Formation, Wapella Field, southeastern Saskatchewan. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 37, p. 389-400.
- Rahmani, R.A.**
1984: Facies control of gas trapping, Lower Cretaceous Falher A Cycle, Elmworth area, northwestern Alberta. *In* Elmworth - Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir, v. 38, p. 141-152.
- Reinson, G.E., Lee, P.J., Warters, W.J., 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. Geological Survey of Canada, Bulletin 452, 157 p.*
- Rice, D.D.**
1986: Oil and gas assessment-methods and applications. *American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology*, no. 21, 267 p.
- Roadifer, R.E.**
1979: A probability approach to estimate volumes of undiscovered oil and gas. *In* Proceeding of the First International Institute for Applied System Analysis Conference on Energy Resources, Laxenburg, Austria, M. Grenon (ed.). Pergamon Press, p. 268-278.
- Rosenthal, L.R.**
1989: The stratigraphy, sedimentology and petrography of the Jurassic-Early Cretaceous clastic wedge in western Alberta. Thèse de doctorat non publiée, University of Manitoba, 600 p.
- Roy, K.**
1979: Hydrocarbon assessment using subjective probability and Monte Carlo methods. *In* Proceeding of the First International Institute for Applied System Analysis Conference on Energy Resources, Laxenburg, Austria, M. Grenon (ed.). Pergamon Press, p. 279-290.
- Saskatchewan Energy and Mines**
1990: Reservoir Annual. Saskatchewan Energy and Mines, Miscellaneous Report 90-1.

- Sinclair, I.K., McAlpine, K.D., Sherwin, D.F., and McMillan, N.J.**
1992: Petroleum resources of the Jeanne d'Arc Basin and environs, Grand Banks, Newfoundland, Part I: Geological framework. Geological Survey of Canada, Paper 92-8, 48 p.
- Smith, R.**
1984: Gas reserves and production performance of the Elmworth/Wapiti area of the Deep Basin. *In* Elmworth - Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 38, p. 153-172.
- Sturrock, D.L. and Dawson, S.W.**
1991: Ring/Border Field, Alberta and British Columbia. *In* Oil and Gas Pools of Canada, M.L. Rose (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists.
- Strobl, R.S.**
1986: Stratigraphy of the Glauconitic Member (Mannville Group), Medicine River Field and adjacent areas, south-central Alberta. Thèse de maîtrise non publiée, University of Alberta, 175 p.
- Strobl, R.S., Cotterill, D.K., Berhane, H., Wynne, D., Wightman, D.M., Anderson, M.N., Berezniuk, T., and MacGillivray, J.R.**
1993: Resource characterization of the McMurray/Wabasca deposit in the Athabasca West region of northeastern Alberta. Alberta Oil Sands Technology Research Agency, Technical Publication Series, no. 9, 78 p.
- Varley, C.J.**
1984: Sedimentology and hydrocarbon distribution of the Lower Cretaceous Cadomin Formation, northwest Alberta. *In* Sedimentology of Gravels and Conglomerates, E.H. Koster and R. Steel (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 10, p. 175-187.
- Vigrass, L.W.**
1977: Trapping of oil at intra-Mannville (Lower Cretaceous) disconformity in Lloydminster area, Alberta and Saskatchewan. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 61, p. 1010-1028.
- Wade, J.A., Campbell, G.R., Procter, R.M., and Taylor, G.**
1989: Petroleum resources of the Scotian Shelf. Geological Survey of Canada, Paper 88-19, 26 p.*
- Warters, W.J.**
1994: Bluesky and Gething formations of the Rainbow-Boyer field areas. *In* Exploration Update '94, N. Rutherford and B. Schulz (ed.). Canadian Society of Exploration Geophysicists and the Canadian Society of Petroleum Geologists, 1994 Conference, p. 367.
- Welte, D.H., Stoessinger, W., Schaefer, R.G., and Radke, M.**
1984: Gas generation and migration in the Deep Basin of western Canada. *In* Elmworth - Case Study of a Deep Basin Gas Field, J.A. Masters (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 38, p. 35-47.
- White, D.A. and Gehman, H.M.**
1979: Methods of estimating oil and gas resources. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 63, p. 2318-2192.
- Williams, G.D.**
1963: The Mannville Group (Lower Cretaceous) of central Alberta. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 11, p. 350-368.
- Wood, J.M.**
1990: Sequence stratigraphy, sedimentology and petroleum geology of the Glauconitic member and adjacent strata, Lower Cretaceous Mannville Group, southern Alberta. Thèse de doctorat non publiée, University of Calgary, Alberta, Canada, 355 p.
- 1994: Sequence stratigraphic and sedimentologic model for estuarine reservoirs. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 42, p. 332-351.
- Wood, J.M. and Hopkins, J.C.**
1989: Reservoir sandstone bodies in estuarine valley- fill: Lower Cretaceous Glauconitic member, Little Bow Field, Alberta, Canada. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 76, p. 904-926.
- 1992: Traps associated with paleovalleys and interfluves in an unconformity bounded sequence: Lower Cretaceous Glauconitic Member, southern Alberta, Canada. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 76, p. 904-926.
- Zaitlin, B.A. and Schultz, B.C.,**
1984: An estuarine-embayment fill model from the Lower Cretaceous Mannville Group, west-central Saskatchewan. *In* The Mesozoic of Middle North America, D.F. Stott and D.J. Glass (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 9, p. 455-469.