

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 483

RESSOURCES EN GAZ TRIASIQUE DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN (PLAINES INTÉRIEURES)



1994



COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
BULLETIN 483

**RESSOURCES EN GAZ TRIASIQUE DANS LE
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN
(PLAINES INTÉRIEURES)**

**PARTIE I : ANALYSE GÉOLOGIQUE DES ZONES GAZÉIFÈRES
ET ÉVALUATION DES RESSOURCES**

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

PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE

R.R. Waghmare, S.M. Dallaire et R.F. Conn

1994

©Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada 1994

En vente au Canada par l'entremise
de nos agents agréés et autres libraires

ou par la poste aux adresses suivantes :

Groupe Communication Canada (Édition)
Ottawa (Ontario) Canada K1A 0S9

Bureaux de la Commission géologique du Canada

601, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E8

3303, 33^e Rue N.-O.
Calgary (Alberta) T2L 2A7

100 West Pender Street
Vancouver (C.-B.) V6B 1R8

Des exemplaires de cette publication sont également déposés
dans diverses bibliothèques publiques du Canada.

N° de catalogue M42-483F
ISBN 0-660-94831-1

Prix sujet à changement sans préavis

Page couverture

Photo du mont McLearn dans le nord-est de la Colombie-Britannique, montrant les formations de Toad, de Liard et de Ludington, des équivalents occidentaux en affleurement de strates triasiques en subsurface). Photographie : D. Gibson. Photomicrographie : lame mince (grossissement 40X) provenant de la dolomie de la Formation de Baldonnel, laquelle est représentative du secteur de Laprise (partie nord-est de la Colombie-Britannique, en subsurface). Photographie : G.R. Davies.

Révision de la version française

Linda Guay

Adresse des auteurs

T.D. Bird, J.E. Barclay, R.I. Campbell et P.J. Lee
Commission Géologique du Canada
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303, 33^e Rue N.-O.
Calgary (Alberta) T2L 2A7

R.R. Waghmare, S.M. Dallaire et R.F. Conn
Secteur de l'énergie
Énergie, Mines et Ressources
580 rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

Soumission du manuscrit : 94.03.21

Approbation de publication : 94.10.03

This publication is also available in English.

PRÉFACE

Le ministère des Ressources naturelles du Canada produit régulièrement des évaluations des ressources en pétrole et en gaz contenues dans chacun des principaux bassins sédimentaires du Canada. Celles-ci constituent des estimations objectives des ressources en pétrole et en gaz du Canada, sont des sources de données permettant d'avoir une idée de l'offre future et sont fondamentales à la gestion efficace des ressources. Les priorités en cette matière sont établies par le Comité de l'évaluation des ressources en pétrole et en gaz naturel (CERPG), relevant de la Commission géologique du Canada et du Secteur de l'énergie du ministère.

Le gaz naturel gagne de plus en plus de terrain dans la jungle de l'industrie pétrolière. Ce fait s'est avéré au cours des quelques dernières années par 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, engendre une demande croissante pour ce combustible qui est devenu le choix par excellence dans 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.

La partie I du présent document contient une description de la géologie des zones gazéifères du Trias et une estimation des ressources non découvertes en gaz naturel. L'analyse géologique et l'évaluation des ressources ont été réalisées par le personnel de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière (IGSP), l'un des bureaux de la Commission géologique du Canada. L'estimation du potentiel a été préparée en utilisant des techniques statistiques mises au point à l'IGSP. Les résultats sont présentés en termes probabilistes.

La partie II présente une analyse économique réalisée par le Secteur de l'énergie. On y utilise les données de la partie I ainsi qu'une méthode fondée sur les décisions d'investissement pour estimer la quantité de ressources économiquement récupérables, sur considération d'un ensemble d'hypothèses relatives aux techniques, aux coûts et aux conditions économiques futures.

Le présent ouvrage est le deuxième d'une série de publications portant sur les ressources en gaz naturel de l'Ouest canadien. Le contenu de ces documents constituera une synthèse régionale de la géologie pétrolière et aidera à déterminer les possibilités d'investissement en matière d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures dans ce coin de pays. Cette série contribuera également à faire avancer la science de la géologie pétrolière, en faisant état des progrès dans les domaines des méthodes d'évaluation des ressources et de l'évaluation économique.

Elkanah A. Babcock
Sous-ministre adjoint
Commission géologique du Canada

David J. Oulton
Sous-ministre adjoint
Secteur de l'énergie

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. Priorities for resource appraisal are set by the Petroleum Resource Appraisal Panel (PRAP), a joint organization of the Geological Survey of Canada and Energy sectors of the department. Planning is done with input from staff at the National Energy Board, Indian and Northern Affairs Canada, and with consultation from petroleum industry representatives.

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.

Part I of this study describes the petroleum geology of Triassic exploration plays, and provides an assessment of remaining natural gas potential. The geological analysis and resource assessment were undertaken by the Institute of Sedimentary and Petroleum Geology (ISPG), Geological Survey of Canada. The estimates of potential, expressed in probabilistic terms, were prepared using statistical techniques developed by the ISPG.

Part II of this study is an economic analysis done by the Energy Sector. It uses information from Part I and applies an investment decision methodology to estimate the quantity of economically recoverable resources. These quantities are estimated using sets of assumptions with regard to technology, costs and future economic conditions.

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

Elkanah A. Babcock
Assistant Deputy Minister
Geological Survey of Canada

David J. Oulton
Assistant Deputy Minister
Energy Sector

TABLE DES MATIÈRES

PARTIE I : ANALYSE GÉOLOGIQUE DES ZONES GAZÉIFÈRES ET ÉVALUATION DES RESSOURCES

1	RÉSUMÉ/ABSTRACT
2	SOMMAIRE
4	SUMMARY
6	INTRODUCTION
6	Contexte de l'ouvrage
6	Objectifs
7	Terminologie
8	Méthode et contenu
9	MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES
9	Analyse numérique
9	Définition géologique d'une zone gazéifère
9	Compilation des données sur une zone gazéifère
11	Modèle de processus de découverte
12	Distribution du volume des gisements
12	Estimation du potentiel d'une zone gazéifère
12	Estimation des ressources des zones gazéifères possibles
14	CONTEXTE GÉOLOGIQUE
14	Cadre sédimentaire et éléments tectoniques
14	Stratigraphie régionale
16	Assemblage 1. Formation de Montney du Trias inférieur
18	Assemblage 2. formations de Doig, de Halfway et de Charlie Lake du Trias moyen à la base du Trias supérieur
19	Assemblage 3. formations de Baldonnel et de Pardonet du Trias supérieur
19	Roches mères
20	ROCHES RÉSERVOIRS ET MÉCANISMES DE PIÈGEAGE
20	Pièges stratigraphiques
20	Pièges par terminaison en biseau de faciès
20	Pièges par discordance
22	Pièges structuraux
23	ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES : DÉFINITION GÉOLOGIQUE ET ÉVALUATION DES RESSOURCES
24	Zones gazéifères associées à la Formation de Montney
24	1. Sous-discordance sud de Montney (Fir)
28	2. Plate-forme continentale distale de Montney (Glacier) : sommairement explorée
30	3. Sous-discordance nord de Montney (Ring) : sommairement explorée
32	Zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig
32	4. Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River
36	5. Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)
40	6. Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River
44	7. Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)
47	Zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake
47	8. Clastites de Charlie Lake (Inga)
50	9. Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River
53	10. Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River

57	Zones gazéifères associées à la Formation de Baldonnel
57	11. Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)
60	12. Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River
63	RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES BIEN EXPLORÉES
63	ANALYSE DES ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES
63	Estimation du potentiel des zones gazéifères possibles
64	Analyse géologique des zones possibles
65	RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES ET SOMMAIREMENT EXPLORÉES
65	DISCUSSION
65	Zones gazéifères bien explorées
68	Zones gazéifères possibles et sommairement explorées
68	Volumes totaux
68	CONCLUSIONS
69	REMERCIEMENTS
69	BIBLIOGRAPHIE
PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE	
74	RÉSUMÉ/ABSTRACT
75	SOMMAIRE
77	SUMMARY
80	INTRODUCTION
80	Terminologie
81	Estimations : quelques chiffres
81	MÉTHODE
81	Description générale
82	Gaz non associé ou en solution et gaz corrosif ou non corrosif
82	Analyse des ressources superposées
82	Utilisation d'un prix d'offre pondéré
83	Ventilation des coûts liés aux forages d'exploration
83	Technologie, coûts et production
85	Analyse économique
86	ESTIMATIONS DU POTENTIEL ÉCONOMIQUE
86	Hypothèses relatives au cas de référence
86	Estimations du potentiel économique du cas de référence
88	Extrapolation des résultats aux zones sommairement explorées et possibles
89	Estimations du volume initial du gaz commercialisable
90	Nombre de gisements rentables
90	ANALYSE DE SENSIBILITÉ
91	Sensibilité aux coûts
92	Sensibilité au taux de succès du forage d'exploration
92	Sensibilité à la distance par rapport à un réseau collecteur
93	Sensibilité au volume estimé des gisements non découverts

94 COMPARAISON DES ZONES GAZÉIFÈRES

95 CONCLUSIONS

96 REMERCIEMENTS

96 BIBLIOGRAPHIE

97 ANNEXE : Estimations du potentiel économique et résultats des analyses de sensibilité en Colombie-Britannique et en Alberta

Figures

- 97 A. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable
- 97 B. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable
- 98 C. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 98 D. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 98 E. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 98 F. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 99 G. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique de cycle complet, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 99 H. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gisements futurs et le réseau collecteur sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 100 I. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 100 J. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Colombie-Britannique, pour lesquelles les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné et qui sont rentables dans le cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, à des prix choisis entre 35 \$/10³ m³ et 300 \$/10³ m³. La courbe sans contrainte de prix représente la distribution des volumes des gisements non découverts. Le volume le plus petit indiqué à un prix donné est le gisement marginalement rentable à ce prix

- 101 K. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable
- 101 L. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable
- 101 M. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 101 N. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 102 O. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.
- 102 P. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 102 Q. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique de cycle complet, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 102 R. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gisements futurs et le réseau collecteur sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 103 S. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 103 T. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Alberta, pour lesquelles les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné et qui sont rentables dans le cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, à des prix choisis entre 35 \$/10³ m³ et 300 \$/10³ m³. La courbe sans contrainte de prix représente la distribution des volumes des gisements non découverts. Le volume le plus petit indiqué à un prix donné est le gisement marginalement rentable à ce prix

Tableaux

- 104 A. Intrants et estimations de coûts choisis relatifs au cas de référence : zones gazéifères triasiques bien explorées de la Colombie-Britannique
- 105 B. Estimations pour le cas de référence du potentiel économique et du volume initial de gaz commercialisable : ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques de la Colombie-Britannique
- 105 C. Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de changements au niveau de variables clés sur les estimations du potentiel économique de toutes les zones gazéifères bien explorées en Colombie-Britannique
- 106 D. Intrants et estimations de coûts choisis relatifs au cas de référence : zones gazéifères triasiques bien explorées de l'Alberta

- 107 E. Estimations pour le cas de référence du potentiel économique et du volume initial de gaz commercialisable : ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques de l'Alberta
- 107 F. Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de changements au niveau de variables clés sur les estimations du potentiel économique des zones gazéifères bien explorées en Alberta

FIGURES

- 6 1. Répartition des ressources en gaz de l'Ouest canadien par système géologique (d'après les données fournies par l'*Alberta Energy Resources Conservation Board*, 1991, et le *British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources Division*, 1991; modifié d'après Reinson et al., 1993a)
- 7 2. Répartition des roches sédimentaires triasiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (modifié d'après Barclay, 1993)
- 10 3. Représentation des limites (polygone) d'une zone gazéifère, illustrée à titre d'exemple par la zone des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). Les points indiquent l'emplacement des puits de découverte de chaque gisement dans cette zone
- 11 4. Série chronologique des découvertes dans la zone gazéifère de Halfway-Doig (Sinclair). L'abscisse représente la séquence de découverte par année. L'ordonnée indique le volume en place des gisements découverts en milliard de mètres cubes
- 13 5. Exemple montrant comment est produit un diagramme du volume des gisements selon leur rang, en utilisant la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). a) Volumes non ajustés des gisements. b) Diagramme du volume des gisements selon leur rang, obtenu en ajustant tous les intervalles de volume des gisements sur le rang des gisements découverts correspondants. (Les points représentent les volumes des gisements découverts et les barres, les intervalles de volume estimés pour les gisements non découverts.)
- 14 6. Diagramme de la séquence de découverte des 10 zones gazéifères triasiques bien explorées. L'abscisse indique, chronologiquement, l'année de découverte du premier gisement dans chaque zone gazéifère. L'ordonnée, la somme du volume en place découvert et du volume du potentiel prévu (ressources totales)
- 15 7. Diagramme du volume des 10 zones gazéifères triasiques bien explorées selon leur rang. Les points indiquent les ressources totales des zones gazéifères bien explorées; les barres représentent l'intervalle des ressources totales dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles
- 15 8. Carte isopaque des roches sédimentaires triasiques dans le bassin de l'Alberta. La bordure orientale est définie par la sous-discordance de Montney et la marge occidentale, par la limite de l'affleurement triasique. Les flèches indiquent la direction probable du transport des sédiments (modifié d'après Edwards et al., 1994 ainsi que Barss et al., 1964)
- 16 9. Formations triasiques en subsurface et en affleurement, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (modifié d'après Gibson et Barclay, 1989)
- 17 10. Coupes schématiques illustrant les trois principaux assemblages triasiques. La phase régressive à la fin de l'assemblage 1 et l'érosion postérieure au Trias ont ultérieurement éliminé des parties de la bordure orientale de chaque assemblage.
- 21 11. Cartes figurant a) la région couverte par la zone structurale de l'arche de Peace River et b) le secteur sous le contrôle structural de l'arche de Peace River (modifié d'après Barclay et al., comm. pers.)
- 24 12. a) Carte de la zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 2 pour les volumes de ces gisements et à la figure 13 pour la coupe A-A'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Montney

- 25 13. Coupe A-A' (fig. 12) faisant la distinction entre la zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir) et celle de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier). Dans la zone gazéifère de la sous-discordance, les hydrocarbures se trouvent au sein des roches poreuses, au niveau de la discordance entre le Trias et le Jurassique. Les équivalents de ces zones en aval-pendage pourraient constituer des roches réservoirs dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe
- 27 14. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir). Six grands gisements découverts sont indiqués (points), les barres représentant l'intervalle de volume des gisements non découverts, jusqu'au 50^e. Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 13; pour les paramètres des gisements, au tableau 2
- 28 15. Cartes de la zone gazéifère sommairement explorée de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier). a) Emplacement des puits de découverte des sept gisements connus. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Montney
- 29 16. Exemples de diagraphies montrant des zones productives dans la partie inférieure de la Formation de Montney, à l'emplacement de deux puits de la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier). Se reporter à la figure 15 pour l'emplacement des puits
- 30 17. Cartes de la zone gazéifère sommairement explorée de la sous-discordance nord de Montney (Ring). a) Emplacement du champ de Ring-Pedigree (Border) et tracé de la coupe B-B'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Montney. Se reporter à la figure 18 pour la coupe B-B'
- 31 18. Coupe B-B' (fig. 17) montrant les zones productives au niveau de la sous-discordance dans le champ de Ring-Pedigree (Border)
- 33 19. a) Carte de la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 3 pour les volumes de ces gisements et à la figure 20 pour la coupe C-C'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig
- 34 20. Coupe structurale C-C' (fig. 19) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) et celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) (trame en pointillé); il en ressort le contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway-Doig. La zone gazéifère des dépôts littoraux se distingue par la présence de grès relativement minces et discontinus. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 19)
- 35 21. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 19; pour les paramètres des gisements, au tableau 3
- 36 22. a) Carte de la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 4 pour le volume de ces gisements. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig
- 37 23. Carte isopaque de la Formation de Halfway. Sont dessinés le pourtour de la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan) et les 10 champs de gaz les plus vastes pour illustrer leur position par rapport à la limite d'épaisseur nulle de la Formation de Halfway

- 39 24. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 22; pour les paramètres des gisements, au tableau 4
- 40 25. a) Carte de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River. Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 5 pour les volumes de ces gisements et à la figure 26 pour la coupe C-C'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig
- 41 26. Coupe structurale C-C' (fig. 25) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) (trame en pointillé) et celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair); il en ressort le contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway-Doig. La zone gazéifère de la plate-forme continentale se distingue par l'épaisseur plus grande et la meilleure continuité des formations de Doig et de Halfway. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 25)
- 43 27. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 25; pour les paramètres des gisements, au tableau 5
- 44 28. a) Carte de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 6 pour les volumes de ces gisements. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig
- 45 29. Carte isopaque de la Formation de Halfway. Sont dessinés le pourtour de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes) et les 14 champs de gaz les plus vastes, pour illustrer leur position par rapport à la limite d'épaisseur nulle de la Formation de Halfway
- 46 30. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 29; pour les paramètres des gisements, au tableau 6
- 47 31. a) Carte de la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Inga). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 7 pour les volumes de ces gisements et à la figure 32 pour la coupe D-D'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake
- 48 32. Coupe structurale D-D' (fig. 31) traversant le champ d'Inga; elle montre la différence entre le style de piégeage dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée), qui est structural, et celui observé dans les membres clastiques de North Pine et d'Inga, qui est stratigraphique. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 31)
- 49 33. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Inga), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 31; pour les paramètres des gisements, au tableau 7
- 50 34. a) Carte de la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River. Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 8 pour les volumes de ces gisements et à la figure 35 pour la coupe E-E'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake

- 51 35. Coupe structurale E-E' (fig. 34) illustrant le contrôle du morcellement par failles sur l'accumulation du gaz dans les membres de North Pine et de Coplein de la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River et de celle de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 34)
- 52 36. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River, indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 34; pour les paramètres des gisements, au tableau 8
- 53 37. a) Carte de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River. L'emplacement des puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 9 pour les volumes de ces gisements et à la figure 38 pour la coupe F-F'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake
- 54 38. Coupe structurale F-F' (fig. 37) illustrant le contrôle du morcellement par failles sur l'accumulation du gaz dans le Membre de Boundary de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 37)
- 56 39. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River, indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 37; pour les paramètres des gisements, au tableau 9
- 57 40. a) Carte de la zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 10 pour les volumes de ces gisements et à la figure 41 pour la coupe G-G'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Baldonnel
- 58 41. Coupe structurale G-G' (fig. 40) faisant la distinction entre le style de piégeage dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée), qui est structural, et celui dans la zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise), qui est justement associé à la sous-discordance. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 40)
- 59 42. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 40; pour les paramètres des gisements, au tableau 10
- 60 43. a) Carte de la zone gazéifère de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River. L'emplacement des puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 11 pour les volumes de ces gisements. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Baldonnel
- 62 44. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River, indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 43; pour les paramètres des gisements, au tableau 11
- 64 45. Diagramme du volume des 10 zones gazéifères bien explorées du Trias selon leur rang. Les points indiquent les ressources totales (découvertes et non découvertes) des zones bien explorées; les barres représentent l'intervalle des ressources totales dans les zones sommairement explorées et possibles

- 69 46. Diagramme circulaire illustrant la relation entre les ressources découvertes et les ressources potentielles dans le Trias des Plaines intérieures du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
- 81 47. Organigramme illustrant la méthode utilisée pour estimer les courbes d'offre (VIGBR et VIGC : abréviations de «volume initial de gaz brut récupérable» et de «volume initial de gaz commercialisable»)
- 86 48. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence dans l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut économiquement récupérable
- 87 49. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence dans l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut économiquement récupérable
- 87 50. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 87 51. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 89 52. Courbes d'offre montrant les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence pour les ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques bien explorées, sommairement explorées et possibles. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR)
- 89 53. Courbes d'offre montrant les volumes initiaux de gaz brut économiquement récupérable et de gaz commercialisable dans les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence. Le gaz récupérable inclut les coproduits, tandis que le gaz commercialisable correspond au combustible destiné à la vente. Les courbes représentent les valeurs pour l'ensemble des zones gazéifères bien explorées, sommairement exploitées et possibles
- 90 54. Courbes indiquant le nombre de gisements rentables non découverts dans l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées, dans le cas de référence pondéré avec fardeau fiscal; les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné. Les courbes sont tracées pour des prix choisis entre 35 \$/10³ m³ et 300 \$/10³ m³. La courbe sans contrainte de prix représente la distribution des volumes des gisements non découverts. Le volume le plus petit indiqué à un prix donné est le gisement marginalement rentable à ce prix
- 92 55. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées
- 92 56. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées
- 93 57. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal dans le cas du cycle complet, dans l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées
- 93 58. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gisements futurs et un réseau collecteur sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones triasiques bien explorées
- 94 59. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes de tous les gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées

- 94 60. Courbes d'offre montrant les estimations de cycle complet du potentiel économique avec fardeau fiscal dans le cas de référence pour les cinq zones triasiques qui offrent un potentiel économique à des prix ne dépassant pas 106 \$/10³ m³ inclusivement. Dans le cas présent, l'analyse de cycle complet exclut tous les coûts de complétion engagés pour mettre en production les puits à partir desquels des ressources ont été découvertes en amont de la cible

TABLEAUX

- 22 1. Liste et brève description des zones gazéifères triasiques
- 27 2. Zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir), paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 35 3. Zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 39 4. Zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan), paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 43 5. Zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 46 6. Zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes), paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 49 7. Zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Inga), paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 52 8. Zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 56 9. Zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 59 10. Zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise), paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 62 11. Zone gazéifère de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
- 63 12. Résultats d'évaluation pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques
- 66 13. Zones gazéifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de volume découvert (gaz initial en place)
- 66 14. Zones gazéifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de potentiel prévu
- 67 15. Zones gazéifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de volume non découvert (exprimé en pourcentage des ressources totales)
- 67 16. Zones gazéifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de volume du plus vaste gisement non découvert
- 84 17. Résumé des coûts pris en compte dans le modèle de prévision des aspects techniques et des coûts (F&C = puits forés et complétés, S&A = puits secs et abandonnés)
- 85 18. Caractéristiques des profils de production par catégorie de volume
- 88 19. Estimations pour le cas de référence du potentiel économique et du volume initial de gaz commercialisable : ressources en gaz naturel non découvertes dans l'ensemble des zones triasiques bien explorées
- 90 20. Nombre de gisements rentables par catégorie de volume (volume initial de gaz en place non découvert)
- 91 21. Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de changements au niveau de variables clés sur les estimations du potentiel économique de l'ensemble des zones gazéifères bien explorées du Trias
- 95 22. Zones gazéifères triasiques classées par ordre décroissant de volume initial de gaz brut récupérable

RESSOURCES EN GAZ TRIASIQUE DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN (PLAINES INTÉRIEURES)

PARTIE I : ANALYSE GÉOLOGIQUE DES ZONES GAZÉIFÈRES ET ÉVALUATION DES RESSOURCES

Résumé

L'évaluation du potentiel en gaz naturel dans les strates triasiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (excluant le Domaine de l'avant-pays) a été réalisée en combinant une analyse géologique des zones gazéifères et une estimation statistique. Les strates triasiques font partie d'une succession de plate-forme constituée d'un mélange de roches sédimentaires silico-clastiques, carbonatés et évaporitiques, lesquelles ont été déposées le long des parties occidentales du bassin de l'Ouest canadien. Les dépôts les plus épais, et la majeure partie du pétrole et du gaz, sont associés au rentrant de Peace River, un dépo-centre qui s'épaissit et s'approfondit vers l'ouest.

Dans la succession triasique, les réserves découvertes représentent un volume total en place de $288\ 400 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz brut répartis dans 10 zones bien explorées et 2 zones sommairement explorées. Les zones d'exploration sont associées à des pièges stratigraphiques et mixtes (stratigraphiques-structuraux); les roches réservoirs consistent en des grès (éoliens, littoraux, marins peu profonds et de chenaux de marée), des lumachelles et des roches carbonatées (d'estran et de plate-forme continentale marine). L'analyse statistique des dix zones prouvées bien explorées indique qu'elles contiennent un potentiel (non découvert) de $272\ 124 \times 10^6 \text{ m}^3$. Trois d'entre elles pourraient contenir plus de la moitié du potentiel gazéifère. Ce sont les suivantes : la zone des grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig, modifiée par les structures de l'arche et du rentrant de Peace River (par ex. le champ de Monias); la zone de la sous-discordance de la Formation de Baldonnel, légèrement plissée par l'orogénèse laramienne (par ex. le champ de Laprise) et les grès réservoirs de milieu littoral des formations de Halfway et de Doig, modifiés par les structures de l'arche et du rentrant de Peace River (par ex. le champ de Sinclair). Selon l'analyse statistique des zones gazéifères bien explorées, il existerait 13 zones au total, réparties de la façon suivante : 10 zones bien explorées; 2 zones sommairement explorées (la zone de la sous-discordance nord de Montney (Ring) et celle de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier), contenant un volume non découvert de gaz en place qui atteint un total de $28\ 162 \times 10^6 \text{ m}^3$; et une zone possible contenant $5\ 615 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en place. Le volume de gaz relativement petit estimée dans les zones possibles et sommairement explorées ($33\ 777 \times 10^6 \text{ m}^3$ qui représentent 11 % des ressources totales) témoigne des faits suivants : qu'il y a eu peu de travaux d'exploration dans le bassin et que les définitions des zones prouvées sont suffisamment générales pour refléter les différents mécanismes de piégeage. Les volumes de gaz en place selon le potentiel prévu dans les zones bien explorées, sommairement explorées et possibles (sans tenir compte des contraintes économiques) totalisent $305\ 901 \times 10^6 \text{ m}^3$, indiquant que plus de 50 % des ressources totales en place restent à découvrir. Les strates triasiques continuent d'être des cibles d'exploration intéressantes, comme en témoignent les récents travaux entrepris à Valhalla, Spirit River et Grande Prairie.

Abstract

Natural gas resource potential of Triassic strata in the Western Canada Sedimentary Basin (excluding the Foothills Belt) was evaluated using a combination of geological play analysis and statistical estimation. Triassic strata belong to a platformal succession of mixed siliciclastic, carbonate, and evaporite sediments deposited along the western portions of the Western Canada Basin. The thickest deposits, and most of the oil and gas, occur in the westward thickening and deepening depocentre called the Peace River Embayment.

The Triassic succession contains a total discovered in-place volume of $288\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$ raw gas reserves in 10 mature and 2 immature plays. Exploration plays consist of stratigraphic and stratigraphic-structural combination traps, with reservoirs in aeolian, shoreline, tidal channel, and shallow marine sandstones; coquinas, and tidal flat and marine shelf carbonates. Statistical analysis of the ten established mature plays suggests they contain a remaining potential of $272\,124 \times 10^6 \text{ m}^3$. Three of these plays are predicted to contain over half of the remaining gas potential: the Halfway/Doig Formation shelf sandstones play, influenced by Peace River Arch/Embayment structures (e.g., Monias field); the Baldonnel Formation subcrop play, involved in Laramide-aged gentle folds (e.g., Laprise field), and the Halfway/Doig Formation shoreline-related sandstone reservoirs, influenced by Peace River Arch/Embayment structures (e.g., Sinclair field). Statistical analysis of the mature plays indicates that a total of 13 plays are likely to exist. These include the 10 mature plays, 2 immature plays (the Montney Subcrop North-Ring play and the Montney Distal Shelf-Glacier play with undiscovered gas in-place totalling $28\,162 \times 10^6 \text{ m}^3$ and 1 conceptual play with $5\,615 \times 10^6 \text{ m}^3$ gas in-place. The relatively minor amount of gas estimated to be present in the conceptual and immature plays ($33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$ —11 per cent of the total resource) is consistent with the exploration maturity of the basin and the fact that established play definitions are sufficiently broad to include variations in trapping mechanism. Expected potential in-place gas volumes in mature, immature and conceptual plays (unencumbered by economic constraints) total $305\,901 \times 10^6 \text{ m}^3$, indicating that over 50 per cent of the total in-place resource remains to be discovered. Triassic strata continue to offer attractive exploration targets, as shown by recent activity at Valhalla, Spirit River and Grande Prairie.

Sommaire

Les ressources en gaz contenues dans les strates triasiques de la portion des Plaines intérieures dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont décrites dans deux sections. La première (partie I) présente l'analyse géologique détaillée des zones gazéifères et une évaluation numérique du potentiel en gaz non découvert; la seconde (partie II) se veut une analyse économique du potentiel non découvert estimé dans la partie I.

Dans la partie I, le potentiel en gaz naturel des zones bien explorées, sommairement explorées et possibles est estimé en utilisant une technique d'évaluation numérique, le modèle de processus de découverte, qui fait appel au volume et à la séquence de découverte de chaque gisement ou zone gazéifère au sein d'une population naturelle de gisements ou de zones gazéifères pour prédire le potentiel non découvert. Les zones gazéifères prouvées sont définies comme celles où il y a des gisements découverts dont les réserves sont prouvées; elles sont classées parmi les zones bien explorées ou sommairement explorées selon le nombre de gisements qu'elles comprennent. Les réserves de gaz en place des zones bien explorées et sommairement explorées totalisent $288\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz, répartis dans 622 gisements. Les zones possibles correspondent à celles dans lesquelles aucune découverte n'a encore été faite et pour lesquelles il n'existe pas encore de réserves, mais où l'analyse géologique ou statistique indique des possibilités. Les zones bien explorées nécessitent une analyse géologique pour déterminer le type et l'étendue de la population de gisements de chaque zone, avant d'entreprendre une analyse statistique. Par contre, le nombre et l'importance des zones sommairement explorées et possibles sont principalement inférées à partir de l'analyse statistique des zones bien explorées. L'analyse géologique des zones sommairement explorées permet des comparaisons subjectives en faisant correspondre les ressources découvertes avec la population modélisée d'une zone.

Une analyse géologique par la cartographie des roches souterraines (utilisant les données sur les gisements des gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique), un examen de la documentation et des discussions avec des géoscientifiques du gouvernement et de l'industrie ont permis de regrouper les gisements triasiques en 10 zones bien explorées et 2 zones sommairement explorées. Dans chaque zone prouvée, les gisements forment une population géologique naturelle

fondée sur des données géologiques, comme le type de sédimentation, le style structural ou la géométrie des pièges. Ces facteurs géologiques influent sur la délimitation d'une zone et sur la répartition des gisements dans la zone en question. Une fois la zone définie, des analyses quantitatives basées sur l'historique de l'exploration et les données sur la distribution du volume des gisements ont été réalisées pour évaluer le potentiel de la zone gazéifère.

Les résultats de l'analyse des zones bien explorées indiquent que trois d'entre elles pourraient fort bien contenir des quantités additionnelles de gaz naturel. Ce sont les suivantes :

- 1) Formations de Halfway et de Doig : grès réservoirs de plate-forme continentale, modifiés par le style structural de l'arche et du rentrant de Peace River (par ex. le champ de Monias); le potentiel prévu s'élève à $88\,934 \times 10^6 \text{ m}^3$.
- 2) Roches réservoirs carbonatées de la Formation de Baldonnel : sous-discordance légèrement plissée par l'orogénèse laramienne (par ex. le champ de Laprise) dont le potentiel prévu s'élève à $66\,610 \times 10^6 \text{ m}^3$.
- 3) Formations de Halfway et de Doig : grès réservoirs de milieu littoral, modifiés par le style structural de l'arche et du rentrant de Peace River (par ex. le champ de Sinclair); le potentiel prévu atteint $27\,036 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Les estimations du potentiel et du volume des zones sommairement explorées et possibles ont été réalisées au moyen du modèle de processus de découverte, en utilisant les 10 zones bien explorées comme base de données sur les gisements. Le potentiel prévu des zones possibles et sommairement explorées se chiffre à $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$. Comparativement aux zones bien explorées, les zones sommairement explorées et possibles offrent un potentiel moins élevé. Ce résultat corrobore les données d'exploration recueillies pendant une longue période sur les roches réservoirs triasiques et le fait que les définitions des zones bien explorées sont suffisamment générales pour englober la plupart des concepts liés à ces zones gazéifères.

Le potentiel prévu de tous les types de zones (bien explorées, sommairement explorées et possibles) s'élève à $305\,901 \times 10^6 \text{ m}^3$, répartis dans environ 3 300 gisements. Une valeur probable plus incertaine de $767\,300 \times 10^6 \text{ m}^3$ correspond à une estimation plus optimiste du gaz restant à découvrir dans tous les types de zones.

Quatre conclusions se dégagent des chiffres cités dans les lignes précédentes :

1. L'analyse géologique et l'évaluation statistique des ressources en gaz triasique dans les Plaines faisant partie du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien indiquent que 51 % des ressources totales en gaz restent à découvrir.
2. Du potentiel en gaz triasique non découvert, 89 % est associé à des zones prouvées bien explorées. Il reste à découvrir un nombre aussi élevé que 154 gisements contenant plus de $280 \times 10^6 \text{ m}^3$ et 11 gisements contenant plus de $2\,800 \times 10^6 \text{ m}^3$.
3. Les zones bien explorées les plus intéressantes et au potentiel le plus élevé sont les suivantes : i) celle de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River; ii) celle de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise); et iii) celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River. Ces zones constituent près de 60 % ($182\,580 \times 10^6 \text{ m}^3$) du total des ressources non découvertes.
4. Onze pour cent du volume prévu estimé se trouve dans des zones possibles et sommairement explorées. Les deux zones sommairement explorées contiennent plus de 80 % de ces ressources, le reste (au plus $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$) devant être dans une (ou plusieurs) zone(s) possible(s).

Summary

The gas resources contained in Triassic strata of the plains portion of the Western Canada Sedimentary Basin are described here in two parts. Part I contains the detailed geological play analysis and numerical assessment of undiscovered gas potential. Part II contains the economic analysis of the undiscovered potential predicted in Part I.

In Part I, the natural gas potential of mature, immature and conceptual plays is estimated using a numerical assessment technique, termed the discovery process model, which uses the size (volume) and the discovery sequence of individual pools or plays within a natural population of pools or plays to predict undiscovered potential. Established plays are defined as those that have discovered pools with established reserves and are classed as mature or immature depending on the number of pools contained in that play. In-place gas reserves for mature and immature plays total $288\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$, discovered in 622 pools. Conceptual plays are defined as those plays without discoveries or reserves but which geological and/or statistical analysis indicates may exist. Mature plays require geological analysis to delineate the type and extent of the pool population for each play, prior to statistical analysis. In contrast, the number and magnitude of immature and conceptual plays is primarily inferred from the statistical analysis of mature plays. Geological analysis of immature plays provides subjective comparisons matching discovered resources in the modelled play population.

Geological analysis by subsurface mapping, using Alberta and British Columbia government pool-data, literature studies and discussions with government and industry geoscientists, enabled the grouping of Triassic pools into 10 mature and 2 immature plays. In each established play pools form a natural geological population that is governed by geological controls, such as depositional style, structure, or trap geometry. These geological factors control the play boundary and the resulting distribution of pools within that play. Once the play is defined, quantitative analyses based on exploration discovery histories and pool size distributions were used to assess play potential.

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

- 1) Halfway and Doig formations: shelf-sandstone reservoirs, influenced by Peace River Arch/Embayment structures (e.g., Monias field) with an expected potential of $88\,934 \times 10^6 \text{ m}^3$;
- 2) subcropping Baldonnel Formation carbonate reservoirs involved in gentle folds of the Laramide Orogeny (e.g., Laprise field) with an expected potential of $66\,610 \times 10^6 \text{ m}^3$; and
- 3) Halfway/Doig formations: shoreline related sandstone reservoirs, influenced by Peace River Arch/Embayment structures (e.g., Sinclair field) with an expected potential of $27\,036 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Estimates of the potential and size of immature and conceptual plays were derived from the discovery process model using the 10 mature plays as the 'pool' database. The expected potential for conceptual and immature plays is $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$. Compared to mature plays, immature and conceptual plays have less potential. This result is consistent with the long history of exploration for Triassic reservoirs and the fact that mature play definitions are sufficiently broad to include most play concepts.

The expected potential from all play types (mature, immature and conceptual) is $305\,901 \times 10^6 \text{ m}^3$ distributed in about 3300 pools. A more speculative, probable potential value of $522\,647 \times 10^6 \text{ m}^3$ provides a more optimistic estimate of gas remaining to be discovered in mature plays.

Four conclusions can be drawn from the above numerical estimates:

1. Geological analysis and statistical assessment of Triassic gas resources in the plains portion of the Western Canada Sedimentary Basin suggest that 51 per cent of the total gas resource remains to be discovered.
2. Of the undiscovered Triassic gas potential, 89 per cent is considered to be present in established mature plays. As many as 154 pools with a volume greater than $280 \times 10^6 \text{ m}^3$ and 11 pools greater than $2800 \times 10^6 \text{ m}^3$ remain to be discovered.
3. The most attractive mature plays with the greatest potential are: i) the Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure)–Monias play; ii) the Baldonnel Subcrop–Laprise play; and iii) the Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure)–Sinclair play. These plays make up almost 60 per cent ($182\,580 \times 10^6 \text{ m}^3$) of the total expected (undiscovered) resource.
4. Eleven per cent of the estimated expected volume study occurs in conceptual and immature plays. Of this amount, the two immature plays combine to yield over 80 per cent of the expected volume, with the remainder (up to $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$) expected in 1 (or more) conceptual play(s).

INTRODUCTION

Contexte de l'ouvrage

La Commission géologique du Canada produit périodiquement des estimations du potentiel en ressources d'une région, en réalisant une analyse géologique systématique des bassins et en recourant à des méthodes statistiques d'évaluation des ressources (par ex. Dixon et al., 1988; Podruski et al., 1988; Wade et al., 1989; Sinclair et al., 1992; Reinson et al., 1993a, b). L'évaluation des ressources en gaz du présent document suit le format et l'approche utilisés dans les deux évaluations antérieures, soit celles du pétrole de l'Ouest canadien (Podruski et al., 1988) et du gaz dévonien (Reinson et al., 1993b). Elle vise à s'insérer dans la série d'évaluations portant sur chacun des principaux groupes de zones gazéifères dans le bassin de l'Ouest canadien (voir Reinson et al., 1993a).

Sept principaux groupes de zones gazéifères ont été répertoriés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), sur la base de critères géologiques qui, en général, découlent des principales unités stratigraphiques ou des provinces structurales et tectoniques. Chaque groupe est caractérisé par un ensemble distinct de facteurs géologiques qui régit la dimension, la répartition et les types de zones gazéifères ou de réservoirs d'hydrocarbures observés. Les principaux groupes de zones sont ceux du Dévonien, du Permo-Carbonifère, du Trias, du Jurassique-Crétacé inférieur (Mannville), du Groupe de Colorado (Crétacé moyen), du Crétacé supérieur-Tertiaire et du Domaine de l'avant-pays des Rocheuses. Environ cinq pour cent des réserves de gaz en place qui ont été découvertes dans les Plaines intérieures de l'Ouest canadien sont contenues dans des roches triasiques (fig. 1). Les deux-tiers des réserves de gaz en place dans le Trias ont été découvertes dans la partie sud des Plaines intérieures, tandis que le tiers restant l'a été dans le Domaine de l'avant-pays des Rocheuses faisant partie de l'orogène de la Cordillère (zone déformée des Foothills).

Le présent bulletin consiste en une évaluation des ressources en gaz triasique dans les Plaines intérieures de l'Ouest canadien (fig. 2). La région à l'étude se limite presque exclusivement à l'arche et au rentrant de Peace River, où la majeure partie de la succession triasique s'étend sous la surface. Sont exclues les zones gazéifères à piège structural des Foothills qui sont actuellement évaluées avec d'autres zones de la province structurale de la Cordillère (voir Osadetz et al., comm. pers.). Les strates triasiques reposant dans le bassin de Williston ne sont pas évaluées ici, étant donné qu'elles ne recèlent aucun gisement de gaz

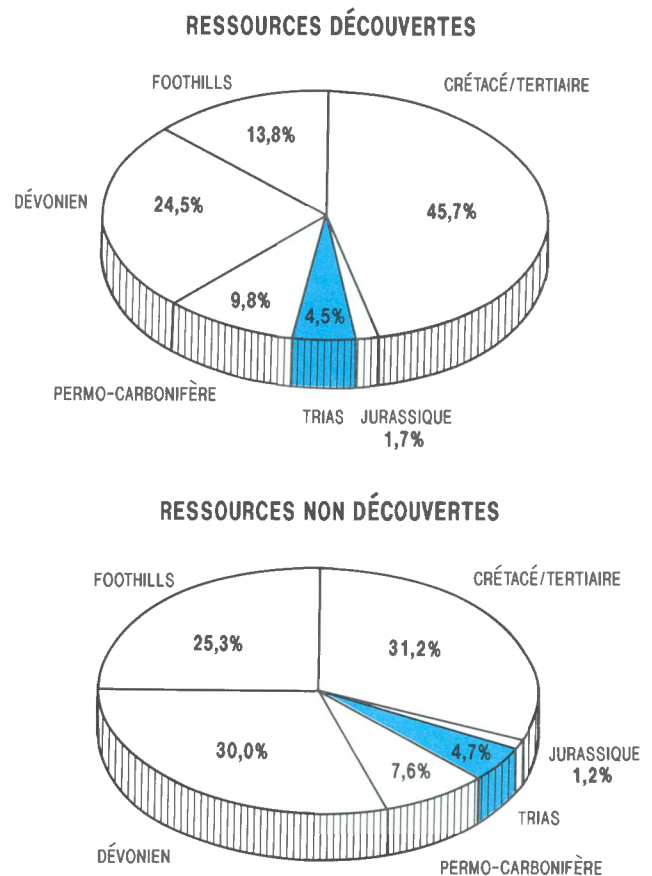


Figure 1. Répartition des ressources en gaz de l'Ouest canadien par système géologique (d'après les données fournies par l'Alberta Energy Resources Conservation Board, 1991, et le British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources Division, 1991; modifié d'après Reinson et al., 1993a).

ou qu'il n'y a pas d'indice de gaz assez important, mais aussi que le potentiel en gaz est faible.

Objectifs

Les objectifs de ce bulletin, au nombre de quatre, sont les suivants : i) documenter et décrire les réserves de gaz présentes dans les strates triasiques en fonction des zones dans lesquelles elles se trouvent; ii) établir la géologie des principales zones gazéifères dans le système triasique de façon que les intervenants de l'industrie puissent utiliser les données obtenues pour guider leurs travaux d'exploration; iii) estimer la quantité totale de gaz non découvert dans le système triasique de l'Ouest canadien, sans tenir compte de son exploitabilité économique et iv) présenter les

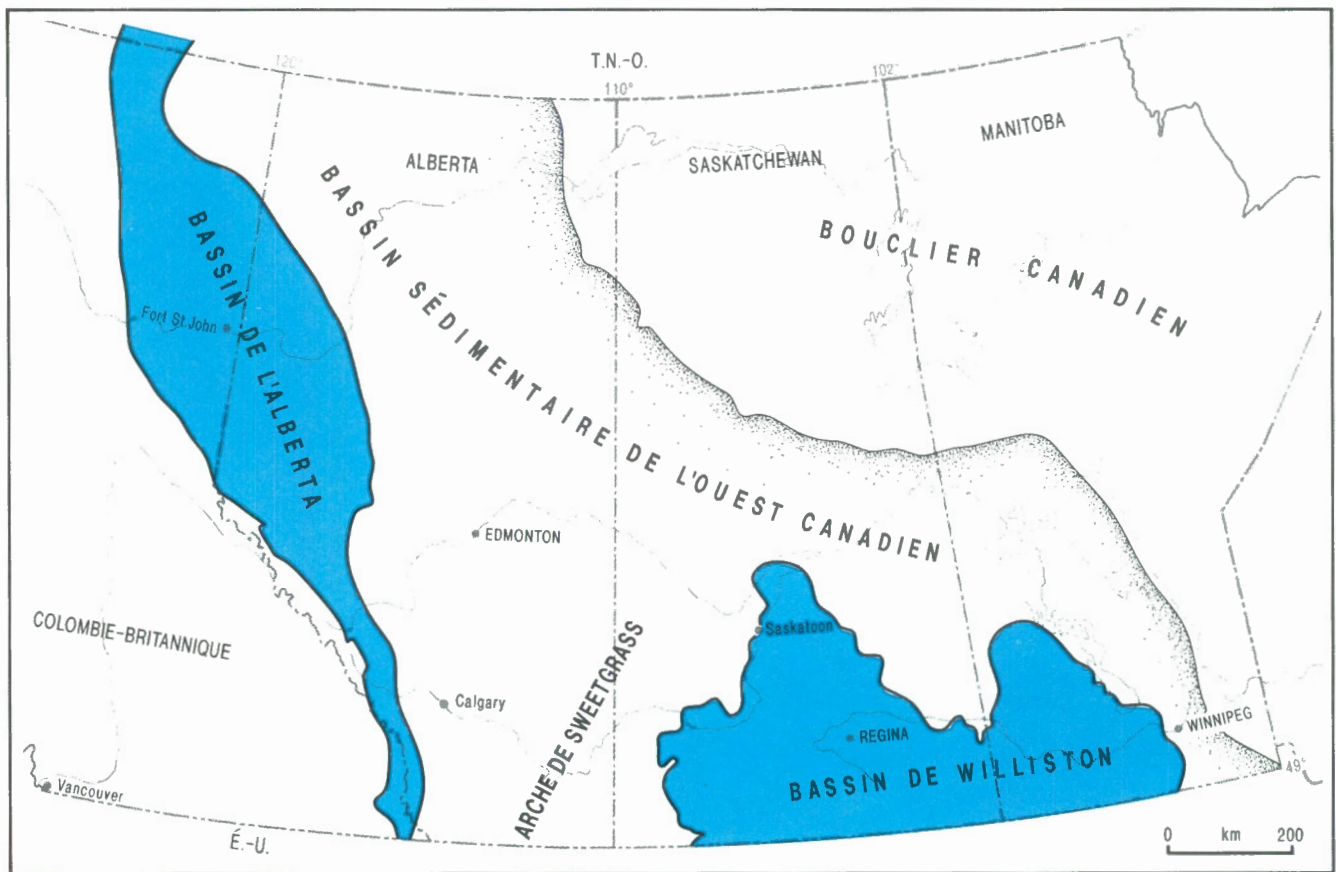


Figure 2. Répartition des roches sédimentaires triasiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (modifié d'après Barclay, 1993).

informations sur la géologie et le potentiel en ressources dont ont besoin l'industrie et les organismes gouvernementaux pour entreprendre des études de viabilité économique en matière d'exploration, de potentiel de production et de possibilités de commercialisation.

Terminologie

La terminologie et les méthodes utilisées dans le présent bulletin sont conformes à ce qui a été énoncé dans Reinson et al. (1993b). Les lignes qui suivent en sont un résumé.

Le *gaz naturel* désigne tout gaz (dans des conditions normales de pression et de température, respectivement 101,33 kPa et 15° C) d'origine naturelle et composé principalement de molécules d'hydrocarbures pouvant être extrait à partir d'un trou de sonde (*Alberta Energy Resources Conservation Board, 1991*). Le gaz naturel peut contenir des composantes autres que des hydrocarbures en quantités significatives, en l'occurrence H₂S, CO₂ et He. Dans ce bulletin, il n'a

pas été possible de différencier ces composantes du potentiel total. On admet toutefois qu'il faut tenir compte de certaines composantes, en particulier du H₂S, dans toute analyse économique de la rentabilité d'un approvisionnement éventuel à partir de sources de gaz corrosif.

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 répond aux spécifications sur les usages finaux 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 un réservoir. Le *gaz associé* en est un qui se trouve dans des roches réservoirs de 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 d'existence du réservoir. La présente évaluation ne porte que sur le gaz brut; elle exclut donc le gaz du commerce ou commercialisable.

Les termes *ressources*, *réserves* et *potentiel* utilisés dans le présent document sont ceux définis par la Commission géologique du Canada (Podruski et al., 1988). On qualifie de *ressources* toute accumulation d'hydrocarbures dont l'existence est connue ou supposée. 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. Il est à noter que le terme réserves peut aussi désigner le *volume initial de gaz commercialisable*; ainsi, pour éviter toute confusion, on utilise ici le terme *volume en place découvert* au lieu de réserves. Les termes *potentiel* et *ressources non découvertes* sont synonymes et interchangeables.

Le terme *gaz en place* désigne le volume de gaz que l'on trouve en subsurface (conditions normales), quelle qu'en soit la proportion récupérable. Le *volume initial en place* est le volume global de gaz brut existant dans les conditions normales avant toute production, tandis que le *volume initial commercialisable* correspond à la proportion du gaz brut que l'on prévoit récupérer avec les techniques actuelles.

Les termes *zone gazéifère*, *site d'intérêt*, *champ gazéifère*, *gisement de gaz* et *autre secteur* sont définis de la façon suivante dans le présent document. Une *zone gazéifère* est composée d'un groupe de gisements ou de sites d'intérêt ayant une évolution commune quant à la genèse des hydrocarbures, leur migration, la formation des réservoirs et la configuration des pièges (Énergie, Mines et Ressources Canada, 1977). 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. Un site d'intérêt n'est pas nécessairement un gisement non découvert. Le terme *champ gazéifère* désigne une région produisant du gaz à partir d'un ou plusieurs intervalles stratigraphiques non spécifiés. Dans un champ gazéifère donné, il peut exister un nombre quelconque de gisements discrets à divers niveaux stratigraphiques. On définit un *gisement de gaz* 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. Dans les listes de gisements de la Colombie-Britannique, le terme *autre secteur* désigne un gisement auquel on n'a pas encore attribué de nom (British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources Division, 1991).

Les zones gazéifères ont été groupées dans les deux catégories principales qui suivent : les *zones prouvées* (dans lesquelles l'existence des gisements a été

confirmée par des puits de découverte indiquant du gaz en place) et les *zones possibles* (dans lesquelles aucune découverte n'a encore été faite et pour lesquelles il n'existe pas encore de réserves, mais dont l'analyse géologique ou statistique indique des possibilités). Les zones prouvées ont été subdivisées en zones *bien explorées* et *sommairement explorées*, selon la validité des données pour une analyse statistique. Les *zones bien explorées* sont celles où le profil de la séquence de découverte et le nombre de gisements permettent une analyse par le modèle de processus de découverte, selon la méthode d'évaluation *PETRIMES* (Lee and Tzeng, 1989; Lee and Wang, 1990; Lee, 1993). Les *zones sommairement explorées* sont celles où le nombre de gisements (et, par conséquent, la séquence de découverte) ne convient pas à l'application de ce modèle.

Méthode et contenu

La présente évaluation comporte deux parties essentielles : une analyse géologique et une analyse statistique. L'analyse géologique est l'élément fondamental et inclut la caractérisation de chaque zone d'exploration. La description du contexte géologique régional des strates triasiques et l'analyse géologique des zones gazéifères qui y ont été identifiées suivent le modèle établi dans Podruski et al. (1988); sont de plus pris en considération les travaux plus récents sur la géologie régionale de Gibson et Barclay (1989) ainsi que de Gibson et Edwards (1990).

L'analyse statistique part de l'hypothèse que les gisements (découverts et non découverts) forment une population géologique naturelle qui peut être délimitée en superficie et attribuée à une zone gazéifère. Lorsque la zone a été définie, une évaluation numérique des ressources est entreprise en utilisant les données sur les gisements de la zone gazéifère en question. Les données sur les gisements et les puits qui sont utilisées dans les évaluations sont basées sur des ensembles de données des organismes provinciaux de l'Alberta (*Alberta Energy Resources Conservation Board*, 1991) et de la Colombie-Britannique (*British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources Division*, 1991). Comme les gisements peuvent être composés de gaz non associé, associé et en solution, les réserves de chacun de ces types de combustible ont été additionnées pour décrire les gisements individuels. Par conséquent, le potentiel estimé ne s'applique qu'au volume total de gaz brut en place.

L'analyse du potentiel en gaz triasique a consisté à délimiter et à évaluer de façon systématique 12 zones

prouvées, 10 zones bien explorées et 2 zones sommairement explorées. Le résumé décrivant chaque zone comprend une définition la zone gazéifère, un aperçu de sa géologie, l'historique de son exploration et une estimation de son potentiel en ressources, avec chiffres à l'appui. Chaque zone est définie d'après une formation géologique, un type de réservoir ou de piège et le gisement de gaz caractéristique. Les zones possibles et sommairement explorées sont décrites et le potentiel en ressources non découvertes est évalué en utilisant les zones bien explorées pour modéliser la population globale.

MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES

Analyse numérique

Il existe plusieurs méthodes pour estimer la quantité d'hydrocarbures que peut contenir une zone, une région ou un bassin (White et Gehman, 1979; Masters, 1984; Rice, 1986; Lee, 1993). Les premières méthodes d'évaluation statistique sur ordinateur ont été élaborées à la Commission géologique du Canada (Lee et Wang 1983a, b, 1984, 1985, 1986) et, par la suite, affinées pour donner l'actuel *PETRIMES* (pour *Petroleum Exploration and Resource Evaluation System*; Lee et Tzeng, 1989; Lee et Wang, 1990; Lee, 1992) dont on s'est servi pour estimer le potentiel en ressources des zones d'exploration. Ce système consiste à intégrer la définition d'une zone d'exploration et les données sur les gisements à un modèle de processus de découverte (Lee et Wang, 1990) pour évaluer le volume des gisements non découverts et les ressources totales.

Selon l'hypothèse du modèle de processus de découverte, il est implicite que les découvertes faites dans le cadre d'un programme d'exploration représentent un échantillon biaisé de la population de gisements appartenant à une zone gazéifère. Le processus est biaisé dans le sens que les sites d'intérêt les plus vastes et les plus prometteurs d'une zone gazéifère sont souvent les premiers à faire l'objet d'essais; par conséquent, les gisements les plus vastes sont souvent découverts durant les premières phases d'exploration d'une zone gazéifère. Le modèle de processus de découverte fait appel aux deux ensembles de données les plus fiables sur les gisements (le volume des gisements et la date de leur découverte) pour produire des estimations du potentiel d'une zone gazéifère et du volume des gisements; il reflète donc essentiellement les connaissances accumulées et la stratégie utilisée durant le processus d'exploration. Les volumes moyens des gisements non découverts sont

ensuite additionnés pour obtenir une estimation (valeur prévue) des ressources totales en gaz d'une zone.

La méthode d'évaluation est illustrée en passant en revue les différentes étapes de l'analyse géologique et numérique, tout en les appliquant à l'une des zones bien explorées, celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair), associée à l'arche et au rentrant de Peace River.

Définition géologique d'une zone gazéifère

Les principaux objectifs de l'analyse géologique des bassins précédant toute évaluation numérique des ressources est de définir le type de zone gazéifère et son étendue; en effet, une zone gazéifère bien définie possèdera une population unique de gisements et satisfera, de ce fait, aux conditions requises pour l'utilisation des modèles d'évaluation statistique. Une population mixte, établie à partir d'une zone gazéifère mal définie, ajoutera de l'incertitude aux estimations des ressources dérivées de l'évaluation statistique. La superficie d'une zone est soulignée par des *limites* ou un *polygone* (fig. 3). Les limites d'une zone gazéifère sont déterminées par la répartition des gisements au sein de la zone en question et par les connaissances géologiques sur la répartition des roches et la région d'intérêt. Par définition, les gisements d'une zone spécifique forment une population géologique naturelle qui est caractérisée par un ou plusieurs des éléments suivants : âge, modèle de sédimentation, répartition géographique, style structural, mécanisme de piégeage, géométrie, diagenèse. Dans chaque cas, une zone gazéifère est définie en regroupant et en comparant les caractéristiques les plus importantes et en attribuant chaque gisement à la zone qui le décrit le mieux.

Compilation des données sur une zone gazéifère

Une fois qu'une zone gazéifère a été définie et délimitée par un polygone fermé, tous les puits et les gisements de cette zone sont extraits de la base de données sur les puits et les gisements du *PETRIMES*. Les listes des puits et des gisements sont ensuite analysées pour s'assurer qu'elles concordent avec la définition de la zone gazéifère et avec ses limites.

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

1. Regroupement et manipulation des données sur les gisements et les puits provenant des provinces (*Alberta Energy Resources Conservation Board*,

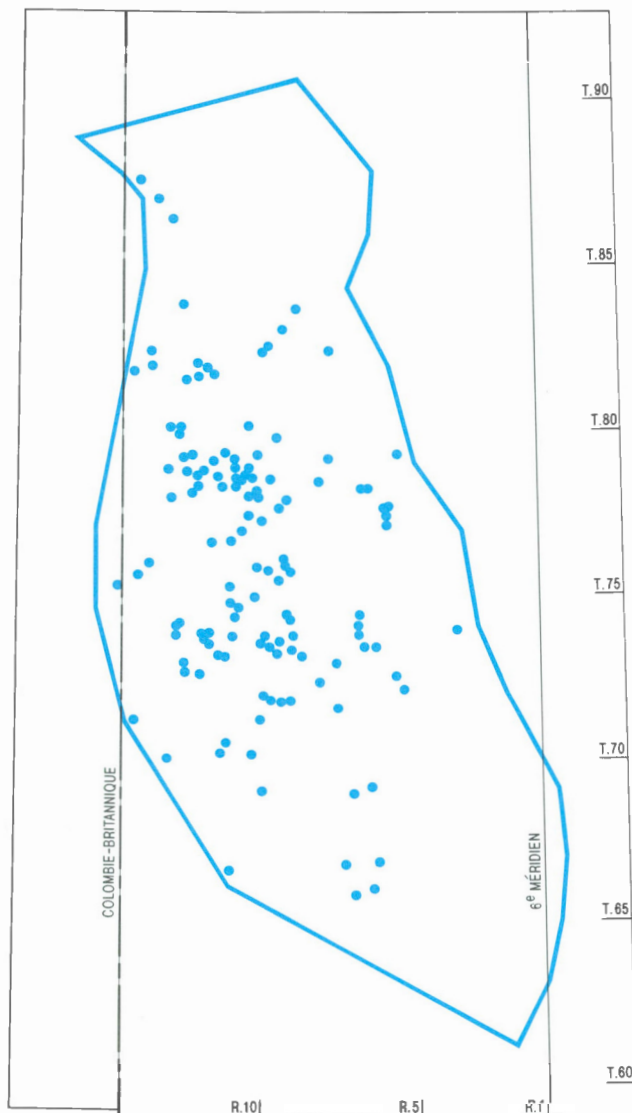


Figure 3. Représentation des limites (polygone) d'une zone gazéifère, illustrée à titre d'exemple par la zone des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). Les points indiquent l'emplacement des puits de découverte de chaque gisement dans cette zone.

1991; British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources Division, 1991; PETRIMES et logiciel de base de données interne).

2. Recherche de publications sur la géologie régionale et pétrolière du Trias dans l'Ouest canadien, en particulier de descriptions de zones gazéifères triasiques (Barclay, 1993; McCrossan et Glaister, 1964; Nelson, 1970; Anderson et al., 1989; Rose, 1990; Mossop et Shetsen, 1994), ainsi que

vérification de la nomenclature stratigraphique (Glass, 1990), des descriptions de gisements, du cadre régional, etc.

3. Mise en carte des puits «de découverte» qui permettent d'identifier, par intervalle stratigraphique, les gisements et les puits «productifs» associés à chacun d'eux; le but consiste à déterminer les grandes régions englobant des zones gazéifères et la répartition géographique des gisements.
4. Élaboration de cartes isopaques et structurales à grande échelle en utilisant des bases de données informatisées, le PETRIMES ainsi qu'un logiciel interne; comparaison avec les cartes de faciès à grande échelle, lorsqu'elles existent, pour établir des cartes sur lesquelles sont tracées les bordures de sous-discordance et délimiter les bandes de faciès réservoirs prometteurs; production de coupes sur des gisements choisis pour déterminer les mécanismes de piégeage.
5. Établissement des groupements de zones initiaux, sur la base des intervalles stratigraphiques.
6. Établissement des groupements de zones plus détaillés, sur la base du mécanisme de piégeage dominant (structural ou stratigraphique), en séparant les zones gazéifères classiques des Foothills des zones au piégeage à la fois stratigraphique et structural des Plaines; détermination des limites des principales zones gazéifères selon le style de surimpression structurale et le faciès des roches réservoirs.
7. Vérification des affinités géologiques entre les zones gazéifères en utilisant les graphiques comparatifs du PETRIMES des paramètres des roches réservoirs; vérification par échantillonnage des gisements pour déterminer les paramètres communs; vérification des gisements à l'extérieur des limites afin d'évaluer la valeur de l'hypothèse sur la population naturelle de gisements; les essais aux tiges significatifs effectués dans les puits d'exploration peuvent être utilisés pour compléter les listes de gisements lorsque leur nombre est insuffisant.
8. Établissement de la liste des gisements dans chaque groupe de zones gazéifères et vérification des gisements de gaz associé, non associé et en solution, afin de tenir compte de tous les gisements dans la base de données.
9. Traçage d'un «polygone» délimitant l'étendue où tous les gisements (y compris les gisements non

découverts) d'un certain type de zone devraient se trouver, afin de définir la population naturelle.

Modèle de processus de découverte

Les occurrences de gaz dans un puits d'exploration spécifique peuvent prendre différentes formes, allant d'un gisement de dimension commerciale à une récupération significative lors d'un essai aux tiges, à quelques bulles de gaz dans la boue de forage ou une récupération d'eau émulsionnée. Tous ces «indices» de gaz pourraient être considérés comme un gisement. En pratique, une accumulation de gaz est considérée comme un gisement si, et seulement si, elle a une valeur commerciale au moment de la découverte. Cependant, l'application d'une notion aussi restreinte dans la définition d'une population de gisements a pour effet de tronquer de façon importante la distribution du volume des gisements et peut introduire des erreurs dans l'estimation des ressources. Par conséquent, dans les cas où le nombre de gisements était insuffisant, les puits qui présentaient des indices de gaz significatifs ont été examinés pour déterminer si les essais justifiaient un nouveau gisement.

Les gisements découverts dans une zone gazéifère spécifique représentent un échantillon de sa population totale; ils ne constituent pas un échantillon aléatoire. Ils sont le résultat d'un processus sélectif étant donné que les prospecteurs ont tendance à forer d'abord à

l'emplacement des sites d'intérêt les plus prometteurs et généralement les plus vastes. La nature biaisée de la population soulève un problème pour l'estimation des ressources en hydrocarbures selon les méthodes statistiques ordinaires. Le modèle de processus de découverte a été élaboré pour tenir compte de la nature biaisée de la population échantillonnée. Lee et Wang (1985, 1990) ont incorporé l'analyse de ce biais dans un modèle probabiliste afin d'estimer la moyenne et la variance d'une population géologique naturelle. Deux hypothèses sont inhérentes à ce modèle. La première est que la probabilité de découverte (d'échantillonnage) d'un gisement est proportionnelle à son volume. Pour appuyer cette hypothèse, les listes de puits et de gisements sont utilisées pour produire un **diagramme de la série chronologique des découvertes**, qui illustre le volume des gisements par ordre de découverte dans le temps (fig. 4). La seconde hypothèse est que l'échantillonnage est unique, c'est-à-dire qu'un gisement ne peut pas être découvert deux fois. La nature biaisée de l'échantillon obtenu par le processus d'exploration contient des informations non seulement sur la moyenne et la variance de la population des volumes de gisement, mais également sur le nombre total de gisements contenus dans la zone gazéifère. Le modèle permet aussi d'établir une relation inverse entre le nombre de gisements et la moyenne qui ressort sur le graphique de la distribution du volume des gisements. En d'autres termes, les gisements non découverts seront vraisemblablement plus petits et plus nombreux que les gisements découverts qui sont moins nombreux et plus vastes.

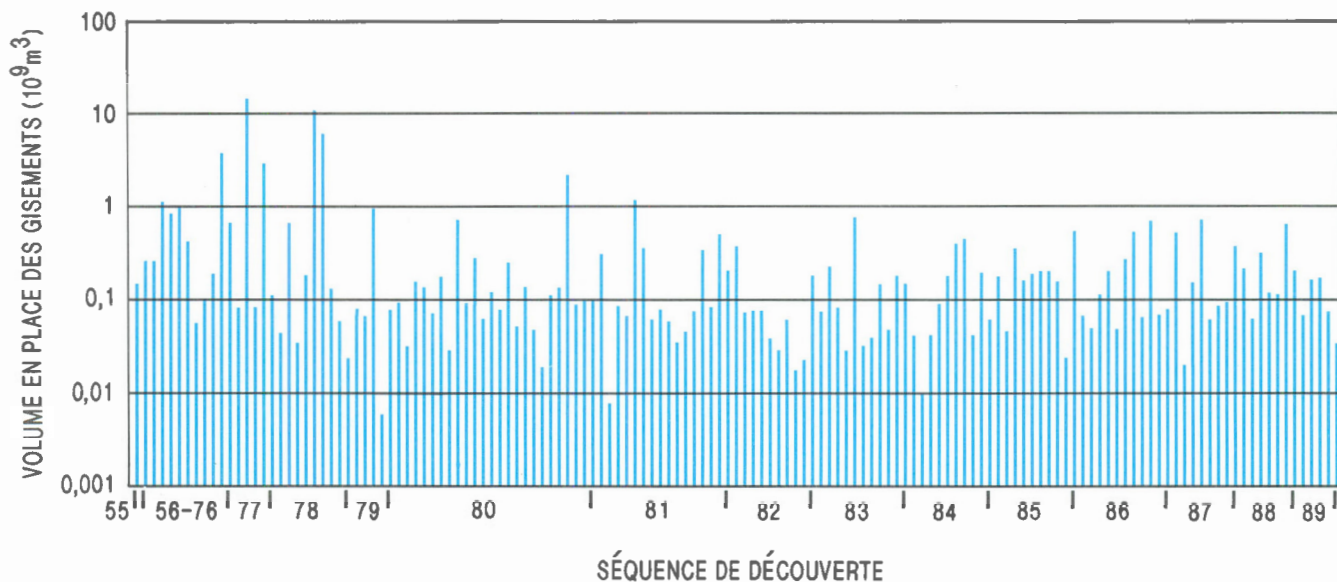


Figure 4. Série chronologique des découvertes dans la zone gazéifère de Halfway-Doig (Sinclair). L'abscisse représente la séquence de découverte par année. L'ordonnée indique le volume en place des gisements découverts en milliard de mètres cubes.

Dans l'évaluation des ressources triasiques, la possibilité de choisir le type de distribution de la probabilité qui correspond à la distribution des volumes des gisements a été utilisée pour obtenir l'estimation appropriée. Les modèles paramétriques (log-normale dans la présente analyse) et non paramétriques (sans supposer antérieurement une distribution des probabilités) ont été appliqués à tous les ensembles de données sur les zones gazéifères. Dans la plupart des cas, les deux procédés d'estimation ont donné des résultats semblables. Cependant, dans quelques cas, la méthode paramétrique n'a pas réussi à donner des résultats satisfaisants, à cause de problèmes numériques associés à l'algorithme de calcul ou parce que la distribution log-normale ne permet pas d'obtenir une approximation de l'ensemble de données. L'une des méthodes de vérification des hypothèses faites relativement à la distribution de la population consiste à tracer les fonctions de distribution en fonction des volumes des gisements en place dans un diagramme quantile-quantile (Lee, 1993).

Il faut noter qu'étant donné que l'ensemble de données sur les volumes des gisements peut être tronqué, les estimations des ressources dans une zone gazéifère ne devraient pas être considérées comme indiquant les ressources finales dans cette zone gazéifère. Les résultats d'une évaluation sont basés sur l'ensemble de données sur le volume des gisements qui a été utilisé; le modèle permet seulement de prédire l'existence des gisements non découverts à partir de cet ensemble de données et ne donne pas la possibilité d'estimer les réserves que contiennent les gisements.

Distribution du volume des gisements

Le modèle de processus de découverte produit des estimations de la moyenne, de la variance et du nombre total de gisements présent dans la population de gisements ou dans la zone gazéifère. Une donnée supplémentaire est la valeur **beta**, que l'on peut considérer comme une mesure de l'efficacité de l'exploration; elle indique l'importance de la relation entre le volume des gisements et la séquence de découverte. Si **beta** égale zéro, le processus de découverte est alors aléatoire. Si **beta** est supérieur à zéro, la probabilité de découvrir un gisement dépend alors fortement du volume du gisement; de plus, le volume des gisements découverts diminuera dans le temps. Si **beta** est inférieur à zéro, le volume des gisements augmentera dans le temps.

Le modèle prédit le volume de chaque gisement et son rang, du plus grand au plus petit. Les gisements individuels prédits par le modèle sont représentés

graphiquement par des barres qui indiquent l'intervalle des volumes possibles de chacun d'eux (fig. 5a). Une barre couvrant un intervalle de fréquences de 5 à 95 indique qu'il est à 90 pour cent probable que le volume du gisement prédit se situera quelque part dans la gamme définie par l'intervalle.

Après avoir estimé le volume de chaque gisement, on y fait correspondre le volume des gisements découverts. Les gisements qui ont une correspondance sont indiqués dans un diagramme par des points et les gisements qui n'en ont pas (non découverts) le sont par des barres. Les volumes des gisements encore non découverts peuvent être d'autant mieux définies que leur gamme ne peut dépasser ou être moindre que le volume des gisements découverts (qui ont une correspondance) de rang supérieur ou inférieur (fig. 5b).

Estimation du potentiel d'une zone gazéifère

On peut estimer le potentiel d'une zone gazéifère d'après le nombre total de gisements et d'après la distribution du volume des gisements. La somme de la moyenne des volumes de tous les gisements non découverts donne la moyenne du potentiel de la zone gazéifère, définie comme étant 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 individuels 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 dans les bases de données provinciales, ou si cette variable est accrue ou diminuée, ou si l'attribution des rangs est modifiée, la valeur du potentiel prévu est également biaisée. En supposant que la géologie d'une zone gazéifère est bien connue et bien documentée, la valeur du potentiel prévu devrait être fiable. Le potentiel d'une zone gazéifère peut également être dérivée en estimant les ressources totales d'une zone gazéifère par rapport aux ressources déjà découvertes. On parle alors de **potentiel probable**, lequel est indiqué pour les zones bien explorées. Ce chiffre est considéré plus spéculatif que le potentiel prévu, donné dans l'ensemble du présent document.

Estimation des ressources des zones gazéifères possibles

Dans les évaluations précédentes du potentiel des zones gazéifères possibles (Roy, 1979; Lee et Wang, 1990),

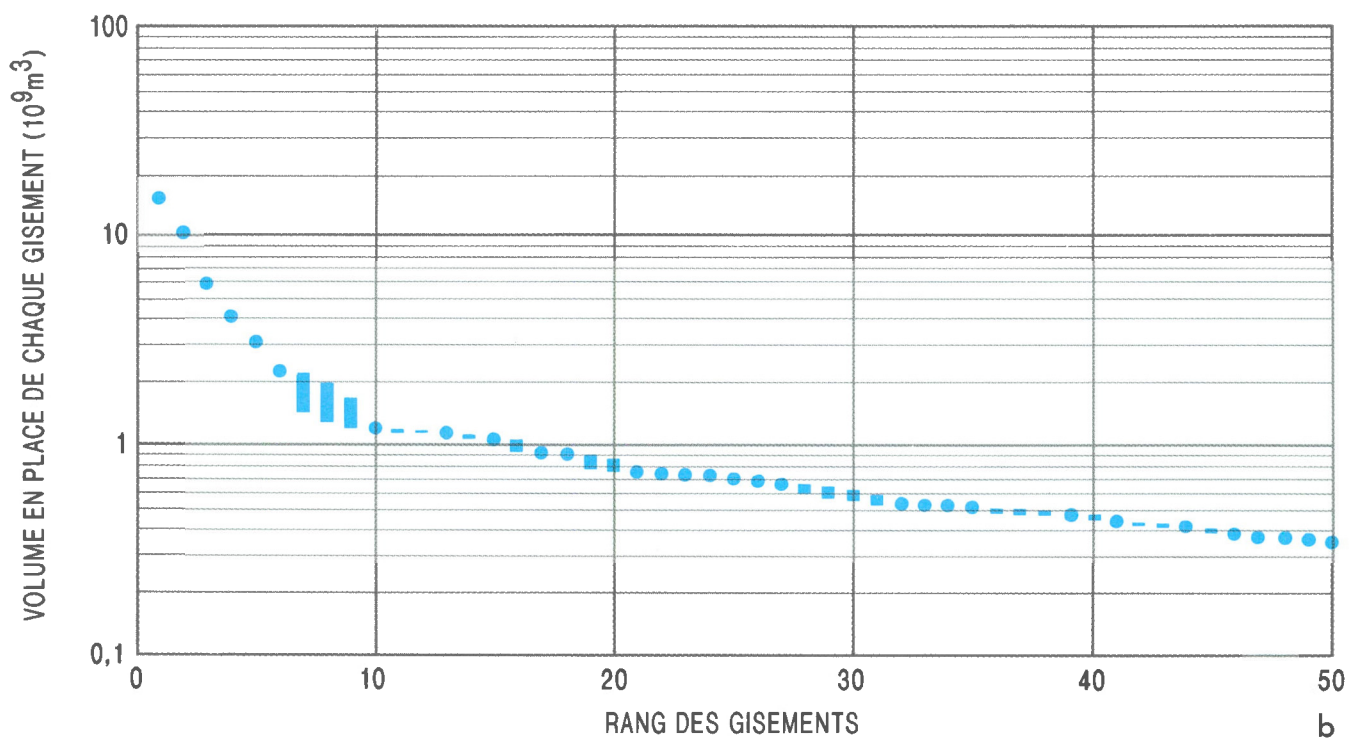
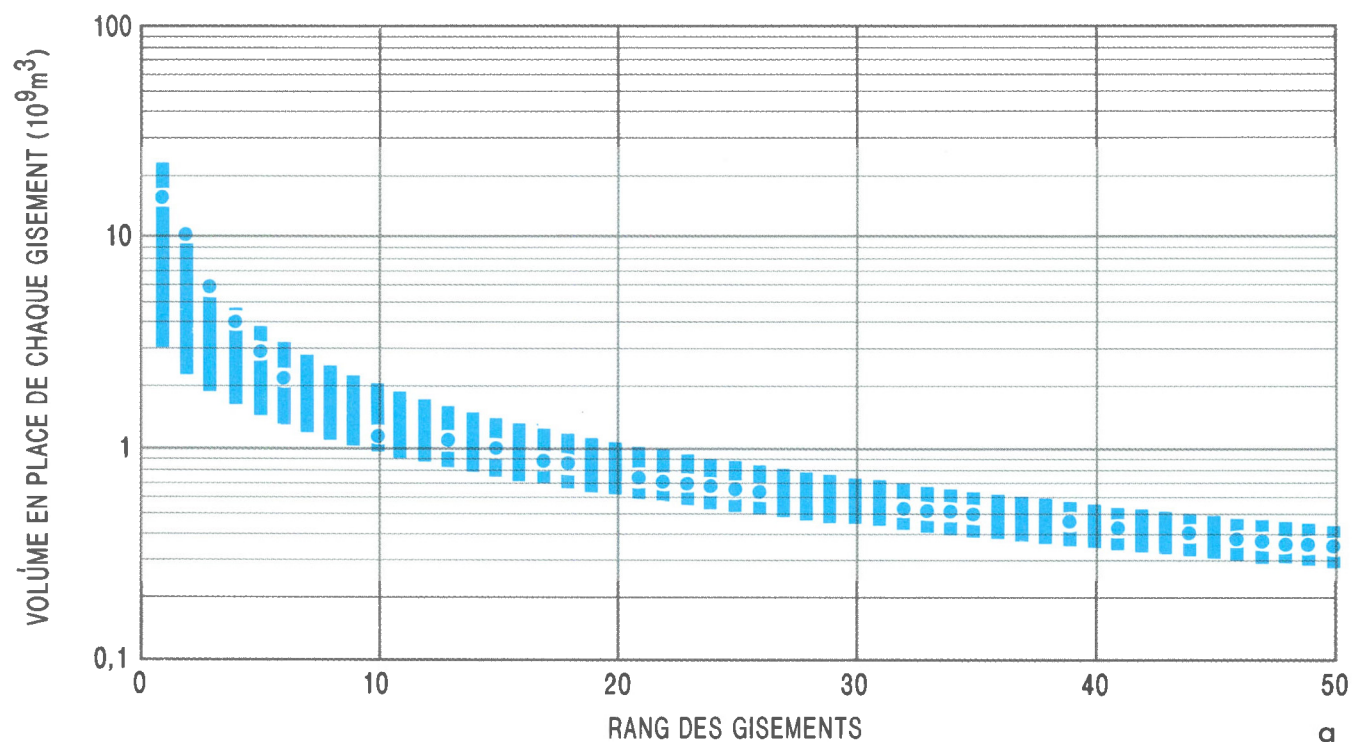


Figure 5. Exemple montrant comment est produit un diagramme du volume des gisements selon leur rang, en utilisant la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). **a)** Volumes non ajustés des gisements. **b)** Diagramme du volume des gisements selon leur rang, obtenu en ajustant tous les intervalles de volume des gisements sur le rang des gisements découverts correspondants. (Les points représentent les volumes des gisements découverts et les barres, les intervalles de volume estimés pour les gisements non découverts.)

on a eu recours à une méthode basée sur le jugement géologique plutôt que sur les données. Reinson et al. (1993b) ont utilisé le modèle de processus de découverte pour estimer le potentiel des zones gazéifères possibles; c'est cette méthode qui est utilisée dans la présente évaluation. Le nombre et le volume des zones possibles qui existent dans un bassin bien exploré peuvent être estimés par le modèle de processus de découverte, sans supposer de distribution log-normale. Par conséquent, après avoir compilé les données sur le potentiel total ou les ressources totales (somme du volume en place découvert et du volume du potentiel prévu) de chaque zone gazéifère bien explorée et leur date de découverte respective (la date de découverte du premier gisement dans chaque zone), une séquence de découverte des ressources dans une zone gazéifère est établie pour toutes les zones bien explorées (fig. 6). En supposant que les zones bien explorées font partie d'une population unique plus importante, le modèle de processus de découverte peut servir à estimer à la fois le nombre et le volume de chaque zone possible dans le bassin (fig. 7).

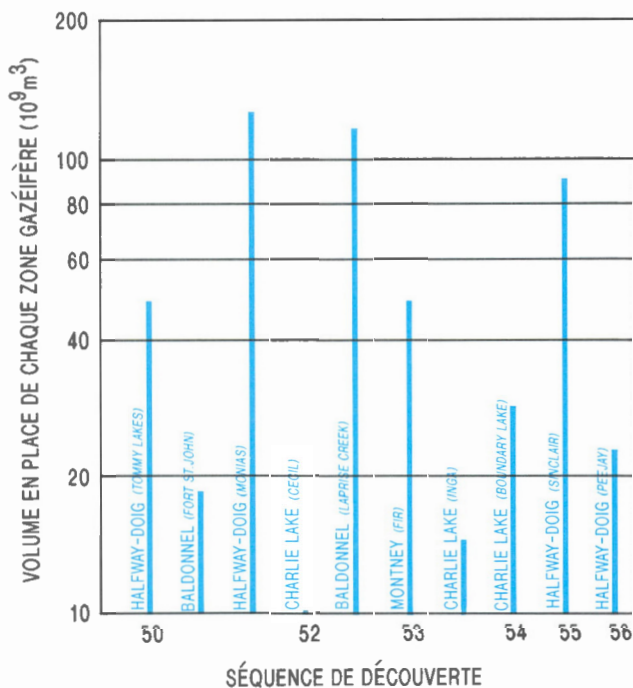


Figure 6. Diagramme de la séquence de découverte des 10 zones gazéifères triasiques bien explorées. L'abscisse indique, chronologiquement, l'année de découverte du premier gisement dans chaque zone gazéifère. L'ordonnée, la somme du volume en place découvert et du volume du potentiel prévu (ressources totales).

CONTEXTE GÉOLOGIQUE

Cadre sédimentaire et éléments tectoniques

Les roches sédimentaires triasiques, mesurant jusqu'à environ 1 200 m d'épaisseur, ont principalement été déposées dans une grande baie découpant la côte le long de la marge cratonique dans la région de la rivière de la Paix, dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique (fig. 8). Les strates triasiques sont composées d'un mélange de roches sédimentaires silicoclastiques, carbonatées et évaporitiques. La marge formait une vaste plate-forme continentale faisant face à l'océan vers l'ouest. La plate-forme continentale était caractérisée par une stabilité tectonique générale, comme en témoigne le peu de variation lithologique des clastites sur de grandes étendues (Barss et al., 1964). Des fluctuations secondaires du niveau de la mer sont à l'origine de la formation de petites baies et de petites plates-formes le long de la plate-forme continentale submergée (Barss et al., 1964; Gibson, 1993a). Le rejeu d'anciens blocs faillés paléozoïques dans la région de la rivière de la Paix a eu des répercussions sur la sédimentation triasique et le piégeage des hydrocarbures dans cette région (Cant, 1988).

Les sédiments silicoclastiques du Trias proviendraient de strates permienues et carbonifères en relief à l'est et au nord du rentrant de Peace River. La région source était probablement caractérisée par un terrain relativement mature à faible relief, à l'origine de plusieurs cycles des débris quartzeux (Barss et al., 1964; Gibson, 1993a). Aucun indice définitif indiquant une provenance occidentale n'a été observé (Gibson, 1975). Les strates triasiques à l'ouest du sillon des Rocheuses sont interprétées comme des terranes exotiques accrétés au continent durant les phases orogéniques de la fin du Mésozoïque (Porter et al., 1982); elles ne sont pas liées, sur le plan sédimentaire, aux roches sédimentaires de plate-forme continentale dont il est question ici.

Stratigraphie régionale

La nomenclature stratigraphique du Trias dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est présentée à la figure 9. Les couches sont subdivisées en trois assemblages principaux qui, dans la plupart des régions, coïncident avec trois grands cycles régionaux de transgression-régression (Podruski et al., 1988; Gibson et Barclay, 1989; Barclay, 1993) (fig. 9 et 10).

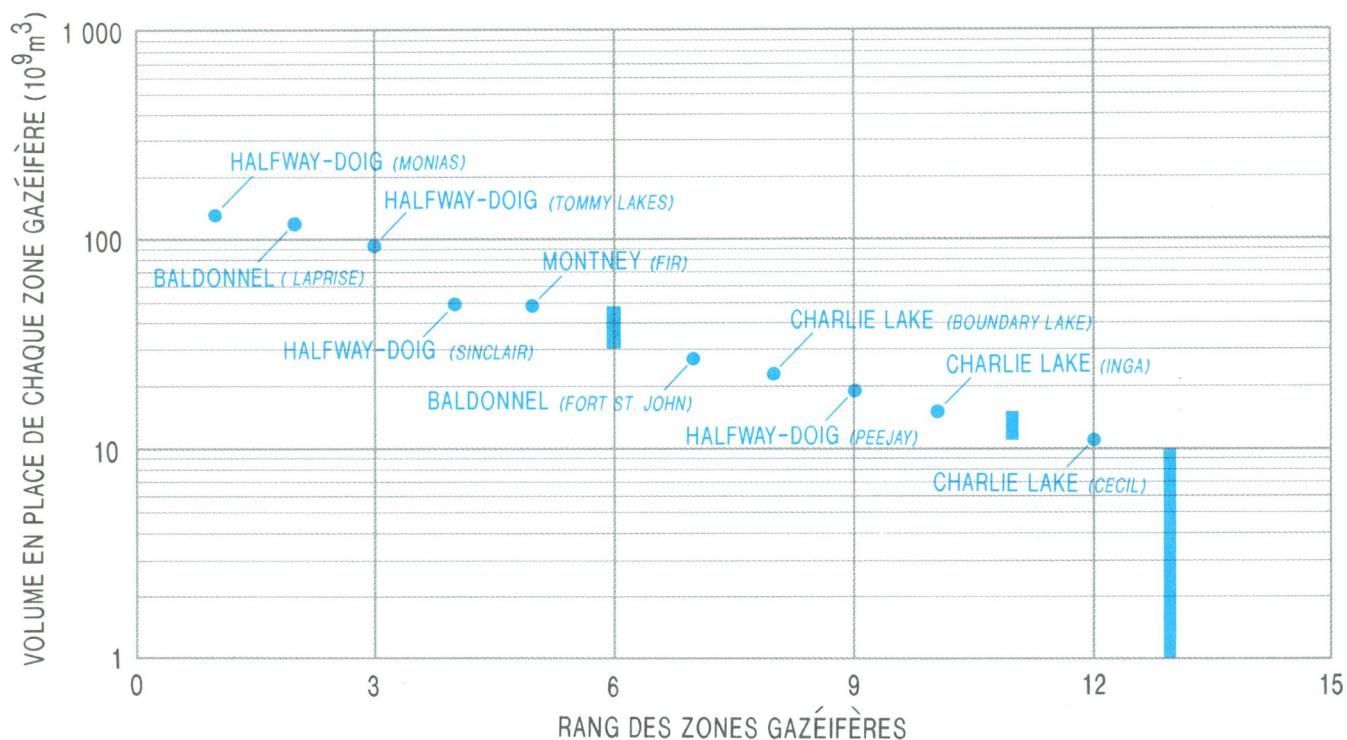


Figure 7. Diagramme du volume des 10 zones gazéifères triasiques bien explorées selon leur rang. Les points indiquent les ressources totales des zones gazéifères bien explorées; les barres représentent l'intervalle des ressources totales dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles.

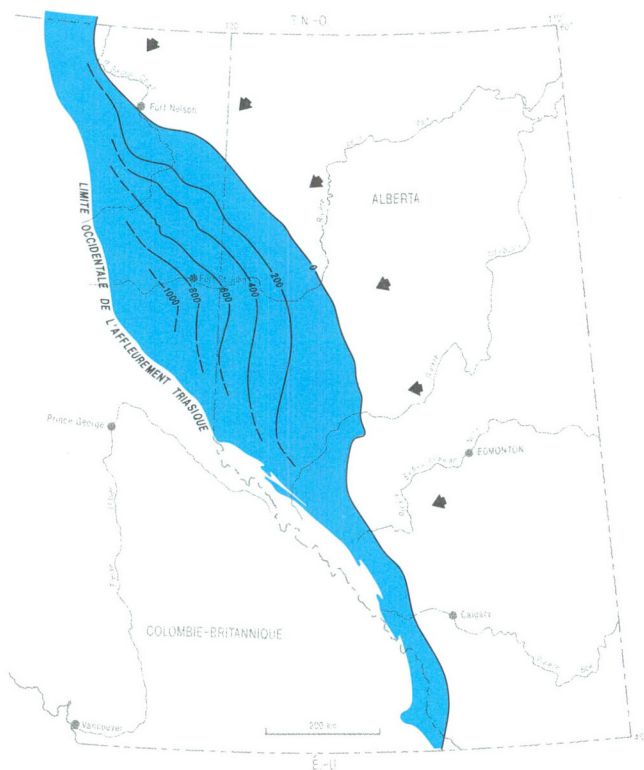


Figure 8. Carte isopaque des roches sédimentaires triasiques dans le bassin de l'Alberta. La bordure orientale est définie par la sous-discordance de Montney et la marge occidentale, par la limite de l'affleurement triasique. Les flèches indiquent la direction probable du transport des sédiments (modifié d'après Edwards et al., 1994 ainsi que Barss et al., 1964).

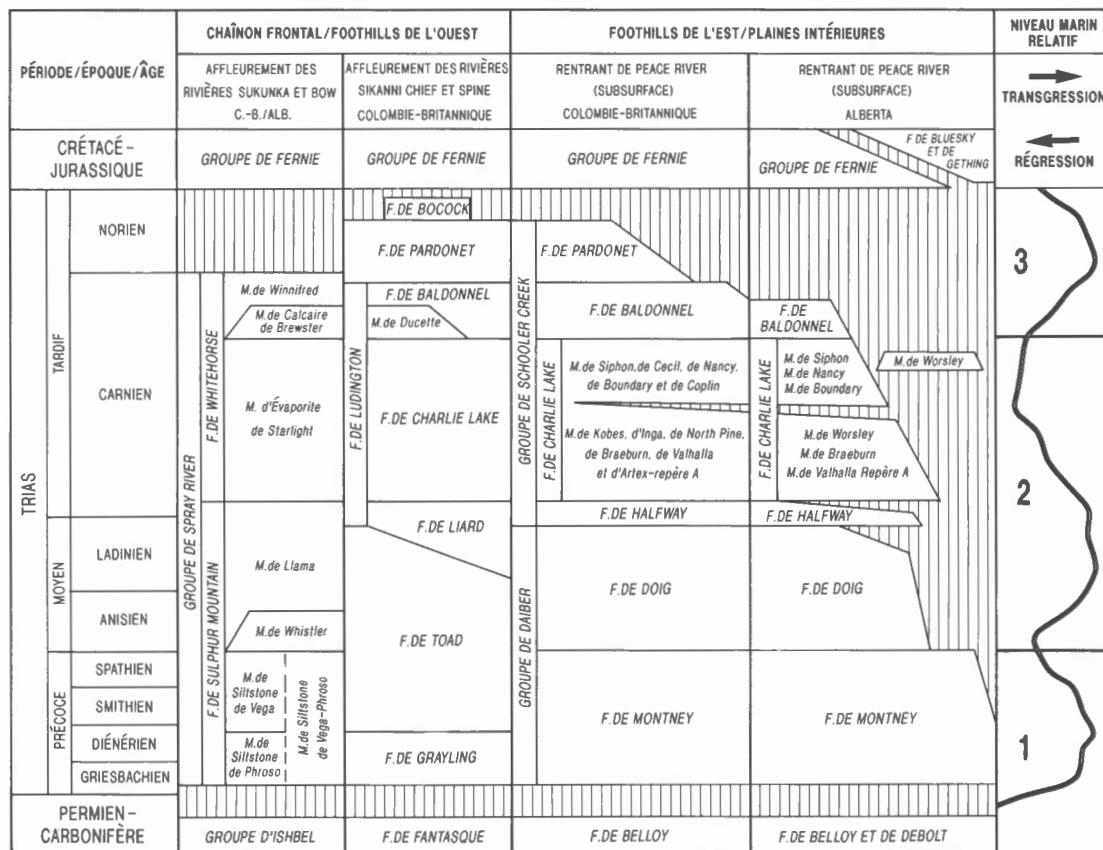


Figure 9. Formations triasiques en subsurface et en affleurement, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (modifié d'après Gibson et Barclay, 1989).

Ces assemblages sont les suivants :

- 1) les roches silicoclastiques de plate-forme continentale et de rivage de la Formation de Montney (Trias inférieur);
- 2) les roches silicoclastiques, évaporitiques et carbonatées de plate-forme continentale et de rivage des formations de Doig, de Halfway et de Charlie Lake (Trias moyen-base du Trias supérieur);
- 3) les roches carbonatées, aux caractéristiques variant d'un milieu de zone infralittorale à un milieu de plate-forme continentale distale, des formations de Baldonnel et de Pardonet (Trias supérieur).

Chaque grand cycle semble être nettement asymétrique, caractérisé par une phase transgressive plutôt abrupte suivie d'une régression globale prolongée (Embry, 1988). Ces assemblages sont comparables en durée, mais pas nécessairement corrélatifs, des cycles triasiques de troisième ordre de Vail et al. (1977). Chaque assemblage contient des

sédiments de transgression et de régression d'ordre plus élevé, qui sont importants à une échelle locale, en particulier lorsqu'on les applique à l'exploration des hydrocarbures. Les cycles sont régis par une activité tectonique combinée à des fluctuations dans l'apport sédimentaire, au climat, à des variations eustatiques du niveau marin et à la topographie sous-jacente.

Assemblage 1 : Formation de Montney du Trias inférieur

L'assemblage 1 est composé de siltstones et de shales de milieu de plate-forme continentale distale en transgression sur lesquels reposent des siltstones, des grès et des lumachelles de milieu littoral en régression (fig. 9 et 10); il inclut la Formation de Montney et ses équivalents (Armitage, 1962; Gibson, 1975, 1993a; Gibson et Barclay, 1989).

La portion transgressive de l'assemblage, la partie inférieure de la Formation de Montney, repose sur la surface légèrement oblique de la Formation de Belloy du Permien. Un grès transgressif basal contenant des

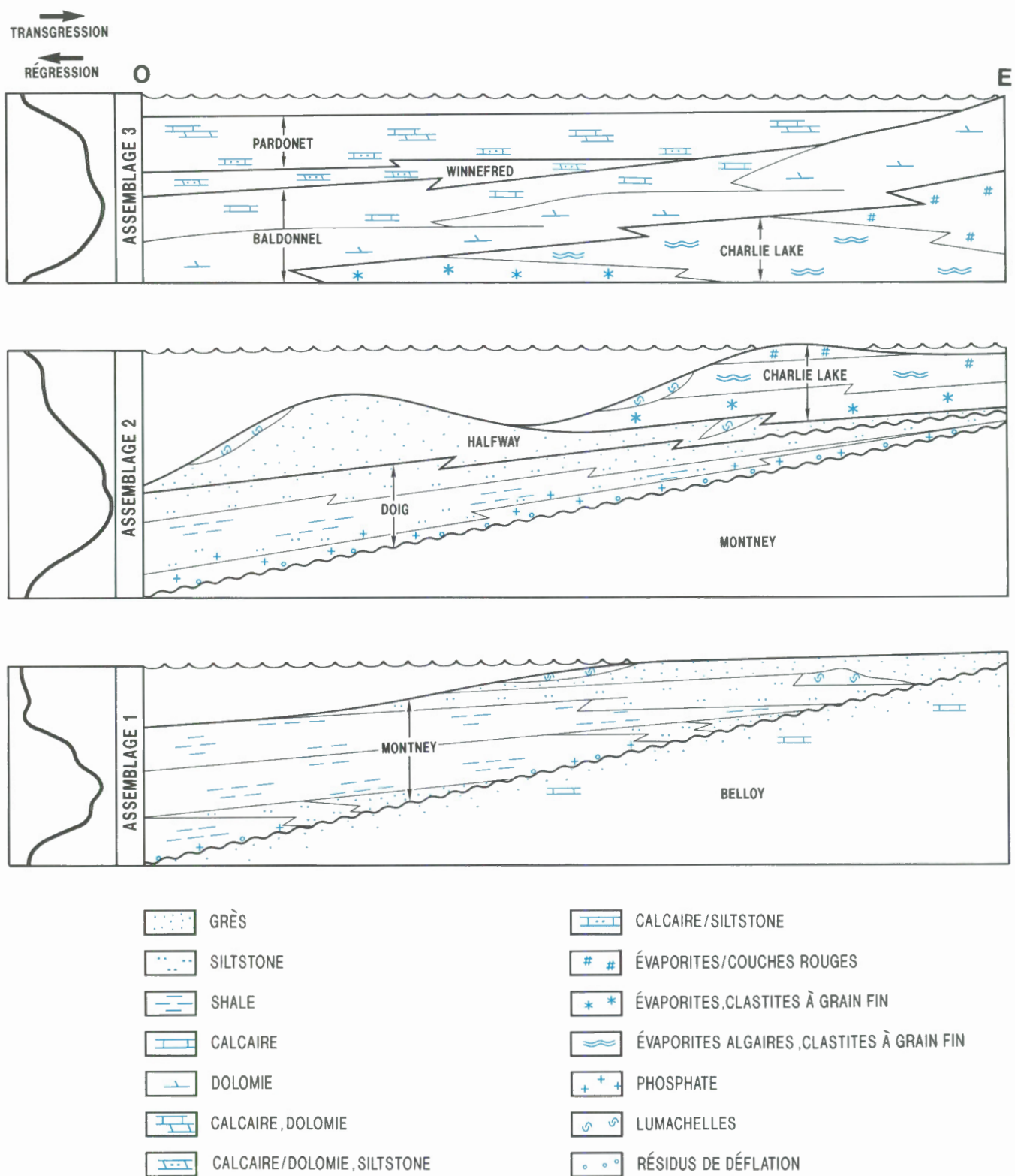


Figure 10. Coupes schématiques illustrant les trois principaux assemblages triasiques. La phase régressive à la fin de l'assemblage 1 et l'érosion postérieure au Trias ont ultérieurement éliminé des parties de la bordure orientale de chaque assemblage.

cailloux de phosphate et de chert s'observe généralement au contact. Il est recouvert de shales et de mudstones calcareux de couleur gris foncé, très finement stratifiés et pratiquement dépourvus de faune. Ces roches sédimentaires auraient été déposées en milieu de plate-forme continentale distale ou de bassin. Vers l'est, en direction de la marge du bassin, des grès glauconitiques à grain fin interlités de shale représentent un faciès de plate-forme continentale proximale (Gibson et Barclay, 1989).

La portion régressive de l'assemblage comprend les parties intermédiaire et supérieure de la Formation de Montney. Ces strates sont composées de siltstone dolomitique à calcareux de couleur claire ainsi que de calcaire et de grès micritiques et bioclastiques, accompagnés de quelques couches secondaires de shale; elles ont été déposées dans un milieu de plate-forme continentale proximale. Les grès et les lumachelles poreux, qui produisent du pétrole et du gaz dans les régions de Sturgeon et de Kaybob (Miall, 1976), représentent des progradations marquées du faciès littoral au sein du modelé régressif global.

Assemblage 2 : formations de Doig, de Halfway et de Charlie Lake du Trias moyen à la base du Trias supérieur

En subsurface, la base de l'assemblage 2 est marquée par une zone phosphatée radioactive au contact des formations de Montney et de Doig. Cette zone affleure à l'ouest, là où elle se présente comme un résidu de déflation composé de conglomérat phosphaté (Gibson, 1975). La partie inférieure de la Formation de Doig consiste en un siltstone phosphaté et calcareux gris, qui se transforme vers le haut en siltstone calcareux, shale bitumineux et siltstone argileux; il s'agit du passage d'une sédimentation dans un milieu de plate-forme continentale à un milieu d'avant-plage distale (Armitage, 1962). La partie supérieure de la Formation de Doig marque le début de la phase régressive de cet assemblage et est composée d'une séquence à granoclassement inverse; le shale près de la base, se transforme vers le haut en grès à grain fin puis en grès à grain grossier au sommet (Gibson, 1968; Cant, 1986; Aukes et Webb, 1986). Les éléments caractéristiques de ces strates sont le siltstone sableux et le grès calcareux phosphaté à grain fin, la bioturbation, les fragments coquilliers et les acritarches (Armitage, 1962; Cant, 1986). Sur ces roches sédimentaires de plate-forme continentale reposent des grès d'avant-plage, généralement dolomitiques et lumachelliques, ainsi que des siltstones, des shales et de rares calcaires. Leurs milieux de dépôt seraient les suivants : complexe de chenaux de marée et d'estuaire, îles barrières, estrans et milieu marin (nappe de sable) (Aukes et Webb, 1986; Cant,

1986). Les roches réservoirs (grès et lumachelles) de la Formation de Doig sont plus épaisses dans les portions littorales (partie est) de la formation, comme au gisements de Peejay-Milligan, de Wembley et de Spirit River (Barss et al., 1964; Cant, 1986; Aukes et Webb, 1986). Wittenberg (1992) ainsi que Wittenberg et Moslow (1992a, b) traitent des grès de Doig qui sont d'une épaisseur anormale aux champs de Sinclair, de Wembley et de Valhalla, qu'ils interprètent comme étant le produit de mouvements de masse, en provenance de l'avant-plage, dans un milieu de plate-forme continentale externe à un milieu de marge de plate-forme.

Même si la nature régionale du contact entre les formations de Halfway et de Doig est controversée (Armitage, 1962; Barss et al., 1964), la troncation progressive est mise en évidence par le caractère régressif des roches sédimentaires de plate-forme continentale de la Formation de Doig à granoclassement inverse, qui sont surmontées des grès de milieu marin peu profond et de rivage de la Formation de Halfway, pour ensuite passer vers le haut aux roches sédimentaires de sebkha à la base de la Formation de Charlie Lake. À l'est (en subsurface), le contact entre les formations de Halfway et de Charlie Lake est net; il l'est moins vers l'ouest, où la Formation de Charlie Lake est surtout composée de grès de milieu marin peu profond (Barss et al., 1964; Armitage, 1962). Le granoclassement inverse d'ensemble qui caractérise la succession des formations de Halfway et de Doig est localement interrompu par des lumachelles et des grès qui auraient été déposés dans des passes et des chenaux de marée (Cant, 1986; Barclay et Leckie, 1986; Horne et al., 1985; Munroe et Moslow, 1990). Le lithofaciès de la Formation de Halfway représente une sédimentation dans des milieux d'avant-plage, d'île barrière et de sebkha (fig. 12; Barclay et Leckie, 1986). Le tout est compliqué parce qu'il semble qu'il y aurait eu des chutes intermittentes du niveau marin relatif durant le dépôt de la Formation de Halfway, à l'origine de lignes de rivage multiples (Hunt et Ratcliffe, 1959) et peut-être de phénomènes d'érosion multiples (Campbell et al., 1989). À l'ouest des unités de rivage, la Formation de Halfway consiste en une «nappe» de grande étendue latérale composée de grès à grain fin, témoignage d'une sédimentation dans un milieu d'avant-plage inférieure à un milieu de plate-forme continentale (Clark, 1961; Armitage, 1962; Torrie, 1973).

Dans les parties orientales du rentrant de Peace River, les lithofaciès de la Formation de Charlie Lake incluent des couches rouges de mudstone, de shale et de siltstone à dolomie anhydritique et évaporitique, des roches carbonatées bioclastiques à stromatolites, des brèches de dissolution, du grès et du sel (Barss et al.,

1964, Gibson 1975; Aukes et Webb, 1986; Cant, 1986; Higgs, 1990). Les lithofaciès réservoirs sont surtout des roches carbonatées bioclastiques à stromatolites (par ex. les membres de Boundary, de Coplin, de Nancy, de Braeburn, de LaGlace, de Demmit, de Mica et de Cutbank) et des grès (par ex. les membres d'Inga, de North Pine, de Siphon, de Cecil et d'Artex; Torrie, 1973; Stewart, 1989; Higgs, 1990). Ces faciès représentent une sédimentation dans des milieux supratidaux et intertidaux, comme les lagunes à circulation restreinte et les lacs saumâtres peu profonds, les estrans, les dunes éoliennes, les flèches et les hauts-fonds littoraux (Gibson, 1975; Edwards et al., 1994) ainsi que les chenaux de marée dans une plaine littorale aride. Dans les parties occidentales du rentrant de Peace River, l'intercalation de roches carbonatées et de grès purs avec le faciès oriental est l'indication de milieux marins légèrement plus profonds.

Assemblage 3 : formations de Baldonnel et de Pardonet du Trias supérieur

Les calcaires, les siltstones et les dolomies de milieu marin des formations de Baldonnel et de Pardonet représentent un retour à des conditions marines peu profondes de transgression, comme les parties inférieures des formations de Doig ou de Montney (fig. 10). Cependant, l'assemblage 3 diffère des assemblages 1 et 2 en ce que le faciès dominant est carbonaté. La partie supérieure de la Formation de Baldonnel (transgression continue) est suivie par les roches carbonatées et les roches silicoclastiques de la Formation de Pardonet (Bever et McIlreath, 1984). L'assemblage se termine par une discordance postérieure au Trias.

Dans l'assemblage 3, les roches carbonatées transgressives de la Formation de Baldonnel (partie inférieure) reposent en discordance sur les évaporites de Charlie Lake. La base de l'assemblage 3 débiterait au-dessus de la dernière occurrence de couches d'anhydrite (Hunt et Ratcliffe, 1959; Barss et Montandon, 1981). Parmi les lithofaciès de cet assemblage, il y a la gamme des mudstones dolomitiques aux dolomies à texture de grainstone, les grès à grain très fin et les siltstones argileux (Hunt et Ratcliffe, 1959; Gibson, 1975; Bever et McIlreath, 1984). Les faciès sont interprétés comme le résultat d'une sédimentation dans un milieu d'avant-plage à un milieu littoral.

La Formation de Pardonet représente la dernière phase de la sédimentation transgressive dans l'assemblage 3 (fig. 10). Elle repose en concordance sur le sommet de la Formation de Baldonnel (Armitage, 1962; Gibson, 1975, 1993b).

Dans les parties occidentales du rentrant de Peace River, une unité inférieure de la Formation de Pardonet, composée de siltstone dolomitique et argileux foncé, témoigne d'une sédimentation transgressive au-dessus de la partie supérieure de la Formation de Baldonnel (Barss et Montandon, 1981). Le reste de la Formation de Pardonet est composé de deux lithofaciès : l'un relativement pur et l'autre argileux (Barss et Montandon, 1981). Le faciès relativement pur est dominé par des roches calcaires et dolomitiques sableuses, à pelotes, oolitiques, bioclastiques et intraclastiques. Le lithofaciès argileux l'est par des siltstones argileux et des roches carbonatées silteuses. Les roches carbonatées pures correspondent à une sédimentation d'un milieu d'avant-plage à un milieu subtidal et les unités argileuses, à une de plate-forme continentale distale en eau plus profonde (Barss et Montandon, 1981). Les fortes concentrations de matières carbonées dans les unités argileuses indiquent une sédimentation dans des conditions marines allant de la circulation restreinte à l'anoxie (Gibson, 1975), ce qui signifie que ces roches peuvent être des roches mères de pétrole.

Dans la région de Worsley (partie nord-ouest de l'Alberta), la «Dolomie de Worsley-Tangent», d'âge incertain, repose en discordance sur le sommet de la Formation de Charlie Lake (où les formations de Baldonnel et de Pardonet sont absentes) (fig. 9). À cause de l'absence de fossiles caractéristiques, l'unité pourrait être corrélée à la partie supérieure de la Formation de Bocock du Norien dans les Foothills à l'ouest. Les autres équivalents possibles sont notamment la partie supérieure de la Formation de Pardonet ou les roches carbonatées du Jurassique inférieur de la Formation de Fernie. Selon Moslow et Davies (1992), la zone de Worsley est latéralement équivalente à la partie supérieure de la Formation de Charlie Lake et est corrélatrice d'un faciès restreint de la Formation de Baldonnel.

Le contact du Trias avec les formations jurassiques sus-jacentes est discordant dans toute la région. Ce contact recoupe des strates triasiques progressivement plus anciennes vers l'est, jusqu'au delà de la bordure de la sous-discordance triasique, où les strates paléozoïques sont recouvertes en discordance par des unités jurassiques. La surface d'érosion subjurassique fusionne vers l'est et le nord avec la surface d'érosion subcrétacée, réduisant davantage les limites triasiques actuelles.

Roches mères

D'épaisses séquences de shale organique s'observent dans le biseau sédimentaire plongeant vers l'ouest. Les

études sur les roches mères menées par Creaney et Allan (1990) ainsi que Riediger et al. (1990) mettent l'accent sur le pétrole, mais leurs conclusions peuvent s'appliquer également au gaz naturel, comme le révèlent les informations résumées ci-dessous. Comme, en général, le pétrole et le gaz coexistent dans les gisements triasiques, les roches mères du pétrole et du gaz sont vraisemblablement les mêmes.

La roche mère la plus productive dans la région de la rivière de la Paix est la «zone phosphatée» à la base de la Formation de Doig, qui contient de 2 à 11 % de matières organiques (type II) à tendance pétrolifère. Le pétrole contenue dans les formations de Halfway, de Doig et de Charlie Lake indique une corrélation par biomarqueur avec cette zone. Le «Membre de Nordegg» du Jurassique inférieur est également une roche mère connue, selon des corrélations par biomarqueurs (Riediger et al., 1990). Les autres roches mères possibles sont notamment les shales de la partie supérieure de la Formation de Montney de même que les mudstones et les évaporites de la Formation de Charlie Lake. Les roches mères situées plus profondément dans la coupe pourraient être des shales riches en matière organique des formations carbonifères de Kiskatinaw, de Golata et de Debolt (Barclay, 1988) ainsi que des formations dévoniennes et carbonifères d'Exshaw et de Besa River.

La maturation organique augmente progressivement vers l'ouest pendant que s'accroît la profondeur d'enfouissement. Les gisements de gaz associé et non associé peuvent avoir été alimentés par des roches mères situées au-delà de l'enclave de pétrole, les hydrocarbures se déplaçant le long de vastes corridors de migration. Moslow et Davies (1992) traitent de l'importance de la réduction thermochimique du sulfate dans la formation de H_2S , l'une des composantes majeures de nombreux gisements dans des roches carbonatées. La réduction du sulfate en présence d'hydrocarbures en migration, dans des conditions de température élevée causées par un enfouissement en profondeur ou des anomalies thermiques d'origine structurale, permettrait la formation du H_2S . La proximité des anhydrites de la Formation de Charlie Lake (partie supérieure), source du sulfate, et un mécanisme d'approvisionnement en eau sont également des aspects importants de la réaction.

ROCHES RÉSERVOIRS ET MÉCANISMES DE PIÉGEAGE

Le style structural et le degré de déformation varient dans toute la région et les mécanismes de piégeage

stratigraphique ont en général une composante structurale. La déformation laramienne domine dans l'ouest, tandis que dans l'est, les strates triasiques sont modifiées par des mouvements verticaux de blocs (horst et graben) associés à l'arche et au rentrant de Peace River (voir O'Connell et Bell, 1990; fig. 11). La limite entre ces deux domaines structuraux est diffuse et une variété de mécanismes de piégeage concourent à la formation de pièges à la fois structuraux et stratigraphiques. Les zones gazéifères sont regroupées selon le mécanisme de piégeage principal (voir tableau 1).

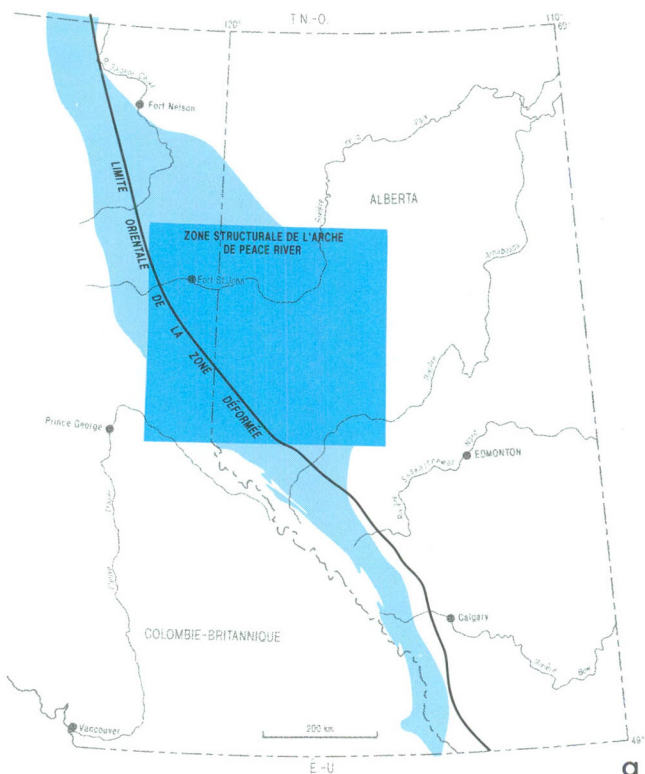
Pièges stratigraphiques

Pièges par terminaison en biseau de faciès

Les roches réservoirs triasiques sont en général des grès et des roches carbonatées variant d'un milieu de rivage à un milieu marin peu profond; elles sont limitées verticalement et latéralement par des évaporites de milieu marin à circulation restreinte ou des shales et des siltstones de milieu marin profond. À titre d'exemple, mentionnons les grès d'avant-plage, de barrière et de chenal tidal de la Formation de Halfway, limités par des mudstones extracôtiers ou des évaporites de sebkha. Les réservoirs carbonatés à stromatolites de la Formation de Charlie Lake, en particulier le Membre de Boundary, sont isolés par des anhydrites de sebkha et des couches rouges (Roy, 1972).

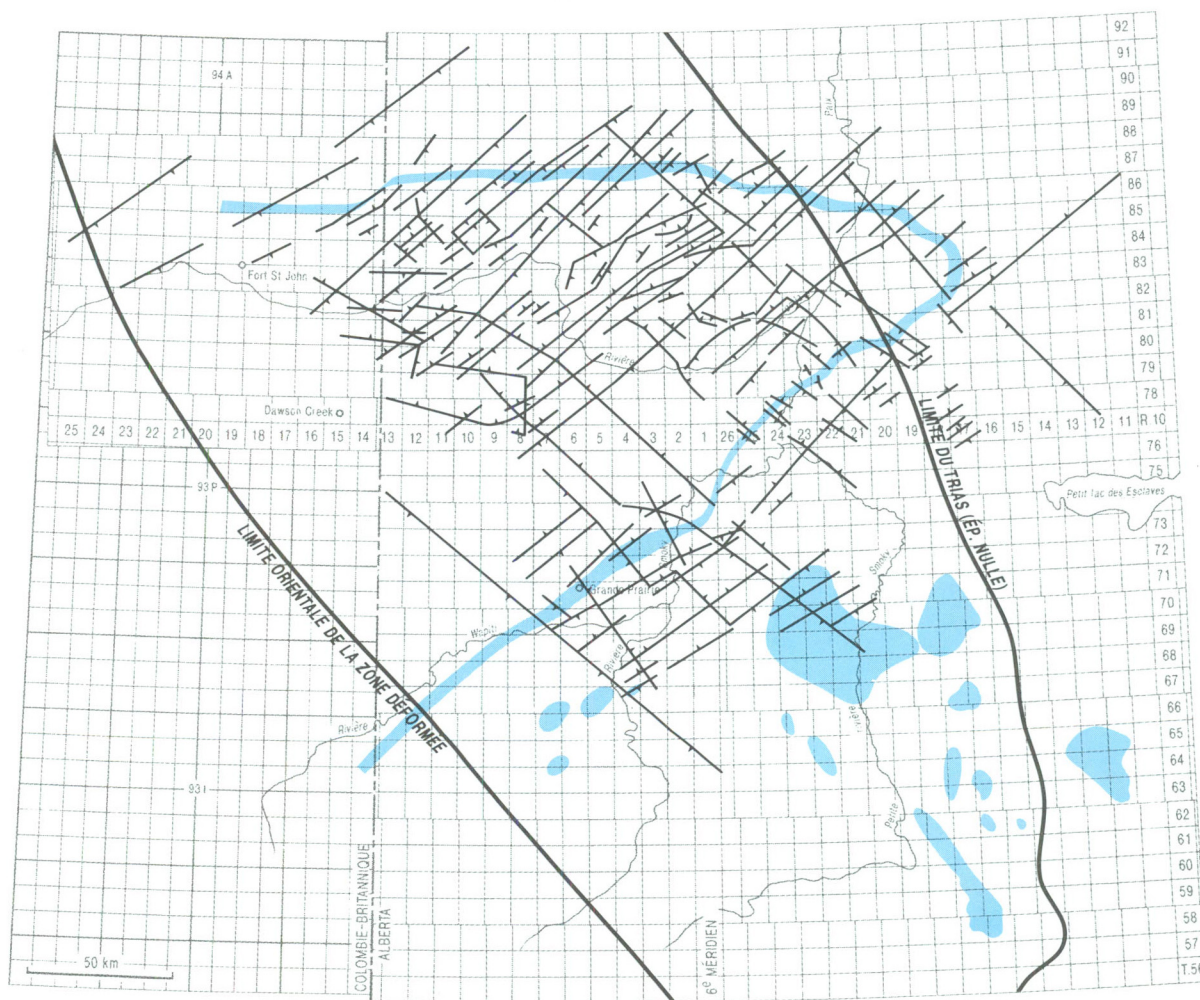
Pièges par discordance

Les pièges par discordance sont surtout observés au niveau de la discordance angulaire régionale qui tronque des unités triasiques de plus en plus vieilles d'ouest en est. Les unités du Jurassique inférieur reposent sur le sommet du Trias, sauf vers le nord où ce sont des roches sédimentaires crétacées qui recouvrent la discordance (Armitage, 1962; Barss et al., 1964). L'accroissement du lessivage et de la porosité des strates triasiques est également noté au niveau de la discordance régionale. Les gisements de pétrole et de gaz sont dans des calcaires dolomités et lessivés, au niveau des bordures de sous-discordance des formations de Baldonnel et de Charlie Lake. Campbell et al. (1989) décrivent une troncation par une érosion en amont-pendage des séquences de rivage des formations de Halfway et de Doig (phénomène d'érosion antérieur au dépôt de la Formation de Charlie Lake), créant une série de zones de sous-discordance de direction nord-ouest.



a

Figure 11. Cartes figurant a) la région couverte par la zone structurale de l'arche de Peace River et b) le secteur sous le contrôle structural de l'arche de Peace River (modifié d'après Barclay et al., comm. pers.).



b

Tableau 1

Liste et brève description des zones gazéifères triasiques

Nbre	Nom de la zone gazéifère	Description
1	Sous-discordance sud de Montney (Fir)	grès et lumachelles proches de la limite d'érosion; roches peut-être modifiées par le moulage de horsts liés à l'arche de Peace River ou de récifs dévoniens (par ex. Kaybob South)
2	Plate-forme continentale distale de Montney (Glacier) : zone sommairement explorée	lentilles de grès recouvertes de shales épais à distance de la limite d'érosion; pourraient mouler des structures plus profondes (par ex. Gordondale, Boundary)
3	Sous-discordance nord de Montney (Ring) : zone sommairement explorée	grès de rivage au niveau de la limite d'érosion; roches modifiées par une érosion antérieure au Crétacé et au Jurassique (par ex. Ring-Pedigree)
4	Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	grès et lumachelles de rivage; roches réservoirs modifiées par le moulage de blocs de horst de l'arche de Peace River ou des récifs dévoniens (par ex. Valhalla; Sinclair, Wembley)
5	Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	grès de rivage à distance du fort contrôle structural de l'arche de Peace River (par ex. Peejay, Milligan, Willow)
6	Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	grès de plate-forme continentale moulant des blocs de horst de l'arche de Peace River ou des récifs dévoniens (par ex. Monias, Wilder)
7	Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	grès de plate-forme continentale formant des roches réservoirs surimprimées par les structures laramiennes (plis ondulants) (par ex. Tommy, Cache Creek, Martin)
8	Clastites de Charlie Lake (Inga)	surtout grès de milieu marin peu profond modifiés par les structures laramiennes (plis ondulants) (par ex. Inga, Cache Creek, Silverberry)
9	Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	surtout grès moulant des blocs de horst de l'arche de Peace River ou des récifs dévoniens (par ex. Cecil, Siphon)
10	Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River	roches carbonatées algaires moulant des blocs de horst de l'arche de Peace River ou la topographie sous-jacente (par ex. Boundary Lake, Pouce Coupe)
11	Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	lumachelles et roches carbonatées algaires près de la limite d'érosion; surimpression par les structures laramiennes (plis ondulants) (par ex. Laprise, Nig)
12	Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River	lumachelles et roches carbonatées algaires moulant des blocs de horst de l'arche de Peace River (par ex. Boundary Lake, Braeburn)

Si des discordances importantes agissent comme des mécanismes de piégeage régionaux et locaux, des discordances plus petites à l'échelle des formations sont également à l'origine de pièges plus localisés. Des unités de la Formation de Charlie Lake sont modifiées par des discordances de ce type. Forbes et al. (1991) traitent du rôle de trois discordances au sein de la Formation de Charlie Lake aux champs de Manir, de Kakut, de Rycroft et de Cecil. Parmi les autres exemples, mentionnons la géométrie d'avant-butte du champ de Spirit River (Aukes et Webb, 1986) et l'isolement par érosion des réservoirs carbonatés algaires du Membre de Boundary (Roy, 1972).

Pièges structuraux

Deux groupes de pièges structuraux se différencient par leur géométrie, leur emplacement et la chronologie des phénomènes tectoniques modificateurs. Le premier groupe comprend des roches réservoirs modifiées par les structures paléozoïques liées à l'arche de Peace River, tandis que le second est composé de roches

réservoirs au plissement associé à l'orogénèse laramienne.

Les pièges par moulage structural découlent de structures paléozoïques secondaires formées dans un complexe de horsts et de grabens enracinés dans le socle précambrien. Les failles, normales et à angle élevé, découpent des blocs de horst et de graben d'au moins plusieurs kilomètres de superficie. Les failles présentent deux orientations orthogonales principales, soit NW-SE et NE-SW (Sikabonyi et Rodgers, 1959; Gibson et Barclay, 1989; Gibson et Edwards, 1990; O'Connell et al., 1990; Pruden et al., 1991). Le rejet vertical des failles est de l'ordre de plusieurs mètres ou moins, atteignant parfois 60 mètres en déplacement total, comme dans le cas de la faille de Boundary Lake, d'orientation NE-SW, qui recoupe plusieurs cantons de la C.-B.

Les structures laramiennes ont créé de vastes anticlinaux et plis faillés dans les Foothills, lesquels s'atténuent vers l'est dans la région des Plaines. Ce style de compression est important pour localiser les

hydrocarbures dans les pièges stratigraphiques par surimpression. Des pièges mixtes complexes se sont formés là où des roches réservoirs discontinues ne sont touchées qu'en partie par des plis laramiens (par ex. le champ pétrolifère d'Inga; Fitzgerald et Peterson, 1967).

La déformation structurale a pour autre effet d'accroître la qualité de réservoir des roches en créant un réseau de fractures ouvertes. L'action des fluides migrant à travers ces fractures peut créer une porosité vacuolaire dans les roches carbonatées sans porosité primaire marquée. Par conséquent, les roches réservoirs généralement non productives dans les régions non modifiées par le style structural voient leur productivité potentielle s'accroître. En plus des conduits créés par les fractures ouvertes, les forces de compression peuvent modifier les anciennes structures et favoriser la fermeture des pièges stratigraphiques préexistants dans les grès (Pruden et al., 1991). Le champ de Monias est un exemple de ce type de piège.

À une échelle régionale, l'empilement des nappes de chevauchement dans les Foothills et les Rocheuses a provoqué l'affaissement du biseau sédimentaire, ce qui fait qu'il est maintenant plus incliné vers l'est; il en découle la maturation des couches mères et une éventuelle migration du pétrole et du gaz vers l'est, en amont-pendage.

ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES : DÉFINITION GÉOLOGIQUE ET ÉVALUATION DES RESSOURCES

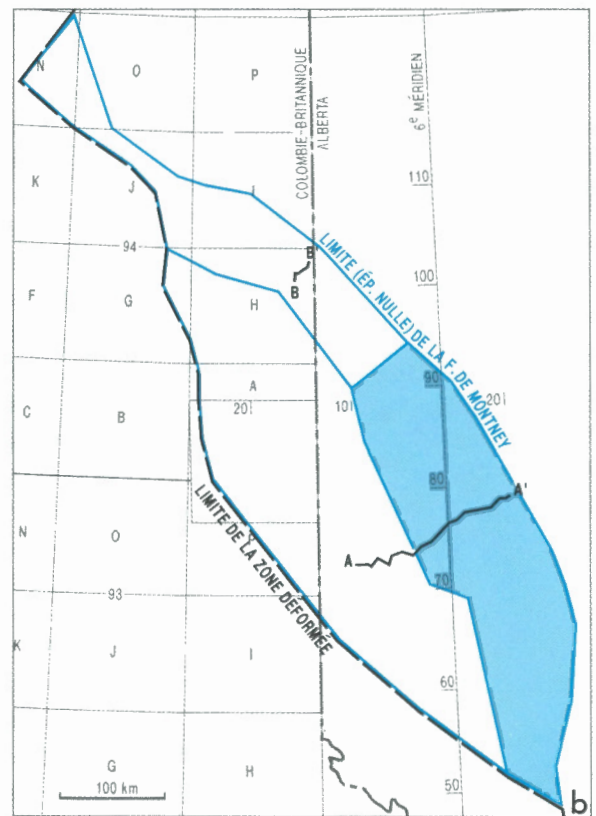
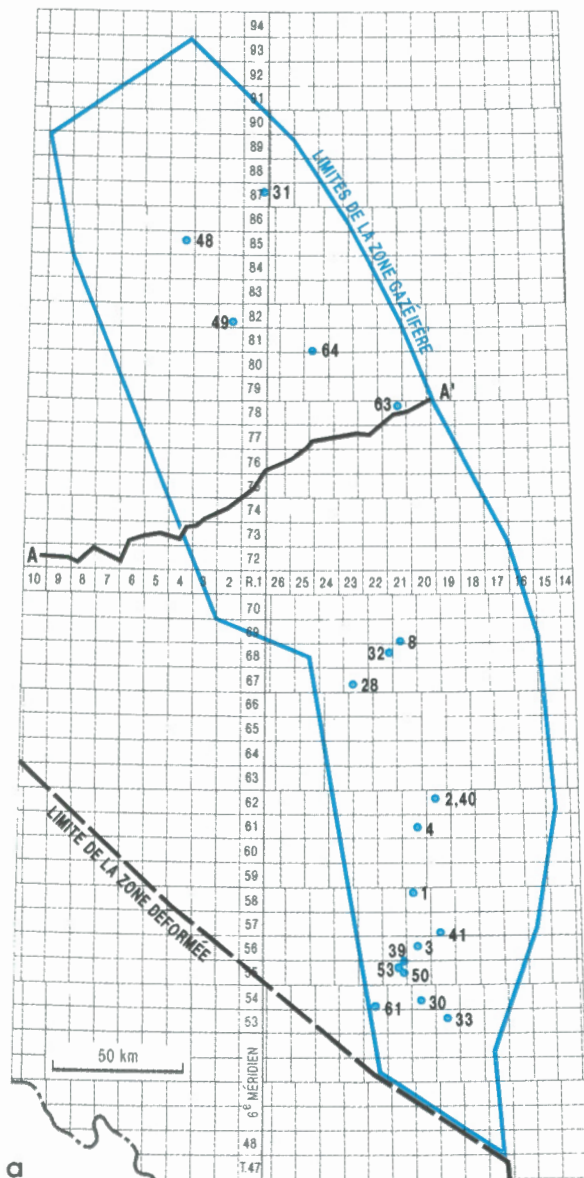
La combinaison de la troncation régionale de la succession triasique en amont-pendage, de ses variations de faciès internes et de son évolution structurale complexe offre de nombreuses possibilités de piégeage du gaz en migration à partir des parties profondes du bassin. Dans les formations de Montney, de Halfway, de Doig, de Charlie Lake, de Baldonnel et de Pardonet (tableau 1), on a dénombré au total 10 zones prouvées bien explorées et 2 zones prouvées sommairement explorées. Toutes les zones gazéifères sont stratigraphiques, mais présente une surimpression structurale plus ou moins importante, due soit à l'orogénèse laramienne ou au morcellement par failles de l'arche et du rentrant de Peace River. Les zones gazéifères sont désignées par un nom de formation, un type de piège et un gisement important ou caractéristique. Chaque type de zone est décrit selon les points suivants, dans l'ordre de leur énumération : définition, géologie, historique de l'exploration et potentiel (prévu).

Zones gazifères associées à la Formation de Montney

1. Sous-discordance sud de Montney (Fir)

Définition de la zone gazifère. Cette zone inclut tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt liés à des pièges stratigraphiques formés dans les réservoirs de grès et de lumachelles de la Formation de Montney. Le gaz est piégé selon les mécanismes suivants : 1) tronctions par érosion à la bordure orientale de

sous-discordance, 2) moulage structural des éléments paléozoïques sous-jacents, 3) terminaisons en biseau de faciès et 4) combinaisons des trois mécanismes précédents. La zone gazifère consiste en une bande mesurant jusqu'à 130 km de largeur; ses frontières sont les suivantes : à l'est, la limite d'érosion de la Formation de Montney; à l'ouest et au sud, la limite de dépôt des grès réservoirs; au nord-ouest, la limite septentrionale d'observation d'éléments structuraux associés à l'arche de Peace River (fig. 12). La zone gazifère sommairement explorée de la sous-



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | |
|------------------------------------|--------------------------------------|
| 1 - FIR, TRIAS C | 39 - PLANTE, SYSTÈME TRIASIQUE |
| 2 - KAYBOB SOUTH, TRIAS A | 40 - KAYBOB SOUTH, TRIAS A |
| 3 - OLDMAN, SYSTÈME TRIASIQUE | 41 - FIR, SYSTÈME TRIASIQUE |
| 4 - KAYBOB SOUTH, TRIAS B | 48 - JACK, MONTNEY |
| 8 - STURGEON LAKE SOUTH, TRIAS A | 49 - WHITELAW, TRIAS A |
| 28 - ANTE CREEK NORTH, TRIAS A | 50 - PLANTE, MONTNEY |
| 30 - SUNDANCE, TRIAS A | 53 - PLANTE, SYSTÈME TRIASIQUE |
| 31 - DIXONVILLE, SYSTÈME TRIASIQUE | 61 - OBED, MONTNEY |
| 32 - STURGEON LAKE SOUTH, TRIAS B | 63 - NORMANDVILLE, SYSTÈME TRIASIQUE |
| 33 - ANSELL, TRIAS A | 64 - TANGENT, TRIAS D |

Figure 12. a) Carte de la zone gazifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 2 pour les volumes de ces gisements et à la figure 13 pour la coupe A-A'. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazifères associées à la Formation de Montney.

discordance nord de Montney (Ring) constitue le prolongement vers le nord de la présente zone; elle est caractérisée par un mécanisme de piégeage diagénétique et hydrodynamique au contrôle structural moins important.

Géologie. Les roches réservoirs sont représentées par plusieurs unités de grès et de dolomie bioclastique de la Formation de Montney, témoignant des phénomènes de progradation de sédiments d'avant-plage; ces unités sont interstratifiées avec des roches sédimentaires de plate-forme continentale distale à proximale (fig. 13). Il y a d'autres roches réservoirs mais moins productives; ce sont des grès quartzo-silteux (grain très fin à fin) à ciment de carbonates (Metherell, 1966; Miall, 1976).

La troncation par érosion est un mécanisme de piégeage courant là où la surface de discordance postérieure au Trias recoupe progressivement des unités triasiques plus anciennes vers l'est. L'accroissement de la porosité par lessivage des grains solubles au niveau de la surface d'érosion ou près de cette surface est possible n'importe où le long de la sous-discordance. Les variations locales de faciès influent sur la porosité primaire. La présence de fractures a

aussi des répercussions importantes sur la répartition et la qualité des réservoirs. Le moulage des récifs enfouis de Leduc par le faciès réservoir de la Formation de Montney et la compaction différentielle sont les mécanismes de piégeage des hydrocarbures du gisement de Sturgeon Lake South. Les pièges par terminaison en biseau de faciès sont causés par le passage latéral de faciès réservoirs de grès et de lumachelles à des siltstones et des shales. Les roches barrières latérales et sommitales ainsi que les roches mères sont probablement les intercalations de shale et de siltstone dans la Formation de Montney, de même que les shales de la Formation de Fernie sus-jacente (Jurassique).

Historique de l'exploration. Dans cette zone gazéifère, les premières découvertes ont été faites en 1951 à Whitelaw et Tangent. Le gisement de Sturgeon Lake South a été découvert en 1956 lors d'essais réalisés dans la Formation de Montney considérée comme un intervalle productif secondaire; il s'agissait d'un puits de mise en valeur foré dans le récif dévonien de Leduc (*Shell Oil Company*, 1956; Sproule et Boggs, 1956). Le premier gisement de Kaybob South de la Formation de Montney a été découvert en 1962, encore une fois après la découverte d'hydrocarbures dans une zone plus profonde. Durant les années soixante-dix, de nom-

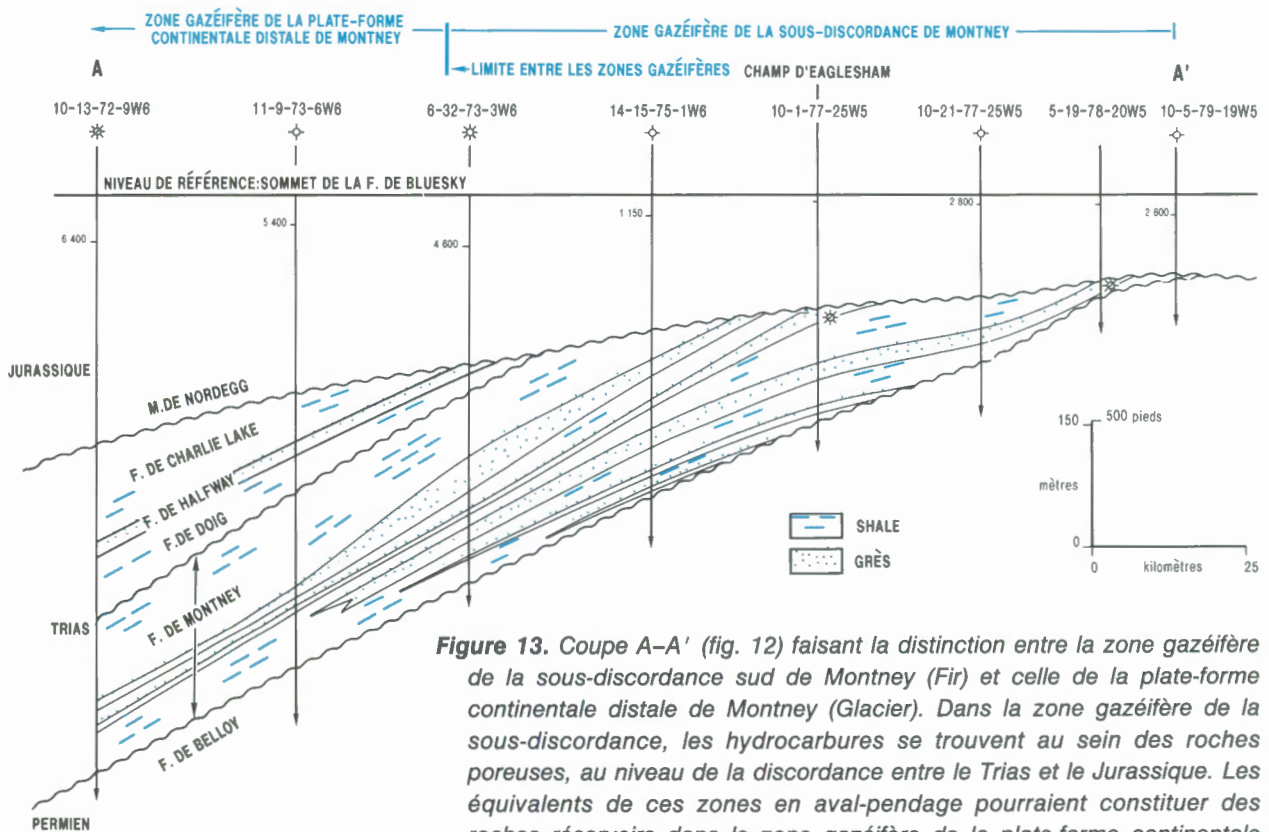


Figure 13. Coupe A-A' (fig. 12) faisant la distinction entre la zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir) et celle de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier). Dans la zone gazéifère de la sous-discordance, les hydrocarbures se trouvent au sein des roches poreuses, au niveau de la discordance entre le Trias et le Jurassique. Les équivalents de ces zones en aval-pendage pourraient constituer des roches réservoirs dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe.

breux gisements ont été découverts, notamment ceux de Fir en 1971 et d'Oldman en 1977. Les travaux d'exploration qui ont suivi ont mené à la découverte de nombreux petits gisements associés à d'autres secteurs cibles primaires. La présente zone gazéifère contient 73 gisements correspondant à un volume total en place de $25\,876 \times 10^6 \text{ m}^3$. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 4 m et de 15 % respectivement (tableau 2). Même si les roches réservoirs de la Formation de Montney peuvent produire des quantités abondantes de gaz, les travaux d'exploration ont été freinés tant par l'épaisseur limitée et la répartition variable des réservoirs, que par la faible résolution sismique lors des levés.

Potentiel de la zone gazéifère. Le volume initial en place (potentiel) de cette zone gazéifère est de $23\,258 \times 10^6 \text{ m}^3$, volume que l'on s'attend à découvrir dans 427 gisements de 180 à $1\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 14). On prévoit que les gisements seront dans des pièges locaux par terminaison en biseau de faciès ou au niveau de la limite d'érosion. Les travaux d'exploration peuvent être facilités par l'étude détaillée des réseaux de failles et de fractures liés à la diagenèse et à la migration des hydrocarbures. Il existe un potentiel de découverte de gisements dans la partie nord-est peu forée de la zone gazéifère, près de la sous-discordance.

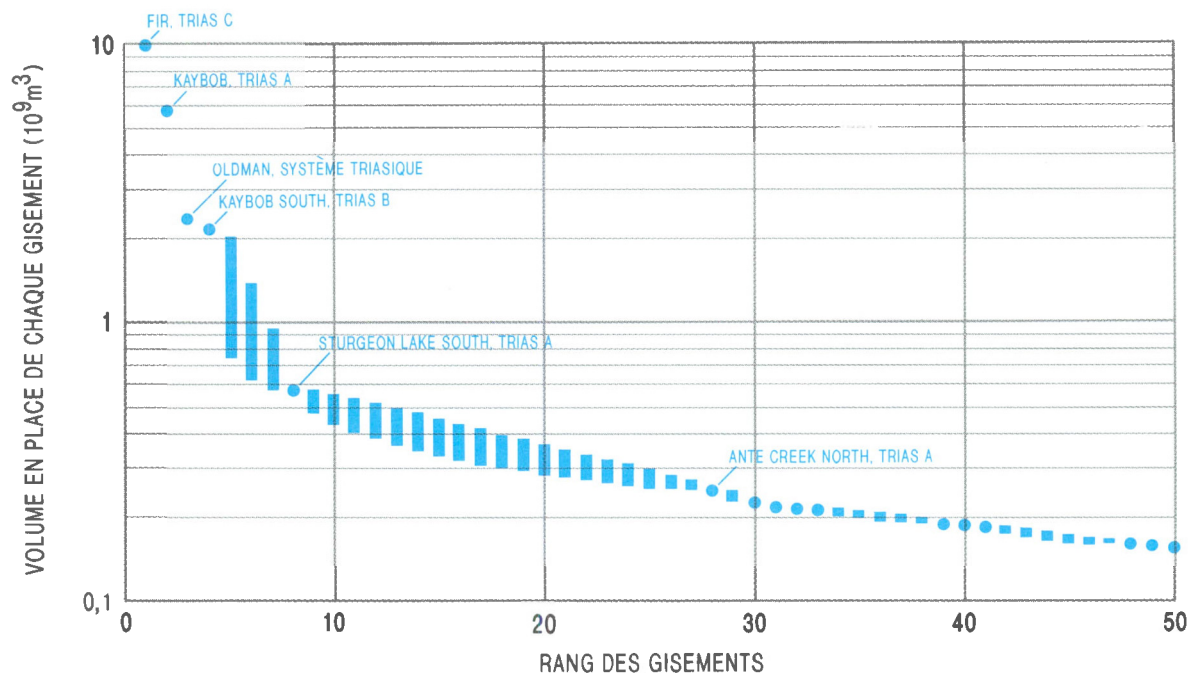


Figure 14. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir). Six grands gisements découverts sont indiqués (points), les barres représentant l'intervalle de volume des gisements non découverts, jusqu'au 50^e. Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 13; pour les paramètres des gisements, au tableau 2.

Tableau 2

**Zone gazéifère de la sous-discordance sud de Montney (Fir)
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

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

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Fir, Trias C	NA	9 974	71/12/12	2,3	22 527	2 661	0,80	0,10	0,20
2	Kaybob South, Trias A	A + C	5 552	62/12/06	*	*	2 055	0,53	*	*
3	Oldman, système triasique	NA	2 361	77/05/15	3,8	2 473	2 897	0,80	0,15	0,15
4	Kaybob South, Trias B	NA	2 206	75/12/28	3,5	1 721	2 377	0,80	0,11	0,25
8	Sturgeon Lake South, Trias A	A + C	578	56/11/22	1,8	335	1 498	0,75	0,15	0,35
28	Ante Creek North, Trias A	NA	252	54/07/29	3,6	505	1 868	0,90	0,11	0,30
30	Sundance, Trias A	NA	229	74/06/04	1,6	718	3 230	0,75	0,08	0,25
31	Dixonville, système triasique	NA	219	58/11/20	5,2	440	841	0,80	0,20	0,30
32	Sturgeon Lake South, Trias B	A + C	217	56/02/18	1,4	607	1 539	0,75	0,14	0,45
33	Ansell, Trias A	NA	217	77/11/10	3,7	400	3 077	0,75	0,09	0,20
39	Plante, système triasique	NA	188	76/12/30	3,7	200	2 981	0,80	0,15	0,40
40	Kaybob South, Trias A	A	187	62/12/06	1,8	782	2 091	0,75	0,10	0,25
41	Fir, système triasique	NA	186	78/03/10	3,3	400	2 632	0,75	0,09	0,30
48	Jack, Montney	NA	161	78/05/28	1,9	1 095	1 096	0,70	0,16	0,40
49	Whitelaw, Trias A	NA	159	51/03/26	4,9	200	1 009	0,90	0,21	0,30
50	Plante, Montney	NA	156	80/12/11	5,2	200	3 002	0,75	0,09	0,15
53	Plante, système triasique	NA	148	66/02/12	2,8	128	2 914	0,80	0,20	0,25
61	Obed, Montney	NA	130	81/05/20	4,1	200	3 535	0,75	0,11	0,40
63	Normandville, système triasique	NA	127	81/05/21	9,0	200	910	0,75	0,13	0,30
64	Tangent, Trias D	NA	125	51/08/02	1,5	200	868	0,75	0,23	0,25
Volume initial en place (découvert) : total			25 876							
Volume initial en place (potentiel) : total			23 258							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			47							
Gisements découverts : total			73							
Population de gisements : total			500							

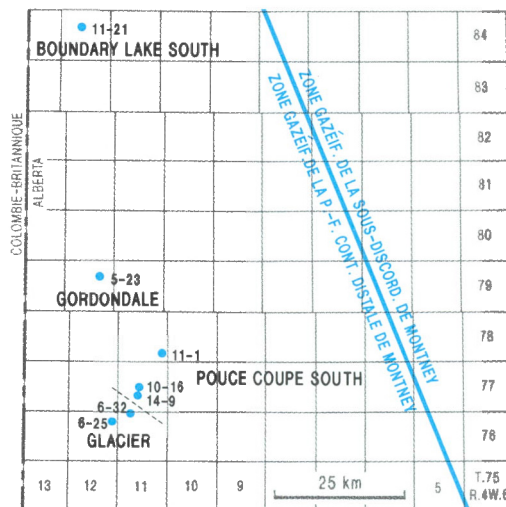
*valeurs inexistantes dans la base de données

2. Plate-forme continentale distale de Montney (Glacier) : sommairement explorée

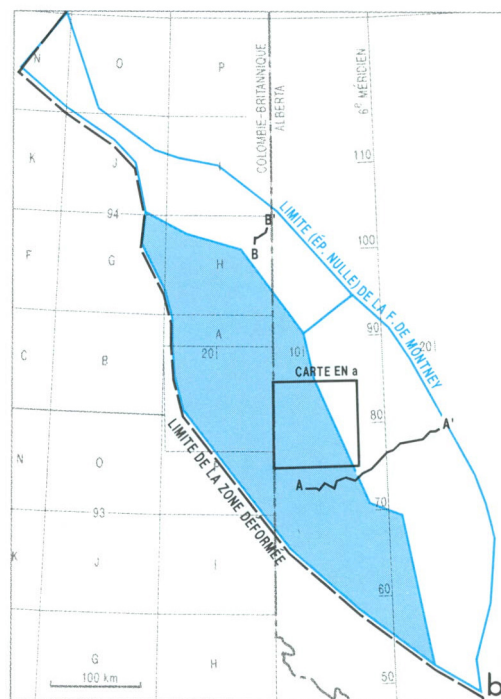
Définition de la zone gazéifère. Cette zone sommairement explorée contient des grès réservoirs sur lesquels repose une épaisse séquence de shale et de siltstone observée dans la partie inférieure de la Formation de Montney, à l'ouest de la bordure principale de sous-discordance. Ces grès à grain fin pourraient constituer le témoignage de turbidites ou de sédiments de déflation transgressifs déposés dans un milieu de plate-forme distale (fig. 15 et 16). Sept gisements de gaz contenant un volume initial en place de $713 \times 10^6 \text{ m}^3$ sont disposés selon une direction générale nord-ouest allant des gisements de Glacier et de Pouce Coupe, en passant par celui de Gordondale, pour aboutir au gisement de Boundary Lake. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 4 m et de 9 % respectivement.

Potentiel de la zone gazéifère. Étant donné que la précédente stratégie de forage a favorisé l'exploration de cibles triasiques moins profondes, cette zone sommairement explorée pourrait offrir un potentiel significatif. Les forages récents montrent l'importance de cette zone en devenir. Une estimation de son potentiel prévu indique un volume de $12\,191 \times 10^6 \text{ m}^3$, valeur calculée sur considération de toutes les zones triasiques dans un modèle de processus de découverte (abordé plus loin).

Figure 15. Cartes de la zone gazéifère sommairement explorée de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier). **a)** Emplacement des puits de découverte des sept gisements connus. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Montney.



a



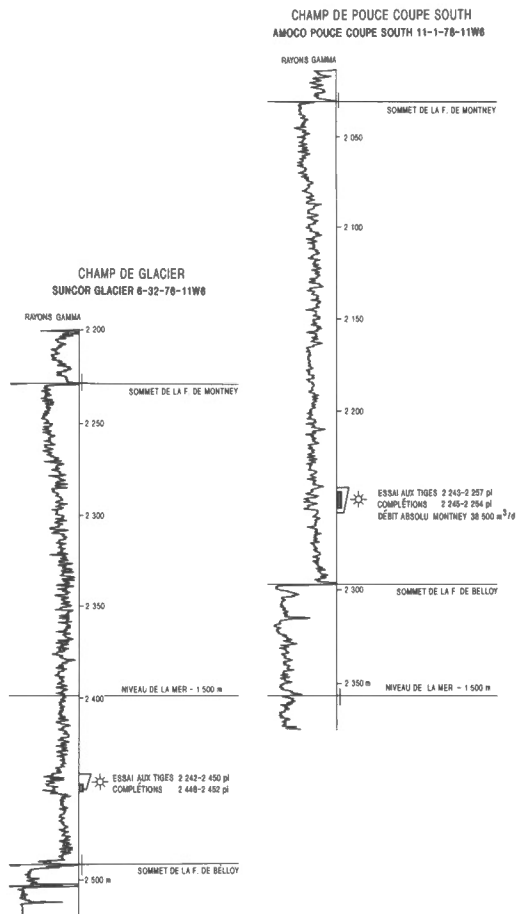


Figure 16. Exemples de diagraphies montrant des zones productives dans la partie inférieure de la Formation de Montney, à l'emplacement de deux puits de la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier). Se reporter à la figure 15 pour l'emplacement des puits.

3. Sous-discordance nord de Montney (Ring) : sommairement explorée

Définition de la zone gazéifère. La présente zone n'a pas été beaucoup explorée étant donné qu'un seul gisement y a été découvert (fig. 17). Bien qu'elle ait des caractéristiques semblables à celles de la zone de la sous-discordance sud de Montney (Fir), elle se distingue par son mécanisme de piégeage qui met en jeu un réservoir sous-pressurisé dans des conditions hydrodynamiques inhabituelles (N.R. Wemyss, comm. pers., 1992). Même si les structures paléozoïques sous-jacentes et les effets structuraux synsédimentaires

jouent réellement un rôle sur la répartition locale des hydrocarbures au sein du gisement, on ne peut pas parler d'un piège structural. L'élément clé est la formation de grès réservoirs de qualité par lessivage des grains de dolomie détritique de grès à granulométrie très fine, leur conférant une excellente porosité secondaire (Sturrock et Dawson, 1991; fig. 18). Cette dissolution est probablement associée à la proximité de la surface de discordance précrétacée.

Historique de l'exploration. C'est en 1978 qu'a été foré le premier puits complété dans la présente zone gazéifère (gisement de Ring) (Sturrock et Dawson,

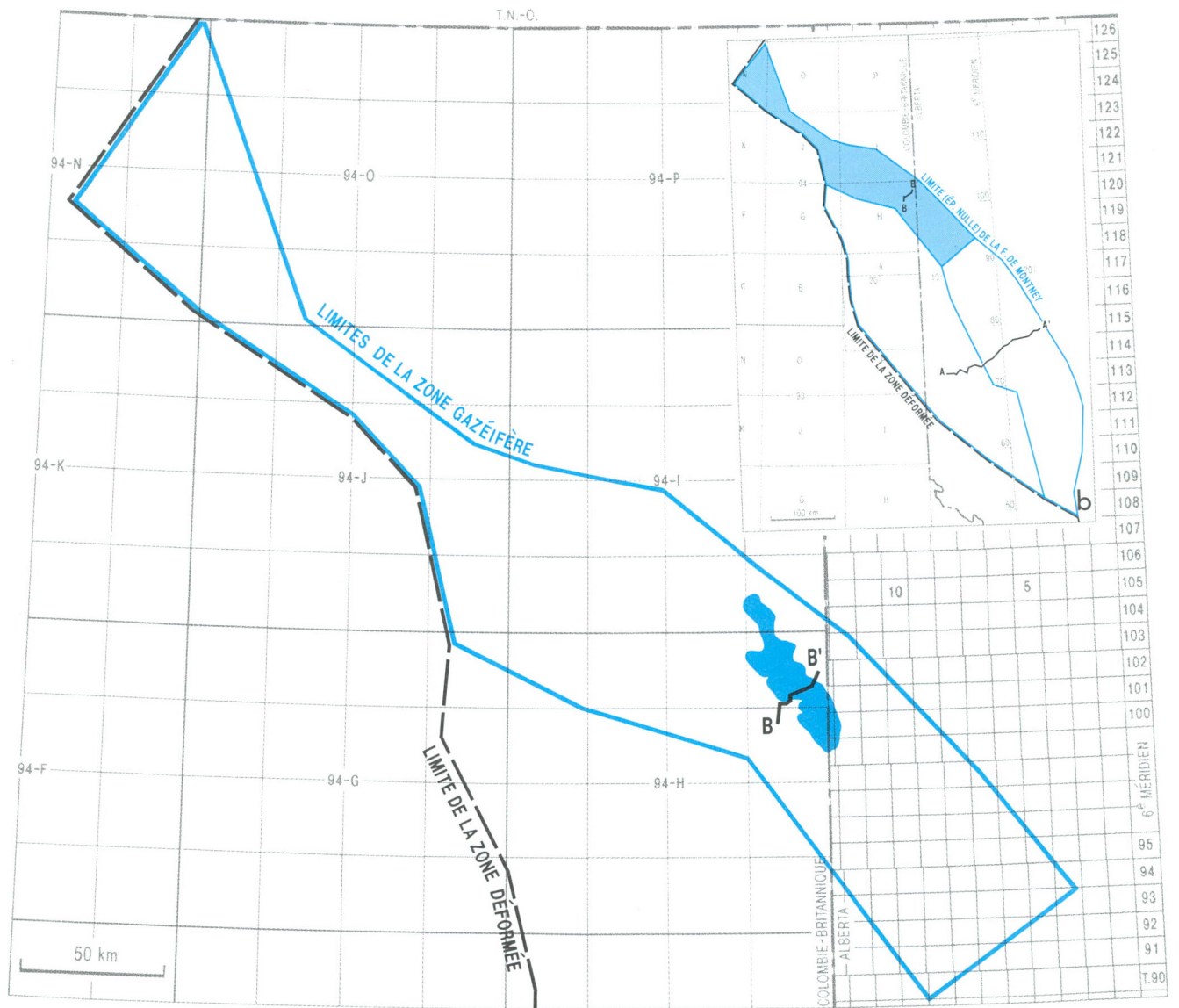


Figure 17. Cartes de la zone gazéifère sommairement explorée de la sous-discordance nord de Montney (Ring). a) Emplacement du champ de Ring-Pedigree (Border) et tracé de la coupe B-B'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Montney. Se reporter à la figure 18 pour la coupe B-B'.

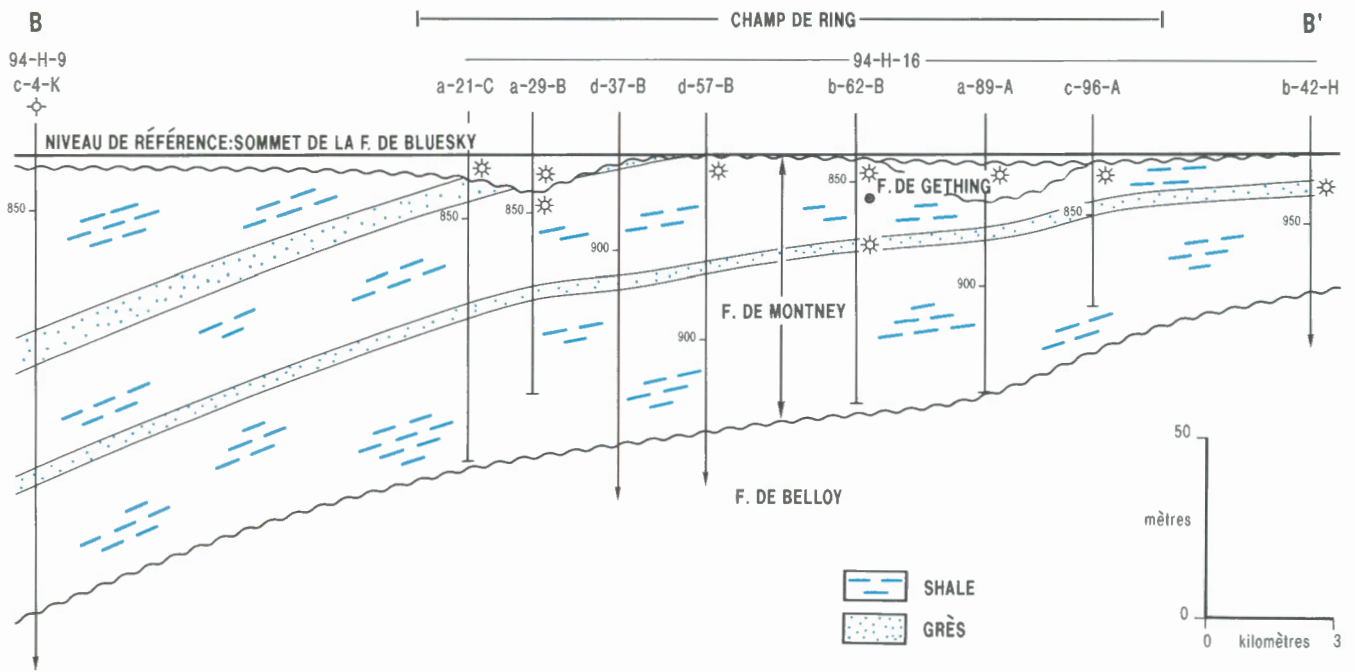


Figure 18. Coupe B-B' (fig. 17) montrant les zones productives au niveau de la sous-discordance dans le champ de Ring-Pedigree (Border).

1991). Le gouvernement de la Colombie-Britannique a officiellement inscrit cette découverte au début de 1980. Cependant, comme ce gisement était éloigné des secteurs explorés et des réseaux collecteurs, ce n'est pas avant 1989 qu'un vaste programme de forage a pu confirmer son important volume. Les estimations du volume en place, selon le gouvernement de la Colombie-Britannique, sont de $20\,409 \times 10^6 \text{ m}^3$, dont environ 85 % ($17\,348 \times 10^6 \text{ m}^3$) ont été attribués à la Formation de Montney; les 15 % restants l'ont été aux formations crétacées immédiatement sus-jacentes de Bluesky et de Gething. Sur le côté est de la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, la partie des réserves attribuées au gisement de Pedigree s'élève, selon les estimations, à $5\,645 \times 10^6 \text{ m}^3$; le volume en place total découvert atteint donc $22\,993 \times 10^6 \text{ m}^3$ pour les gisements de Ring et de Pedigree. La porosité moyenne se chiffre à 14 %, l'intervalle productif net atteint généralement 10 m d'épaisseur et la superficie est d'environ 50 000 ha (Sturrock et Dawson, 1991).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu de cette zone gazéifère sommairement explorée est de $15\,971 \times 10^6 \text{ m}^3$, selon les calculs utilisant toutes les zones triasiques dans un modèle de processus de découverte (abordé plus loin). La zone gazéifère pourrait présenter un certain potentiel vers le nord-ouest, mais elle pourrait être limitée par un changement de lithologie, marqué par le passage à des roches à grain plus fin contenant moins de dolomie détritique. Il existe un secteur mal exploré qui pourrait contenir du gaz piège dans d'autres faciès poreux de la Formation de Montney; il se trouve à la limite nord du Trias, dans la région de la rivière Liard (partie nord de la Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest). Au sud-est, la zone gazéifère peut également présenter un certain potentiel dans les régions où il n'y a pas eu de forage, mais la discordance subcrétacée recoupe la roche réservoir laissant une section plus mince et plus proche d'un niveau hydrostatique interprété.

Zones gazifères associées aux formations de Halfway et de Doig

4. Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River

Définition de la zone gazifère. Cette zone comprend tous les gisements de gaz et les sites d'intérêts liés à des pièges par variation de faciès formés dans des grès et des lumachelles littorales des formations de Halfway et de Doig. Même si cette zone est surtout stratigraphique, elle est en grande partie modifiée par une perturbation structurale intermittente associée à l'arche et au rentrant de Peace River. Les frontières de la zone gazifère sont les suivantes : à l'est, ce sont les limites d'érosion des formations de Halfway et de Doig; à l'ouest, un passage vers l'ouest de massifs sableux isolés (de rivage et d'avant-plage) à de vastes unités continues de grès de plate-forme continentale; au nord et au sud, la limite d'observation des effets tectoniques de l'arche de Peace River, établie par O'Connell et al. (1990). La présente zone gazifère contient également des gisements de gaz dans des pièges hydrodynamiques inhabituels, dans la région du «Deep Basin» (fig. 19).

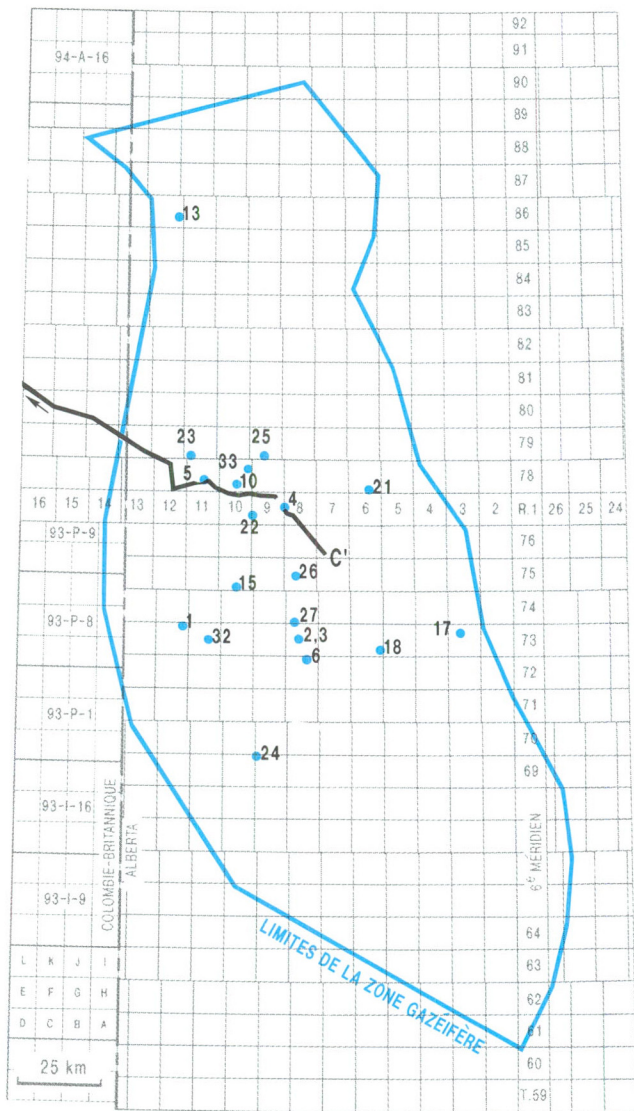
Géologie. Les formations de Halfway et de Doig s'étendent sur une large zone arquée et consistent en une séquence de clastites, d'évaporites et de roches carbonatées interstratifiées, qui s'épaississent vers le sud-ouest et ont un pendage dans la même direction (fig. 20). Ces strates ont sédimenté dans divers milieux, dont les suivants : plate-forme continentale proximale, avant-plage, île barrière et sebkha (Halton, 1981; Barclay et Leckie, 1986; Moslow et Davies, 1992; Willis, 1992). Plusieurs lignes de côte en échelon de direction nord-ouest, sites de champs de pétrole et de gaz, sont attribués à des épisodes de progradation. L'isolement de certains de ces massifs sableux relèverait de phénomènes d'érosion épisodiques (Campbell et al., 1989).

Des grès de barre et des grès lumachelliques de crête de tempête ont également sédimenté et forment une ceinture parallèle à la ligne de côte de Halfway. Les grès de barre sont composés de grains de quartz fins, bien triés et subarrondis; ils ont une bonne porosité intergranulaire. Le faciès à lumachelles consiste en un

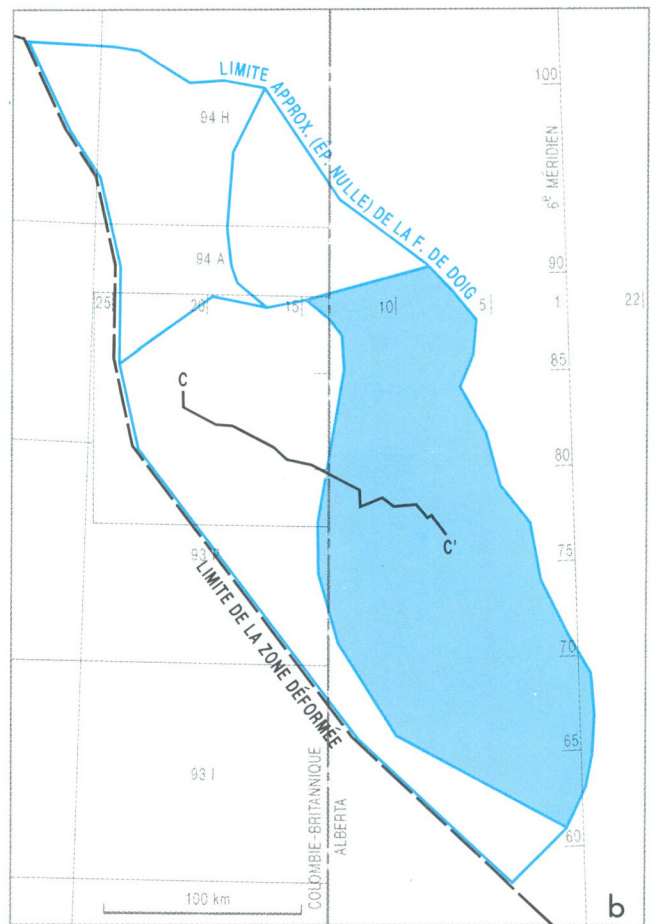
mélange de sable et de dolomie contenant de nombreuses empreintes de fossiles dissous. Certaines accumulations de lumachelles occupent d'anciens chenaux tidaux qui recourent les barres et sont orientés perpendiculairement au rivage. Certains grès de Doig anormalement épais ont pu être formés par des mouvements de masse en provenance de l'avant-plage, qui se sont produits dans les environs de la marge de la plate-forme continentale (Wittenberg, 1992; Wittenberg et Moslow, 1992b).

Historique de l'exploration. L'exploration visant à identifier des réservoirs dans la Formation de Halfway a débouché sur la découverte d'un gisement de gaz à Teepee Creek en 1972. Depuis cette date, on y a découvert de façon relativement continue du gaz et du pétrole associés à de nombreux gisements très productifs. Cette zone gazifère, considérée bien explorée mais faisant encore l'objet de travaux de mise en valeur, présente une densité de puits moyenne. Les techniques d'exploration reposent sur une cartographie géologique détaillée, conjuguée à des levés sismiques ayant pour but d'établir la stratigraphie et la cartographie des structures associées à l'arche de Peace River. Le volume total en place des 143 gisements découverts s'élève à $66\,600 \times 10^6 \text{ m}^3$. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 5 m et de 10 % respectivement (tableau 3).

Potentiel de la zone gazifère. Le potentiel prévu de cette zone gazifère est un volume initial en place de $27\,036 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient se répartir dans 217 gisements non découverts (fig. 21). Ce sont les régions où les puits sont épars, en particulier au nord et au sud de la concentration de gisements découverts, qui présentent le potentiel le plus élevé. Les cibles visés sont notamment des barres et des vagues de sable parallèles au littoral (grès), des flèches de lagune, des passes, des chenaux et des deltas de marée, de même que des milieux de sebkha (roches carbonatées algaires). D'autres pièges pourraient également être identifiés le long de la limite d'érosion (par ex. Teepee Creek, canton 73, rang 3, W6M). Les facteurs limitatifs sont la grande profondeur de la zone gazifère dans la partie sud et la nature discontinue des roches réservoirs.



a



b

LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | |
|-----------------------------------|--------------------------------|
| 1 - SINCLAIR, DOIG A | 18 - GRANDE PRAIRIE, HALFWAY A |
| 2 - WEMBLEY, HALFWAY B | 21 - SPIRIT RIVER, HALFWAY |
| 3 - VALHALLA, HALFWAY B | 22 - PROGRESS, HALFWAY B |
| 4 - PROGRESS, HALFWAY A | 23 - GORDONDALE, DOIG A |
| 5 - POUCE COUPE SOUTH, DOIG B | 24 - ELMWORTH, HALFWAY A |
| 6 - WEMBLEY, DOIG E | 25 - PROGRESS, HALFWAY P |
| 10 - PROGRESS, DOIG C | 26 - VALHALLA, HALFWAY C |
| 13 - BOUNDARY LAKE SOUTH, TRIAS G | 27 - VALHALLA, DOIG D |
| 15 - VALHALLA, HALFWAY A | 32 - KNOPCIK, DOIG B |
| 17 - TEEPEE, DOIG A | 33 - PROGRESS, HALFWAY |

Figure 19. a) Carte de la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 3 pour les volumes de ces gisements et à la figure 20 pour la coupe C-C'. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig.

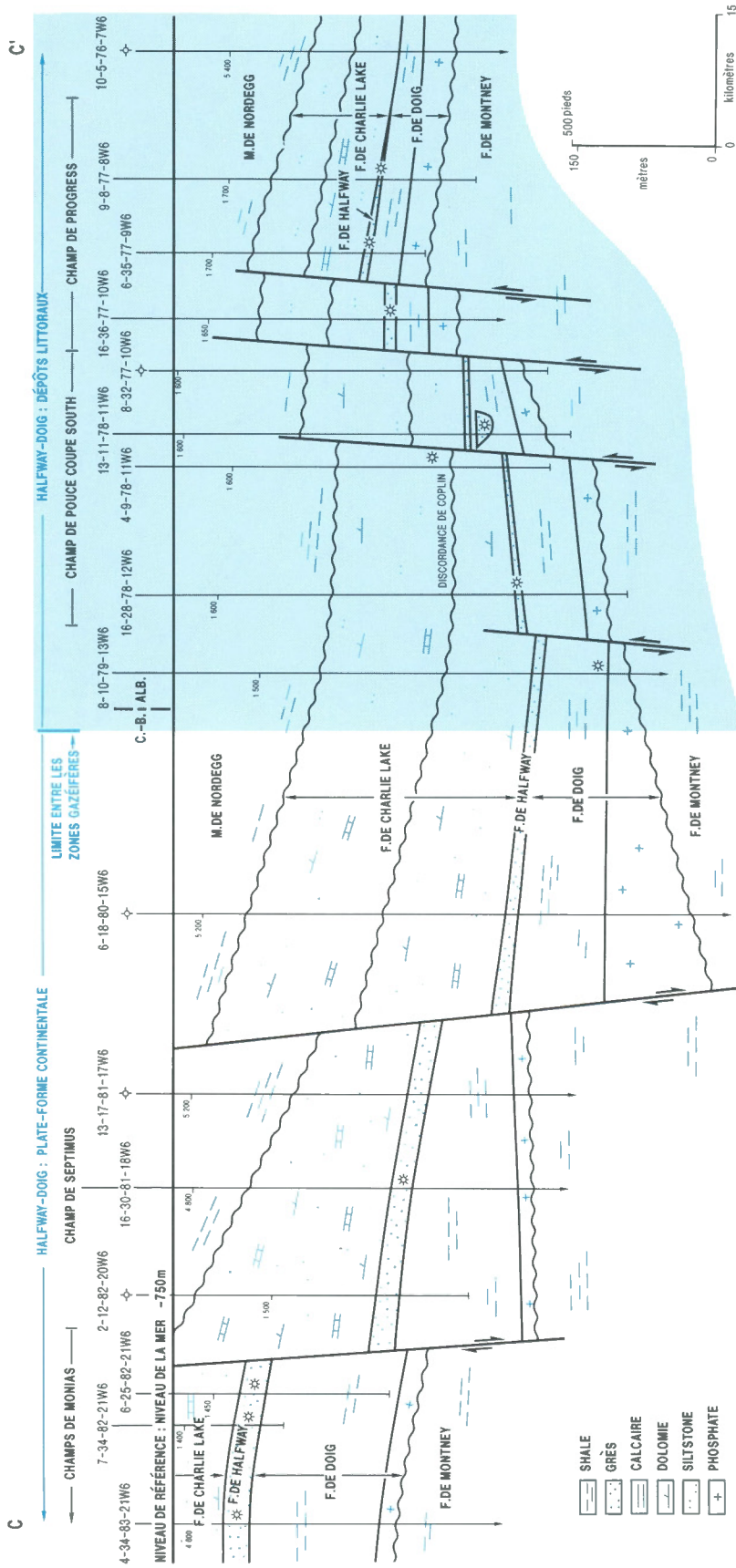


Figure 20. Coupe structurale C-C' (fig. 19) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) et celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) (trame en pointillé); il en ressort le contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway-Doig. La zone gazéifère des dépôts littoraux se distingue par la présence de grès relativement minces et discontinus. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 19).

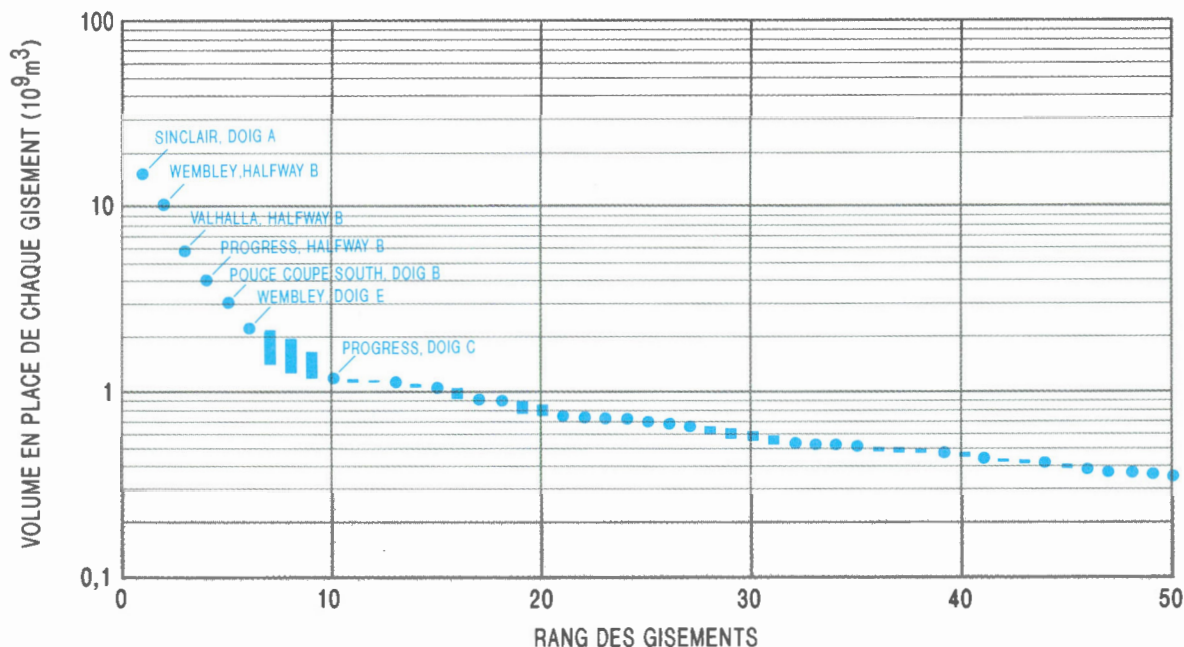


Figure 21. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 19; pour les paramètres des gisements, au tableau 3.

Tableau 3

**Zone gazifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

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

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁹ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Sinclair, Doig A	NA	14 815	77/06/24	11,7	7 758	2 513	0,75	0,09	0,15
2	Wembley, Halfway B	C + A	10 302	78/10/09	*	*	2 128	0,65	*	*
3	Valhalla, Halfway B	A	5 885	78/10/09	3,8	5 983	2 024	*	0,14	0,15
4	Progress, Halfway A	NA	3 987	75/12/30	6,2	4 160	1 867	0,85	0,12	0,25
5	Pouce Coupe South, Doig B	NA	2 973	77/07/29	8,2	2 768	1 912	0,80	0,10	0,20
6	Wembley, Doig E	C + A	2 147	80/09/30	*	*	2 162	0,65	*	*
10	Progress, Doig C	NA	1 154	81/07/02	4,1	1 751	1 848	0,80	0,11	0,15
13	Boundary Lake South, Trias G	NA	1 104	67/01/28	3,1	2 052	1 308	0,80	0,15	0,30
15	Valhalla, Halfway A	NA	1 028	73/06/25	4,5	1 934	2 142	0,75	0,09	0,30
17	Teepee, Doig A	NA	891	72/08/22	3,2	1 568	1 565	0,70	0,13	0,20
18	Grande Prairie, Halfway A	C + A	886	79/03/19	*	*	1 906	0,23	*	*
21	Spirit River, Charlie Lake K	C	719	83/08/07	*	*	1 429	0,36	*	*
22	Progress, Halfway B	C	707	76/12/10	*	*	1 909	0,65	*	*
23	Gordondale, Doig A	NA	704	80/05/27	4,9	1 340	1 751	0,85	0,08	0,20
24	Elmworth, Halfway A	NA	693	78/08/21	4,7	1 058	2 642	0,70	0,08	0,30
25	Progress, Halfway P	A	667	87/09/13	4,9	574	1 653	0,90	0,17	0,15
26	Valhalla, Halfway C	C + A	648	86/09/22	*	*	1 954	0,65	*	*
27	Valhalla, Doig D	C + A	632	88/10/07	10,2	200	2 014	0,85	0,10	0,15
32	Knopcik, Doig B	NA	515	86/07/15	16,4	200	2 398	0,85	0,11	0,30
33	Progress, Halfway	NA	512	85/12/18	5,9	400	1 739	0,80	0,15	0,15
Volume initial en place (découvert) : total			66 600							
Volume initial en place (potentiel) : total			27 036							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			29							
Gisements découverts : total			143							
Population de gisements : total			360							

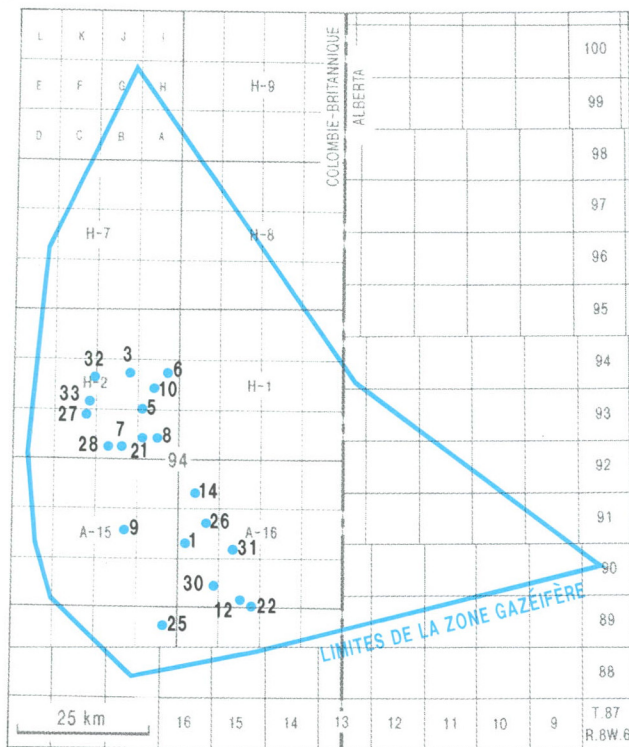
*valeurs inexistantes dans la base de données

5. Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)

Définition de la zone gazéifère. Cette zone comprend les roches réservoirs isolées des formations de Halfway et de Doig, qui ont été déposées dans des milieux marins peu profonds à littoraux et qui sont recouvertes de roches évaporitiques de la Formation de Charlie Lake. Le gaz est piégé dans des terminaisons en biseau de faciès. Les siltstones et les grès à grain fin de la Formation de Doig sous-jacente forment les roches barrières latérales. La zone gazéifère est définie par une limite d'épaisseur nulle à l'est et au nord, un

changement de faciès à l'ouest (passage à des grès de plate-forme continentale) et un secteur de transition vers la zone gazéifère au contrôle structural plus important de Halfway-Doig (Sinclair) au sud (fig. 22).

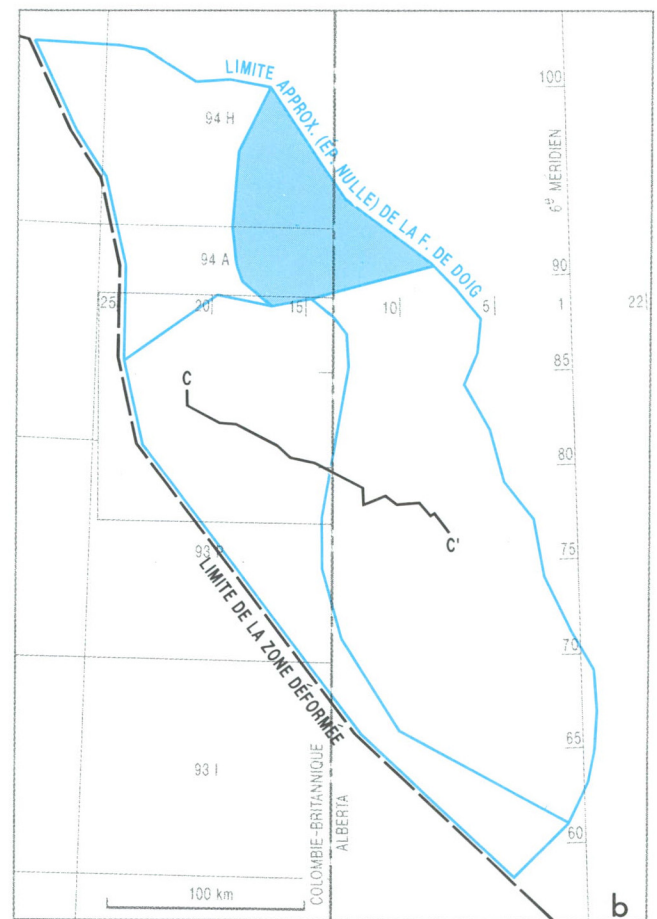
Géologie. Les formations de Halfway et de Doig sont bien définies dans le prolongement nord de la vaste zone gazéifère arquée des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) au sud; elles contiennent une séquence semblable de clastites, d'évaporites et de roches carbonatées interstratifiées et ont sédimenté dans divers milieux sédimentaires, dont notamment les suivants : plate-forme continentale proximale,



a

LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - PEEJAY, HALFWAY	21 - WEASEL, HALFWAY F
3 - MILLIGAN CREEK, HALFWAY A	22 - CURRANT, HALFWAY B
5 - WILLOW, HALFWAY A	25 - c-74-1/94-A-10, HALFWAY
6 - WOODRUSH, HALFWAY A	26 - PEEJAY, HALFWAY M
7 - WEASEL, HALFWAY	27 - WEASEL WEST, HALFWAY C
8 - WILDMINT, HALFWAY A	28 - WEASEL, HALFWAY J
9 - PEEJAY, HALFWAY A	30 - CURRANT WEST, HALFWAY A
10 - WILLOW, HALFWAY B	31 - CRUSH, HALFWAY A
12 - CURRANT, HALFWAY A	32 - MILLIGAN CREEK WEST, HALFWAY G
14 - BEAVERDAM, HALFWAY A	33 - MILLIGAN CREEK WEST, HALFWAY C



b

Figure 22. a) Carte de la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 4 pour le volume de ces gisements. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig.

avant-plage, île barrière et sebkha. Les roches réservoirs sont des lentilles isolées de grès quartzeux et lumachellique remplissant des dépressions d'érosion à la surface de la Formation de Doig (Mothersill, 1968; Caplan et Moslow, 1991). Les grès formant des massifs allongés de direction sud-est ont été déposés dans des passes de marée sur la surface irrégulière de la Formation de Doig (fig. 23).

Historique de l'exploration. Du pétrole a été découvert au ruisseau Milligan au printemps de 1957, dans un puits foré en amont-pendage d'un indice de gaz. À cause d'un accès difficile et d'opérations réalisables seulement en hiver, la mise en valeur de cette zone à tendance pétrolifère a été lente jusqu'en 1961, année au

cours de laquelle plusieurs champs d'hydrocarbures ont été raccordés à des pipelines. Ont par la suite été découverts les champs de Peejay, de Beaton River, de Wildmint et de Weasel. Le gaz en solution compose une part importante des réserves contenues dans cette région à tendance pétrolifère, où la découverte la plus importante a été faite à Peejay au début de 1959. Le rythme de la mise en valeur de cette zone a été stable après la construction d'un réseau collecteur près des champs de Willow, de Weasel, de Wildmint et de Nettle. Les réserves en place initiales se chiffrent à $12\,731 \times 10^6 \text{ m}^3$, réparties dans 63 gisements dont le plus grand est celui de Peejay ($2\,338 \times 10^6 \text{ m}^3$). Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 5 mètres et de 18 % respectivement (tableau 4).

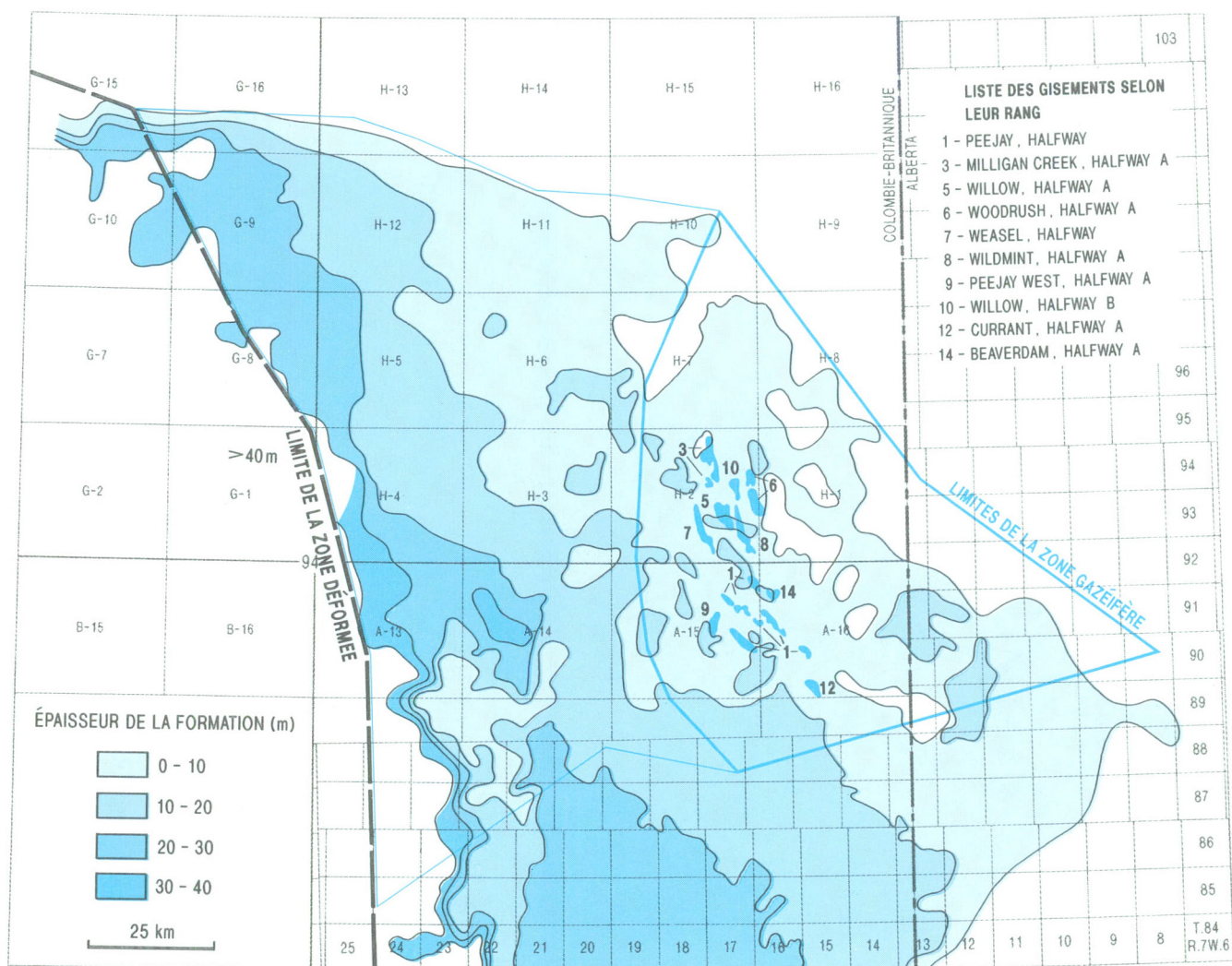


Figure 23. Carte isopaque de la Formation de Halfway. Sont dessinés le pourtour de la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan) et les 10 champs de gaz les plus vastes pour illustrer leur position par rapport à la limite d'épaisseur nulle de la Formation de Halfway.

Potentiel de la zone gazéifère. Le volume initial en place (potentiel prévu) est de $10\,839 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient se répartir dans 337 gisements non découverts (fig. 24). Le plus grand gisement qui reste à découvrir est estimé à $1\,600 \times 10^6 \text{ m}^3$; la plupart des gisements non découverts contiendraient cependant moins de

$300 \times 10^6 \text{ m}^3$. Les futures découvertes seront vraisemblablement de petits gisements dans la région immédiate des champs prouvés. Des gisements plus vastes pourraient être découverts dans les zones moins explorées au nord et à l'est.

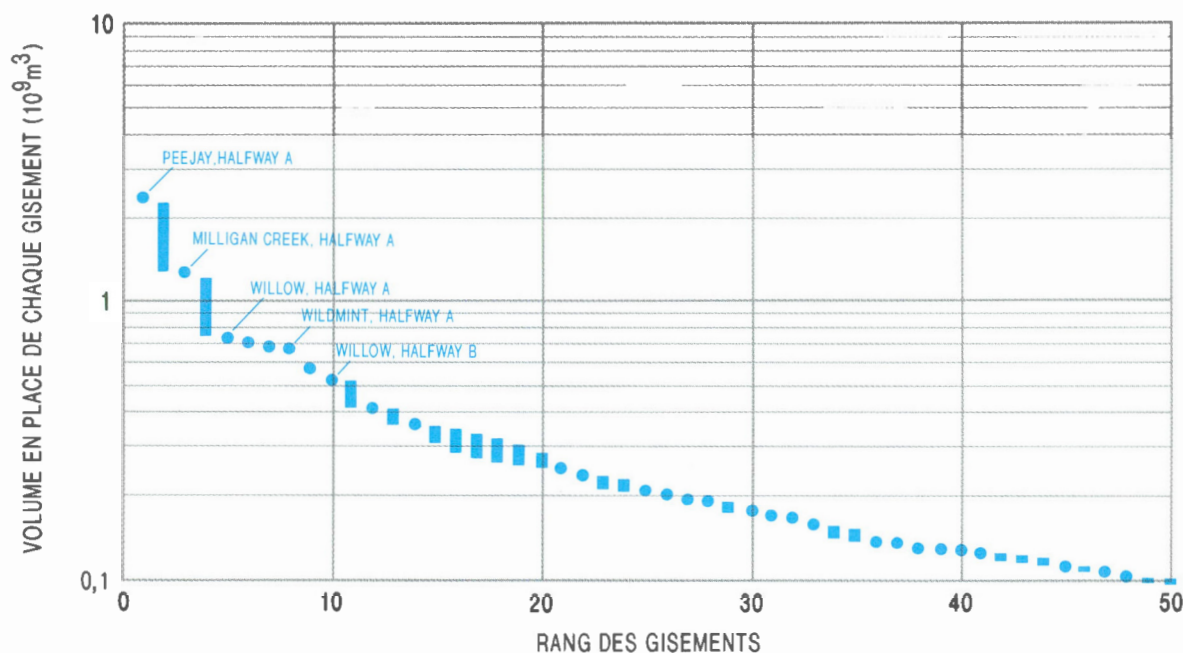


Figure 24. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 22; pour les paramètres des gisements, au tableau 4.

Tableau 4

**Zone gazifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

A = gaz associé, NA = gaz non associé

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Peejay, Halfway	A	2 338	59/02/21	1,7	2 835	1 143	0,72	0,16	0,18
3	Milligan Creek, Halfway A	A	1 222	57/02/27	2,5	1 310	1 118	0,53	0,23	0,09
5	Willow, Halfway A	NA	713	61/10/25	5,6	*	1 111	0,85	0,18	0,17
6	Woodrush, Halfway A	NA	686	60/01/12	2,3	*	1 108	0,85	0,20	0,12
7	Weasel, Halfway	A	666	65/02/15	*	*	1 149	0,80	0,22	0,21
8	Wildmint, Halfway A	A	651	59/12/14	3,7	994	1 129	0,85	0,21	0,20
9	Peejay West, Halfway A	A	547	62/01/17	3,6	822	1 186	0,35	0,21	0,21
10	Willow, Halfway B	NA	507	66/01/09	*	*	1 091	0,85	0,19	0,10
12	Currant, Halfway A	A	399	65/03/05	3,7	719	1 199	0,50	0,16	0,16
14	Beaverdam, Halfway supérieur A	NA	350	65/10/09	*	*	1 127	0,90	0,17	0,10
21	Weasel, Halfway F	A	241	61/01/19	9,8	314	1 112	0,80	0,13	0,30
22	Currant, Halfway B	NA	230	65/02/08	2,7	554	1 218	0,80	0,18	0,14
25	Autre secteur, Halfway	NA	198	87/02/21	9,0	284	1 264	0,90	0,13	0,40
26	Peejay, Halfway M	NA	196	70/02/13	7,2	259	1 153	0,95	0,23	0,15
27	Weasel West, Halfway C	NA	189	85/08/22	5,2	259	1 140	0,90	0,22	0,26
28	Weasel, Halfway J	NA	185	87/02/20	6,0	259	1 189	0,90	0,19	0,23
30	Currant West, Halfway A	NA	169	73/12/26	3,0	259	1 185	0,61	0,16	0,28
31	Crush, Halfway A	A	164	67/02/15	0,8	*	1 145	0,90	0,12	0,25
32	Milligan Creek West, Halfway G	NA	161	56/01/31	4,6	281	1 155	0,90	0,18	0,18
33	Milligan Creek West, Halfway C	NA	153	79/08/21	3,8	259	1 144	0,90	0,20	0,09
Volume initial en place (découvert) : total			12 731							
Volume initial en place (potentiel) : total			10 839							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			46							
Gisements découverts : total			63							
Population de gisements : total			400							

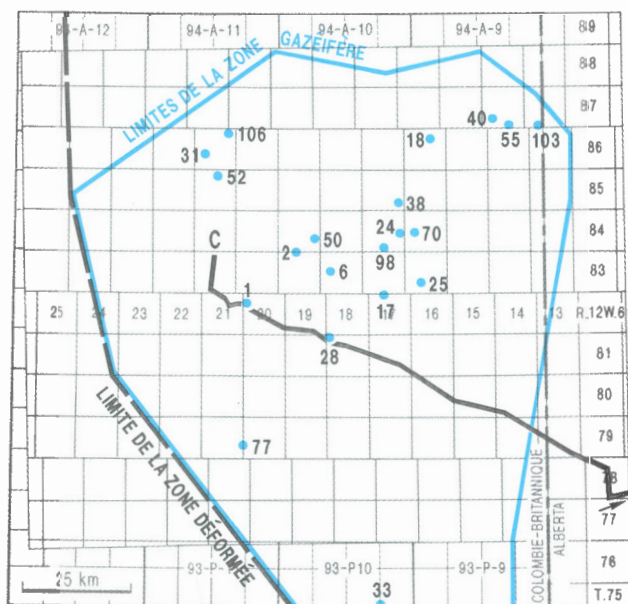
*valeurs inexistantes dans la base de données

6. Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River

Définition de la zone gazéifère. Cette zone comprend tous les gisements de gaz et les sites d'intérêt associés aux grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig, où les pièges se sont formés par moulage des structures liées au morcellement par failles de l'arche et du rentrant de Peace River. La zone est centrée sur les cantons de la Colombie-Britannique et inclut la région située au sud-ouest de Dawson Creek faisant partie du «Deep Basin». Elle est limitée à l'ouest par les zones d'hydrocarbures de la nappe de chevauchement des Foothills et à l'est par la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair). Au nord, l'action dominante de la structure de Peace River laisse libre cours à des mécanismes de piégeage associés à la phase tectonique laramienne et

aux fines variations faciologiques et diagénétiques (fig. 25).

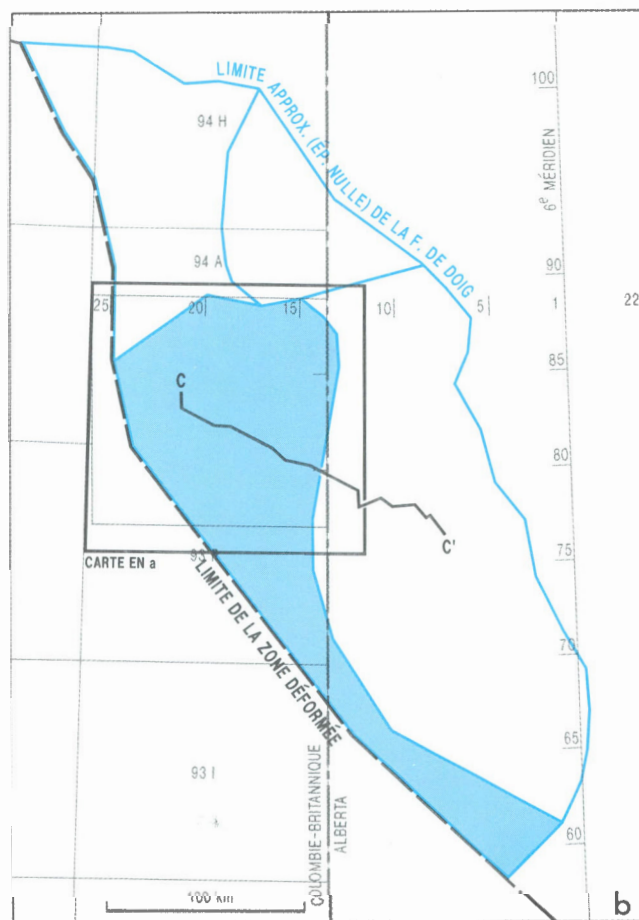
Géologie. La roche réservoir consiste en des grès quartzueux à ciment carbonaté. Comparativement aux grès déposés près de l'avant-plage orientale, ces grès de plate-forme continentale sont à grain plus fin et plus mal triés, contiennent plus d'argiles interstitielles et moins de fragments bioclastiques et constituent généralement de moins bonnes roches réservoirs. Le champ de gaz de Monias est un exemple de la présente zone gazéifère où un grès réservoir formant une nappe, surépaissi au niveau d'un dépo-centre local d'origine structurale, se termine contre la bordure orientale en amont-pendage d'un bloc de horst. La surimpression et l'inversion des structures antérieures par la phase tectonique laramienne qui a suivi ont contribué à la formation du piège (fig. 26). Les fines variations



a

LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - MONIAS, HALFWAY	38 - FLATROCK WEST, HALFWAY C
2 - WILDER, HALFWAY A	40 - BOUNDARY LAKE NORTH, HALFWAY B
6 - FORT ST. JOHN, HALFWAY A	50 - FORT ST. JOHN, HALFWAY C
17 - FORT ST. JOHN SOUTHEAST, HALFWAY A	52 - RED CREEK, HALFWAY A
18 - SIPHON, HALFWAY A	55 - BOUNDARY LAKE NORTH, HALFWAY A
24 - FLATROCK, HALFWAY E	70 - FLATROCK, HALFWAY G
25 - TWO RIVERS, HALFWAY A	77 - 6-7-79-20W6, DOIG
28 - SEPTIMUS, HALFWAY A	98 - AIRPORT, HALFWAY B
31 - RED CREEK NORTH, HALFWAY A	103 - BOUNDARY LAKE, HALFWAY B
33 - SUNDOWN, HALFWAY A	106 - STODDART WEST, HALFWAY B



b

Figure 25. a) Carte de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River. Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 5 pour les volumes de ces gisements et à la figure 26 pour la coupe C-C'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig.

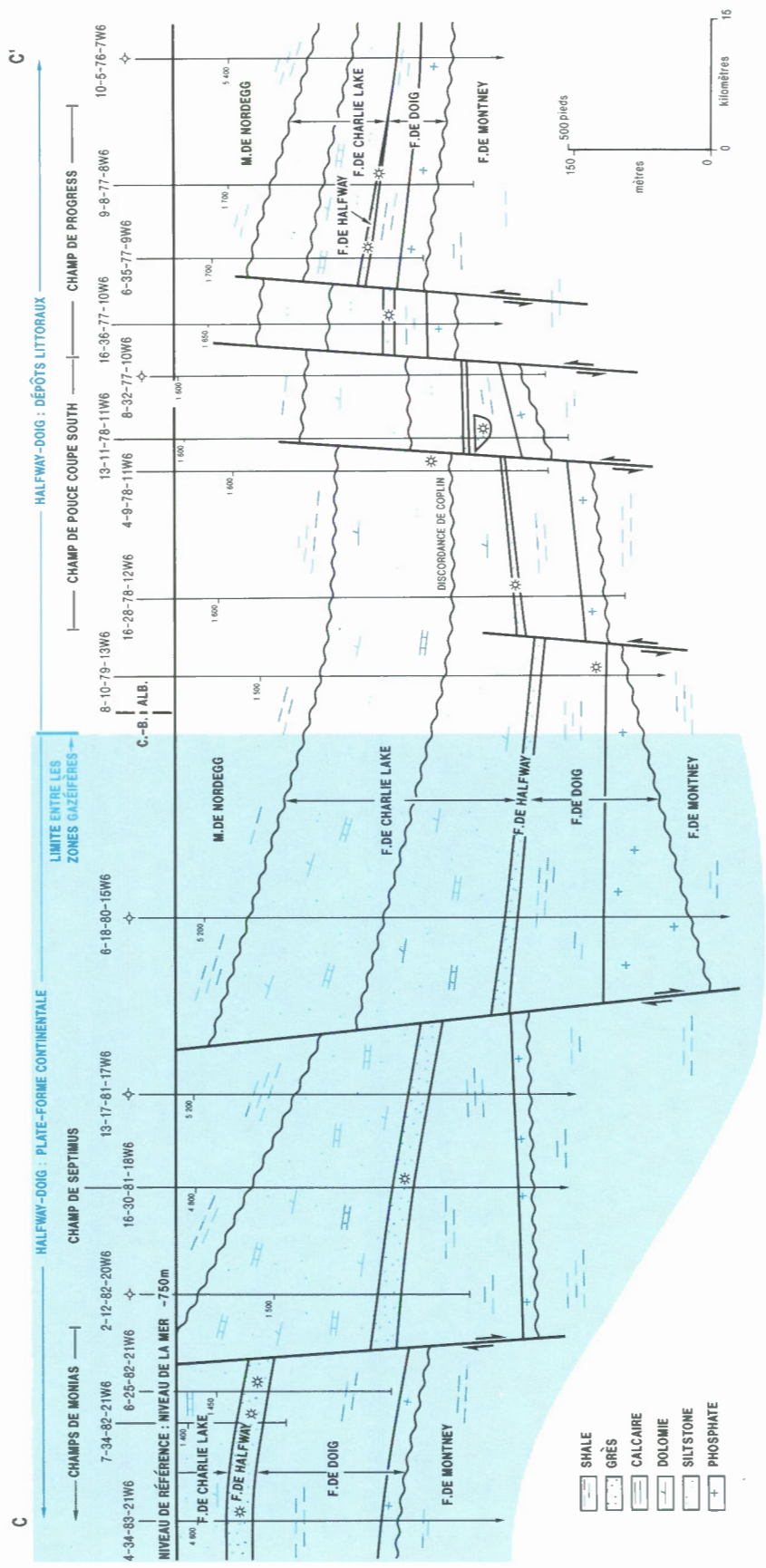


Figure 26. Coupe structurale C-C' (fig. 25) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) (trame en pointillé) et celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair); il en ressort le contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway-Doig. La zone gazéifère de la plate-forme continentale se distingue par l'épaisseur plus grande et la meilleure continuité des formations de Doig et de Halfway. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 25).

faciologiques et diagénétiques sont également des facteurs importants pour localiser les réservoirs dans ces grès à grain fin, continus à l'échelle régionale.

Historique de l'exploration. Cette zone gazéifère n'a été que modérément explorée depuis la découverte de pétrole et de gaz associé aux gisements de Wilder (en 1952) et de Fort St. John (en 1953). Plusieurs champs ont été découverts durant les années soixante-dix près de Fort St. John. La construction d'installations de traitement à Taylor a contribué à la mise en valeur de ces gisements. Le champ de Monias, découvert en 1979, est de loin la plus importante découverte dans ce type de zone gazéifère. Les réserves en place de la présente zone gazéifère s'élèvent à $38\,710 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 51 gisements. Les deux gisements les plus

vastes sont ceux de Monias et de Wilder, leur volume étant respectivement de $20\,100$ et de $3\,183 \times 10^6 \text{ m}^3$. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 7 m et de 10 % respectivement (tableau 5).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu est un volume initial en place de $88\,934 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient se répartir dans 449 gisements non découverts (fig. 27). Même si cette zone gazéifère a été explorée de façon modérée dans sa partie centre nord, il existe un potentiel au sud dans les zones plus profondes, où la faible densité des puits permet de prévoir de nouvelles découvertes. La difficulté de prévoir les fines variations faciologiques et diagénétiques rend l'exploration plus ardue.

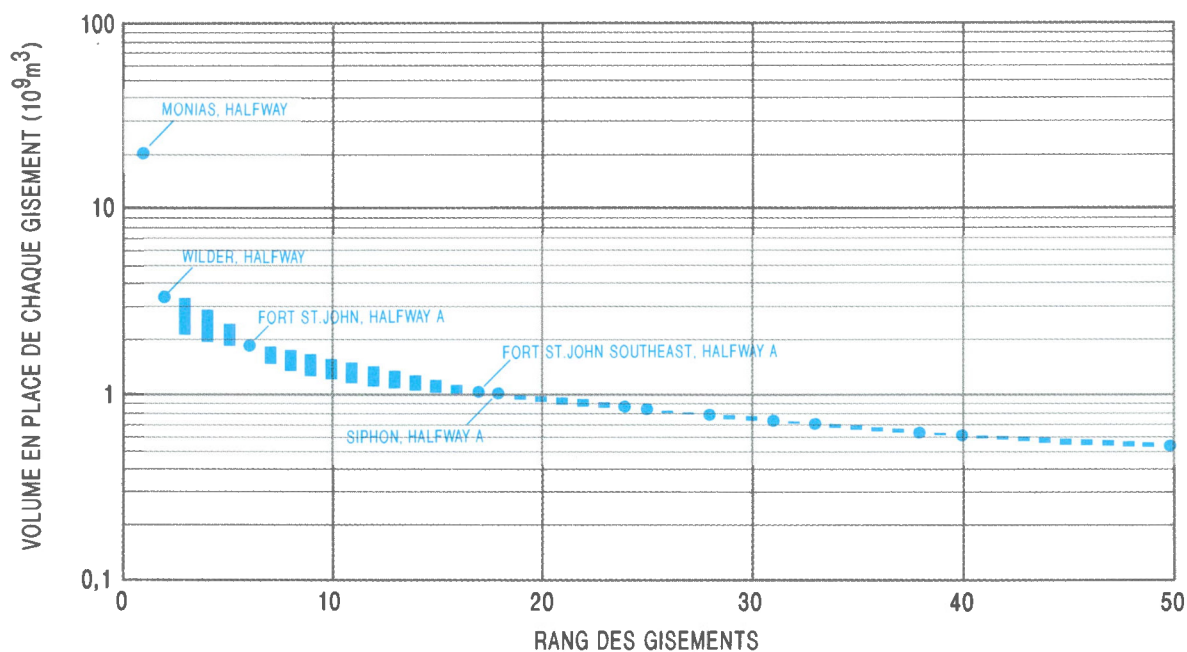


Figure 27. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 25; pour les paramètres des gisements, au tableau 5.

Tableau 5

Zone gazéifère de la plate-forme de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation

A = gaz associé, NA = gaz non associé

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Monias, Halfway	NA	20 100	79/07/27	21,1	*	1 450	0,90	0,09	0,30
2	Wilder, Halfway A	NA	3 184	52/05/12	9,6	3 364	1 495	0,90	0,11	0,38
6	Fort St. John, Halfway A	NA	1 780	53/08/06	8,5	*	1 463	0,90	0,11	0,25
17	Fort St. John Southeast, Halfway A	NA	1 000	53/03/08	4,9	*	1 483	0,85	0,10	0,25
18	Siphon, Halfway A	NA	997	59/02/17	4,8	1 593	1 402	0,75	0,14	0,24
24	Flatrock, Halfway E	A	842	72/10/29	5,2	703	1 423	0,50	0,13	0,31
25	Two Rivers, Halfway A	NA	815	67/05/28	8,2	*	1 489	0,85	0,12	0,36
28	Septimus, Halfway A	NA	774	79/02/22	9,9	933	1 704	0,90	0,09	0,35
31	Red Creek North, Halfway A	NA	714	76/01/10	3,3	2 350	1 619	0,80	0,09	0,33
33	Sundown, Halfway A	NA	695	72/12/28	11,3	259	2 922	0,80	0,13	0,13
38	Flatrock West, Halfway C	NA	630	85/03/03	3,7	991	1 441	0,90	0,16	0,18
40	Boundary Lake North, Halfway B	NA	611	64/10/27	10,6	528	1 339	0,90	0,17	0,26
50	Fort St. John, Halfway C	NA	525	71/12/06	5,0	1 165	1 466	0,80	0,11	0,39
52	Red Creek, Halfway A	NA	508	54/03/28	4,6	977	1 627	0,50	0,12	0,36
55	Boundary Lake North, Halfway A	NA	490	63/11/28	9,6	446	1 372	0,50	0,15	0,27
70	Flatrock, Halfway G	NA	406	71/01/01	*	*	1 439	0,90	0,12	0,30
77	Autre secteur, Doig (6-7-79-20W6)	NA	379	88/03/15	19,0	259	2 447	0,25	0,05	0,22
98	Airport, Halfway B	A	308	78/08/12	7,4	259	1 474	0,50	0,16	0,31
103	Boundary Lake, Halfway B	NA	295	64/09/17	3,5	845	1 432	0,90	0,12	0,21
106	Stoddart West, Halfway B	NA	288	85/03/16	11,8	259	1 621	0,90	0,10	0,37
Volume initial en place (découvert) : total			39 710							
Volume initial en place (potentiel) : total			88 934							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			69							
Gisements découverts : total			51							
Population de gisements : total			500							

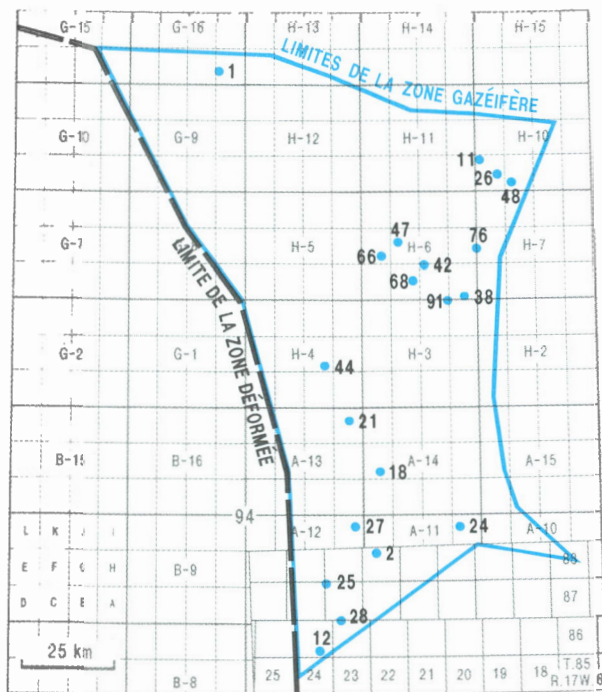
*valeurs inexistantes dans la base de données

7. Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)

Définition de la zone gazéifère. Cette zone gazéifère englobe les grès réservoirs des formations de Halfway et de Doig. Le piégeage est mixte, c'est-à-dire à la fois stratigraphique et structural. Des plis ondulants laramiens, associés à la proximité de la zone plissée de l'Ouest, se surimposent aux fines variations de faciès et aux pièges diagénétiques dans les grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig. La limite d'érosion, qui forme l'extrémité nord de la zone gazéifère, pourrait également avoir participé à la formation des pièges. À l'est, la limite est la zone gazéifère essentiellement stratigraphique des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan). La limite

méridionale marque le passage du contrôle structural dominant de l'arche de Peace River à celui de plis ondulants associés à la compression laramienne. La limite ouest est constituée par le Domaine de l'avant-pays des Rocheuses (fig. 28).

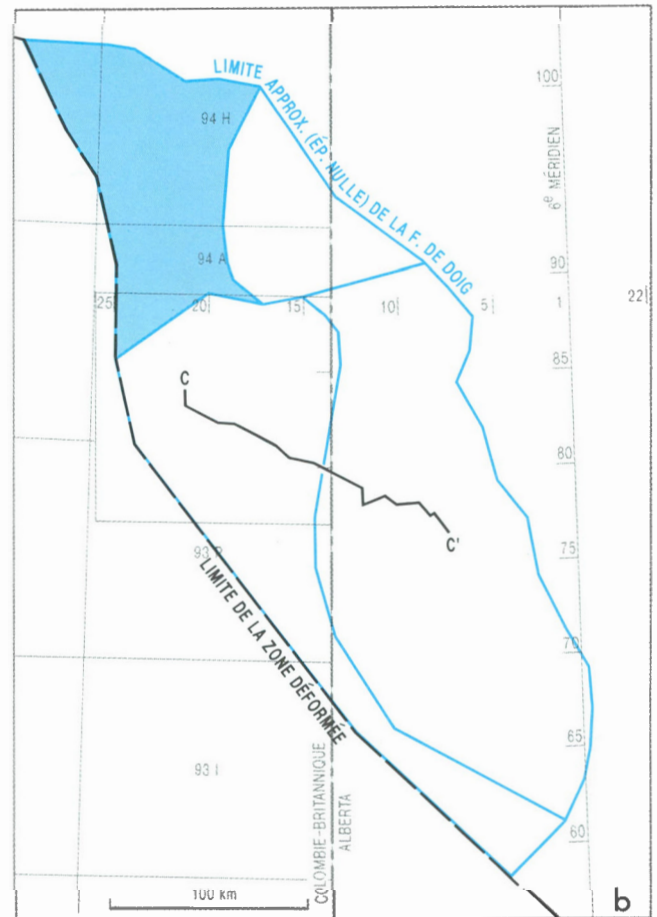
Géologie. Les grès réservoirs des formations de Halfway et de Doig présentent différentes compositions et se répartissent de façon sporadique dans toute la région (fig. 29). Les grès de la Formation de Doig sont généralement observés dans la partie supérieure d'une séquence de siltstones et de shales interlités; ils représentent une partie des unités régressive de transition vers les grès de la Formation de Halfway. Les grès de la Formation de Doig présentent des laminations obliques, des stratifications obliques



a

LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - TOMMY LAKES, HALFWAY A	28 - INGA, HALFWAY D
2 - CACHE CREEK, HALFWAY A	38 - PICKELL, HALFWAY A
11 - REDEYE, HALFWAY A	42 - MARTIN, HALFWAY D
12 - INGA, HALFWAY A	44 - NIG CREEK, HALFWAY A
18 - BUICK CREEK WEST, HALFWAY A	47 - MARTIN, HALFWAY A
21 - BIRCH, HALFWAY A	48 - LAPP, HALFWAY B
24 - BUICK CREEK, DOIG B	66 - MARTIN, HALFWAY B
25 - INGA, HALFWAY C	68 - d-42-C/94-H-6, HALFWAY
26 - LAPP, HALFWAY A	76 - c-40-E/94-H-7, HALFWAY
27 - CACHE CREEK, DOIG A	91 - PICKELL, HALFWAY B



b

Figure 28. a) Carte de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 6 pour les volumes de ces gisements. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées aux formations de Halfway et de Doig.

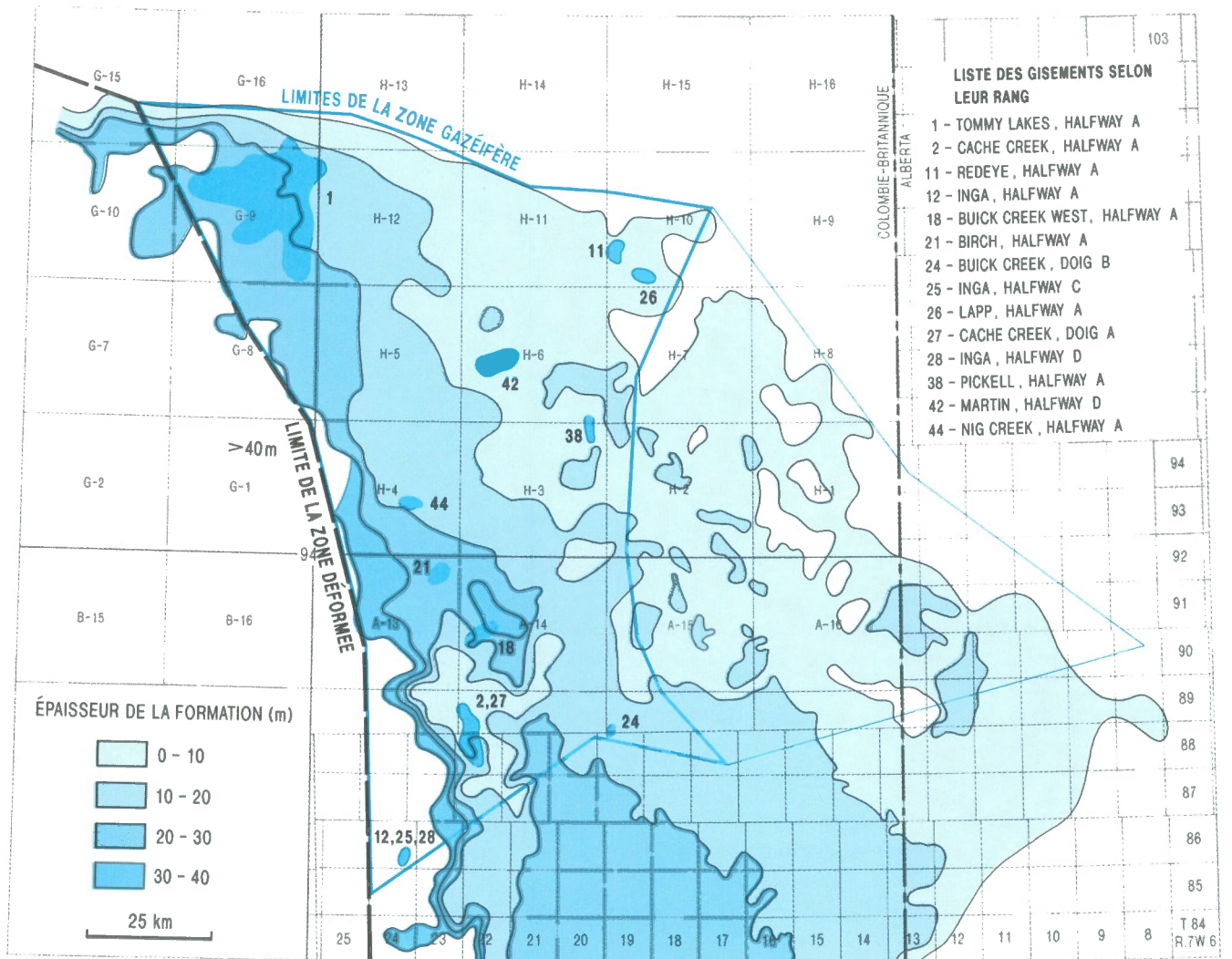


Figure 29. Carte isopaque de la Formation de Halfway. Sont dessinés le pourtour de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes) et les 14 champs de gaz les plus vastes, pour illustrer leur position par rapport à la limite d'épaisseur nulle de la Formation de Halfway.

ou des lits massifs; de plus, ils sont à grain fin, argileux, cimentés avec des carbonates et localement lumachelliques (Armitage, 1962; Fulton, 1966; Aukes et Webb, 1986; Munroe et Moslow, 1991). Les grès de plate-forme continentale de la Formation de Halfway sont à grain fin et mal triés, contiennent un pourcentage élevé d'argile interstitielle et moins de fragments bioclastiques que les sables déposés plus près de l'avant-plage orientale. Par conséquent, la qualité des réservoirs est généralement moins bonne dans cette zone gazéifère.

Historique de l'exploration. Le premier gisement identifié dans cette zone est celui de Buick Creek West, découvert en 1953. Le plus vaste gisement, en volume et en étendue, est celui de Tommy Lakes (41 969 ha),

découvert en 1960; ses réserves initiales en place s'élèvent à $19\,247 \times 10^6 \text{ m}^3$. Depuis 1953, 26 gisements ont été découverts et les réserves initiales en place totalisent $25\,915 \times 10^6 \text{ m}^3$. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 7 m et de 10 % respectivement (tableau 6).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu de cette zone gazéifère est un volume initial en place de $23\,202 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient se répartir dans 273 gisements non découverts (fig. 30). Même si cette zone a été peu explorée si l'on se base sur la faible densité des puits forés, son potentiel demeure bas à cause de la qualité relativement faible des grès réservoirs.

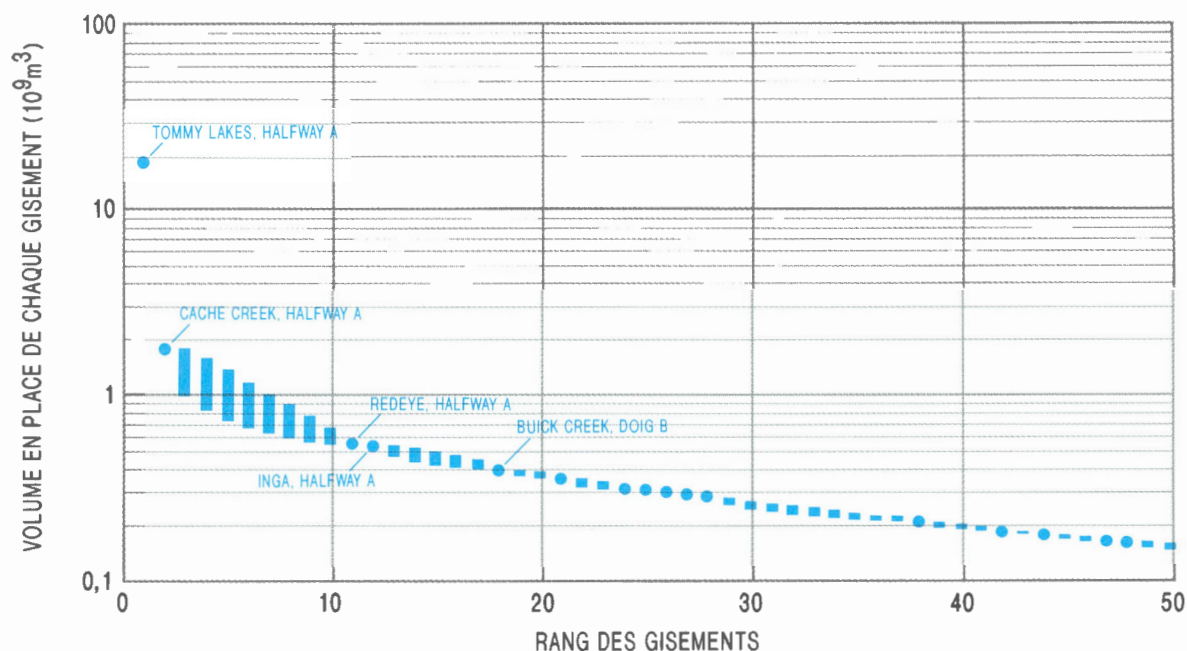


Figure 30. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 29; pour les paramètres des gisements, au tableau 6.

Tableau 6

**Zone gazifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

A = gaz associé, NA = gaz non associé

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10^6 m^3)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Tommy Lakes, Halfway A	NA	19 247	60/02/16	13,0	41 696	985	0,40	0,10	0,32
2	Cache Creek, Halfway A	NA	1 809	68/12/12	7,5	*	1 505	0,85	0,09	0,38
11	Redeye, Halfway A	NA	534	69/01/08	5,4	998	1 020	0,90	0,20	0,18
12	Inga, Halfway A	NA	532	80/10/12	18,8	259	1 624	0,90	0,09	0,29
18	Buick Creek West, Halfway A	NA	394	53/12/22	*	*	1 453	0,85	*	*
21	Birch, Halfway A	NA	352	74/02/10	8,5	518	1 498	0,90	0,12	0,44
24	Buick Creek, Doig B	A	306	76/12/07	4,3	226	1 358	0,90	0,09	0,09
25	Inga, Halfway C	NA	306	89/12/14	5,0	528	1 717	0,90	0,10	0,32
26	Lapp, Halfway A	NA	296	90/02/04	5,0	556	1 021	0,90	0,24	0,29
27	Cache Creek, Doig A	NA	281	78/06/14	6,3	259	1 643	*	0,09	0,21
28	Inga, Halfway D	NA	274	89/10/12	8,6	264	1 591	0,90	0,09	0,27
38	Pickell, Halfway A	NA	208	61/02/15	1,2	1 205	1 230	0,90	0,19	0,18
42	Martin, Halfway D	NA	187	79/03/17	6,3	276	1 209	0,90	0,16	0,26
44	Nig Creek, Halfway A	NA	180	55/03/02	7,9	259	1 479	0,90	0,10	0,26
47	Martin, Halfway A	NA	164	63/03/05	2,1	1 207	1 222	0,85	0,10	0,27
48	Lapp, Halfway B	NA	162	79/03/15	5,3	278	1 023	0,90	0,23	0,31
66	Martin, Halfway B	NA	115	79/01/02	3,6	363	1 279	0,85	0,14	0,16
68	Autre secteur, Halfway (D-42-C/94-H-6)	NA	110	80/03/22	4,3	259	1 246	0,90	0,17	0,22
76	Autre secteur, Halfway (C-40-E/94-H-7)	NA	97	89/02/16	3,0	259	1 266	0,90	0,21	0,28
91	Pickell, Halfway B	NA	76	76/03/22	2,4	259	1 240	0,80	0,19	0,32
Volume initial en place (découvert) : total			25 915							
Volume initial en place (potentiel) : total			23 202							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			47							
Gisements découverts : total			27							
Population de gisements : total			300							

*valeurs inexistantes dans la base de données

Zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake

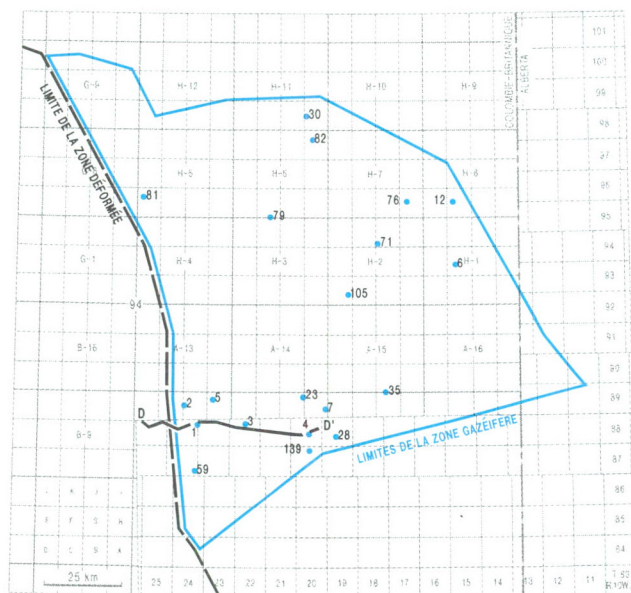
8. Clastites de Charlie Lake (Inga)

Définition de la zone gazéifère. Cette zone inclut les gisements de gaz et les sites d'intérêt dans les grès de la Formation de Charlie Lake. Les roches réservoirs sont piégées stratigraphiquement et il y a surimpression structurale de plis ondulants de la phase tectonique laramienne. Les frontières de la zone gazéifère sont la limite d'érosion de la Formation de Charlie Lake au nord et à l'est, la zone déformée à l'ouest et un changement de style structural (passage au morcellement par failles des roches de l'arche de Peace River) au sud (fig. 31).

Géologie. Les roches réservoirs sont des grès littoraux et marins d'eau peu profonde déposés dans des milieux

d'avant-plage, de sebkha et par des processus éoliens. Les mécanismes de piégeage sont multiples; il y a entre autres la terminaison en biseau de faciès, l'hydrodynamisme et la troncation par érosion (discordance postérieure au Trias ou discordances et diastèmes de plus petite échelle associés à des sous-systèmes). La surimpression structurale laramienne de plis ondulants crée des fermetures, en particulier dans la partie occidentale de la zone gazéifère (fig. 32).

Historique de l'exploration. La première et la plus importante découverte a été faite en 1965 (gisement d'Inga) par forage de puits visant une cible de la Formation de Debolt du Carbonifère associée à une culmination d'un horizon sismique. Depuis, plusieurs petits gisements ont été découverts, notamment ceux de Silverberry (Membre d'Artex), en 1989, et de Rigel (Membre de Cecil), en 1990. Le volume découvert en



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - INGA, INGA A	30 - MERCURY, CHARLIE LAKE
2 - INGA NORTH, INGA A	35 - RIGEL, CECIL A
3 - CACHE CREEK, COPLIN A	59 - 6-11-87-24W6, COPLIN
4 - SILVERBERRY, NORTH PINE A	71 - BEATTON RIVER, PREMIER REPÈRE VERT
5 - CACHE CREEK, COPLIN B	76 - VELMA, SIPHON
6 - DRAKE A, REPÈRE A	79 - b-6-C/94-H-6, REPÈRE A
7 - BUICK CREEK, NORTH PINE	81 - LAPRISE CREEK, NANCY
12 - VELMA A, REPÈRE A	82 - d-69-1/94-H-6, COPLIN
23 - BUICK CREEK, CECIL	105 - d-43-D/94-H-2, NANCY
28 - BUICK CREEK, ARTEX	139 - SILVERBERRY, ARTEX A

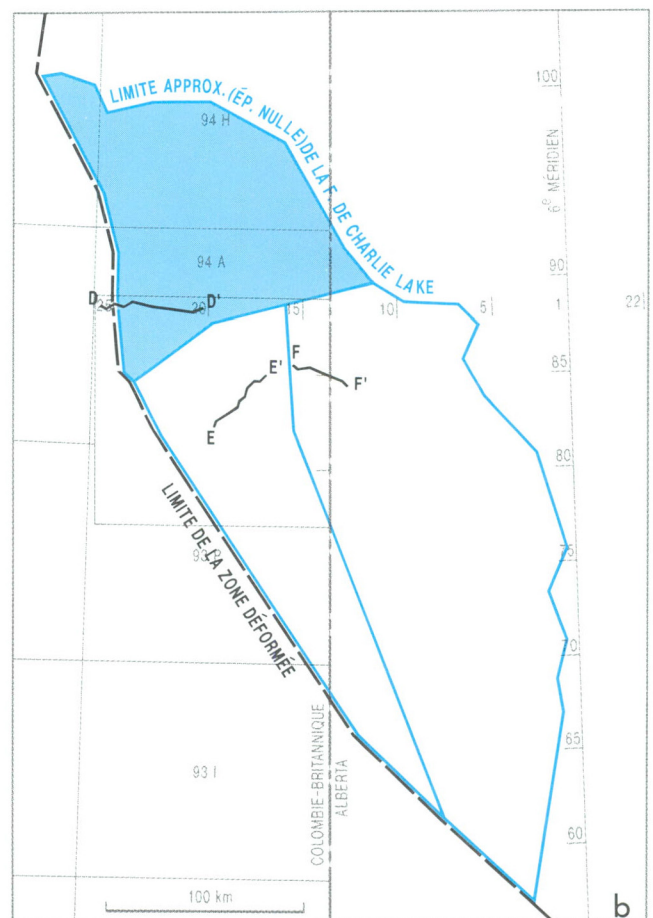


Figure 31. a) Carte de la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Inga). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 7 pour les volumes de ces gisements et à la figure 32 pour la coupe D-D'. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake.

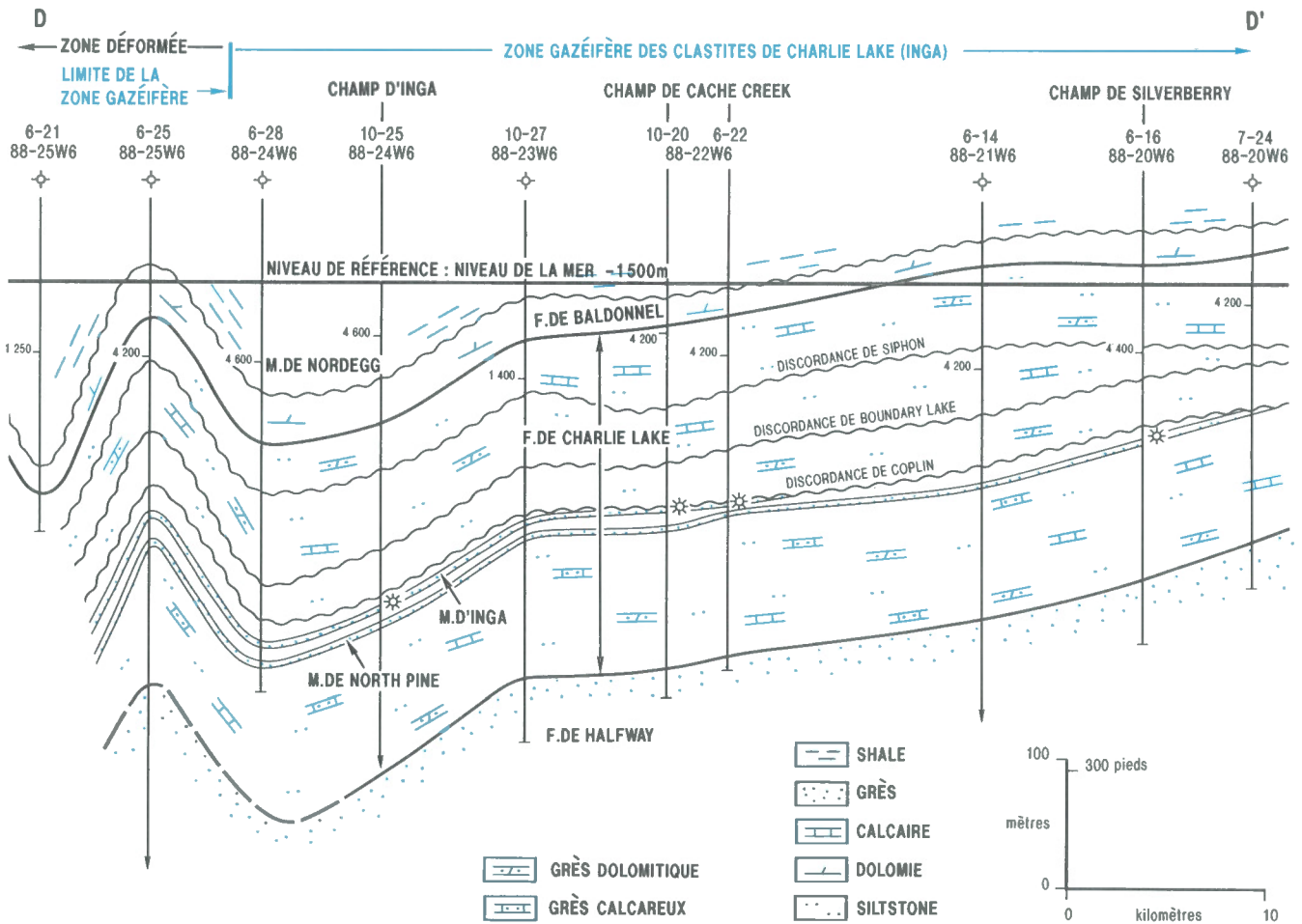


Figure 32. Coupe structurale D-D' (fig. 31) traversant le champ d'Inga; elle montre la différence entre le style de piégeage dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée), qui est structural, et celui observé dans les membres clastiques de North Pine et d'Inga, qui est stratigraphique. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 31).

place dans cette zone gazéifère s'élève à $6\,094 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 25 gisements. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 2 m et de 12 % respectivement (tableau 7).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu est un volume initial en place de $8\,866 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient

se répartir dans 175 gisements non découverts. Le gisement le plus vaste non découvert contiendrait un volume en place de $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 33). La présente zone est considérée comme plutôt bien explorée et il est probable que des gisements plus petits seront découverts par forage d'exploration visant des cibles principales plus profondes.

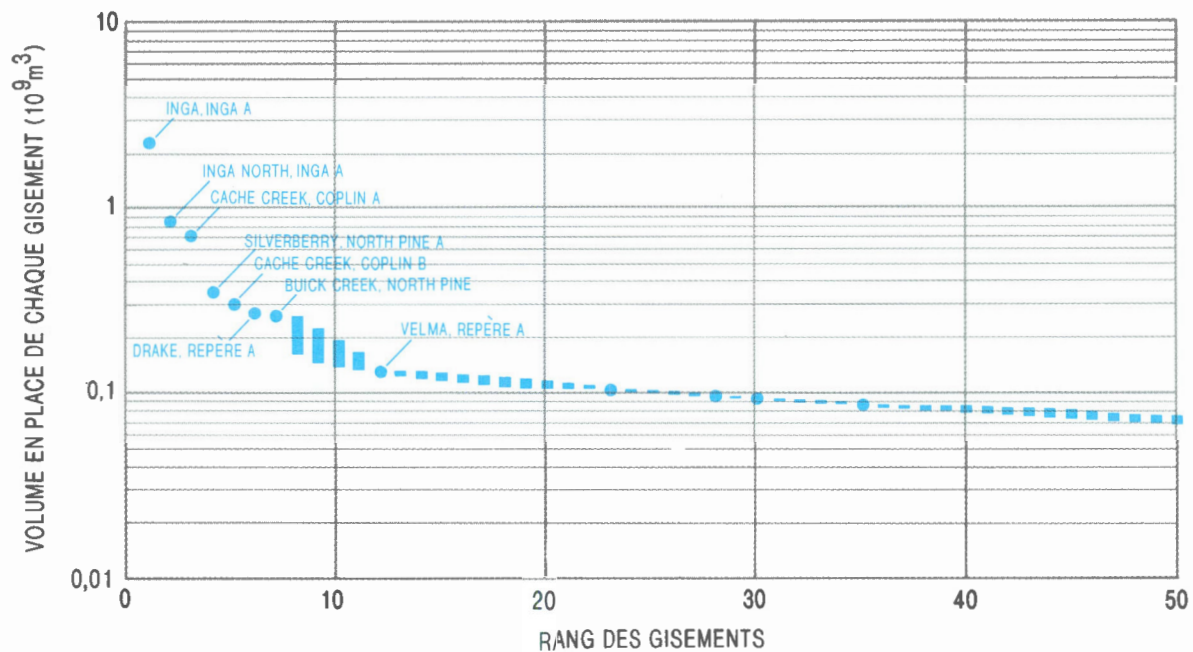


Figure 33. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Inga), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 31; pour les paramètres des gisements, au tableau 7.

Tableau 7
Zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Inga)
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation
 A = gaz associé, NA = gaz non associé

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Inga, Inga A	A	2 302	65/11/10	1,4	900	1 595	0,62	0,10	0,18
2	Inga North, Inga A	NA	844	69/04/08	1,8	3 176	1 609	0,80	0,10	0,25
3	Cache Creek, Coplin A	NA	704	68/12/12	1,0	4 516	1 379	0,90	0,12	0,22
4	Silverberry, North Pine A	NA	353	72/02/09	2,4	*	1 404	0,95	0,29	0,10
5	Cache Creek, Coplin B	NA	300	66/11/09	0,9	*	1 450	0,90	0,08	0,28
6	Drake A, repère A	NA	268	72/03/28	1,8	1 498	1 043	0,85	0,18	0,28
7	Buick Creek, North Pine A	NA	261	82/11/24	2,1	*	1 281	0,90	0,11	0,13
12	Velma A, repère A	NA	132	72/01/11	2,4	791	1 067	0,80	0,14	0,26
23	Buick Creek, Cecil A	NA	104	54/06/04	1,8	*	1 267	0,70	0,13	0,33
28	Buick Creek, Artex A	NA	95	79/03/25	1,2	437	1 446	0,90	0,14	0,09
30	Mercury, Charlie Lake	NA	92	88/02/12	5,2	259	1 081	0,90	0,14	0,32
35	Rigel, Cecil A	NA	86	90/07/22	2,8	284	1 173	0,90	0,13	0,25
59	Autre secteur, Coplin (6-11-87-24W6)	NA	65	72/01/18	1,8	259	1 411	0,80	0,13	0,29
71	Beaton River, premier repère vert A	NA	58	71/03/09	2,1	259	1 068	0,85	0,16	0,13
76	Velma, Siphon A	NA	55	66/12/06	1,8	280	1 124	0,90	0,18	0,15
79	Autre secteur, repère A (B-6-C/94-H-6)	NA	53	82/03/19	2,0	259	1 225	0,85	0,14	0,14
81	Laprise Creek, Nancy A	NA	52	74/02/25	2,1	259	1 250	0,68	0,11	0,13
82	Autre secteur, Coplin (D-69-I/94-H-6)	NA	52	64/12/07	2,1	259	1 198	0,80	0,20	0,36
105	Autre secteur, Nancy (D-43-D/94-H-2)	NA	42	67/01/11	1,8	259	1 093	0,90	0,11	0,25
139	Silverberry, Artex A	NA	31	89/02/17	1,3	262	1 521	0,90	0,10	0,30
Volume initial en place (découvert) : total			6 094							
Volume initial en place (potentiel) : total			8 866							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			59							
Gisements découverts : total			25							
Population de gisements : total			200							

*valeurs inexistantes dans la base de données

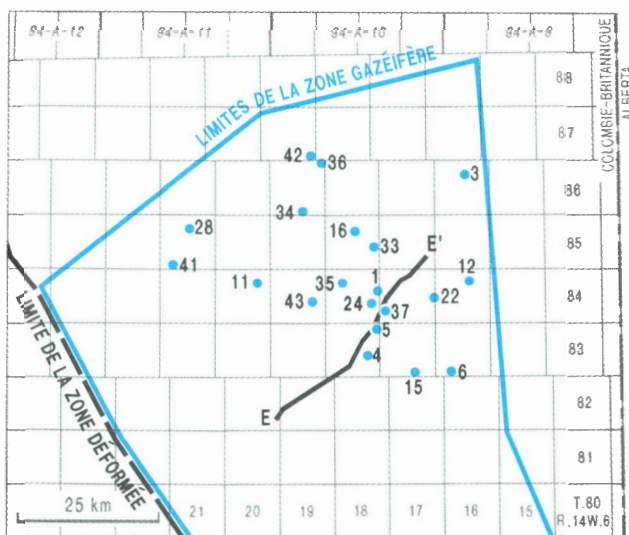
9. Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River

Définition de la zone gazéifère. Cette zone inclut les gisements de gaz et les sites d'intérêt dans les grès de la Formation de Charlie Lake. Les pièges se sont formés au niveau de terminaisons en biseau de faciès semblables à celles de la zone des clastites de Charlie Lake (Inga) au nord, mais les roches réservoirs sont modifiées par le morcellement par failles associé à l'arche et au rentrant de Peace River. La limite est de la zone gazéifère est définie par un changement lithologique, marqué par le passage à la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River. À l'ouest et au sud, la zone est limitée par le Domaine de l'avant-pays des Rocheuses (fig. 34).

Géologie. Les grès réservoirs ont été déposés dans des milieux d'avant-plage et de rivage de même que par des processus éoliens. Les mécanismes de piégeage sont

multiples; il y a entre autres la terminaison en biseau de faciès, les variations diagénétiques, l'hydrodynamisme et la troncation par érosion (discordance postérieure au Trias ou plus petites discordances et diastèmes intraformationnels). Le caractère structural dérive notamment du moulage des horsts de l'arche de Peace River du Paléozoïque, à l'origine des pièges par discontinuité de failles. Les roches barrières sont des unités anhydritiques, des dolomies évaporitiques, des siltstones et des mudstones (fig. 35).

Historique de l'exploration. Le premier gisement de pétrole de cette zone a été découvert en 1952 à Fort St. John (Colombie-Britannique). Depuis, la nature pétrolifère de cette zone, ainsi que la présence de cibles superposées dans la région, ont favorisé une exploration continue. Le premier gisement de gaz important, celui de Cecil Lake, a été découvert en 1972 dans un grès appelé le Membre de North Pine. Les récentes découvertes d'hydrocarbures dans des grès éoliens du Membre d'Artex au champ de Brassey ont



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - CECIL LAKE, NORTH PINE A	24 - CECIL LAKE, CECIL B
3 - SIPHON, SIPHON A	28 - RED CREEK, NORTH PINE A
4 - FORT ST. JOHN, NORTH PINE A	33 - NORTH PINE, NORTH PINE B
5 - FORT ST. JOHN, NORTH PINE C	34 - STODDART, CECIL D
6 - TWO RIVERS, SIPHON A	35 - EAGLE WEST, CECIL A
11 - 11-26-84-20W6, NORTH PINE	36 - MONTNEY, CECIL A
12 - FLATROCK, SIPHON A	37 - CECIL LAKE, NORTH PINE C
15 - FORT ST. JOHN SOUTHEAST, SIPHON A	41 - GOOSE, NORTH PINE A
16 - STODDART, NORTH PINE A	42 - MONTNEY, NORTH PINE A
22 - FLATROCK, SIPHON B	43 - FORT ST. JOHN, NORTH PINE B

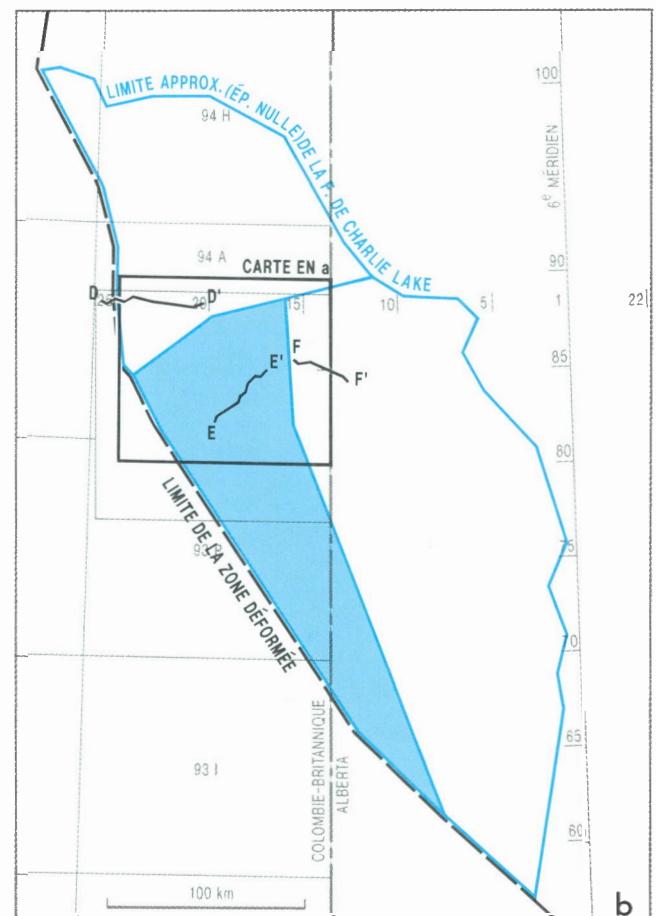


Figure 34. a) Carte de la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River. Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 8 pour les volumes de ces gisements et à la figure 35 pour la coupe E-E'. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake.

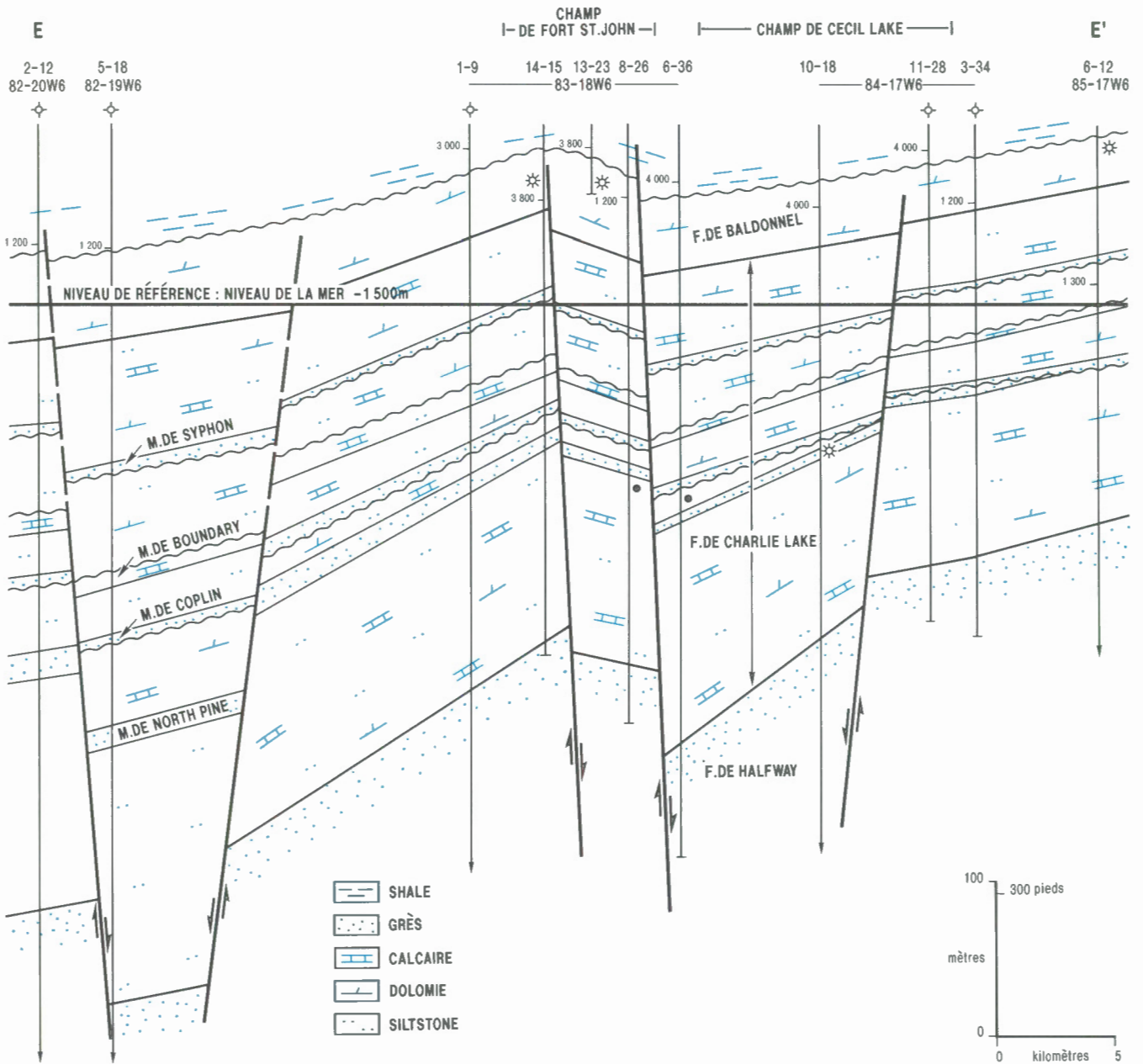


Figure 35. Coupe structurale E-E' (fig. 34) illustrant le contrôle du morcellement par failles sur l'accumulation du gaz dans les membres de North Pine et de Coplin de la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River et de celle de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 34).

souligné l'importance de l'analyse géologique détaillée dans la détermination des sites d'intérêt (Klein et Woofter, 1989; Higgs, 1990; Jackson, 1990). Le volume initial en place de la zone gazéifère atteint un total de $4\,529 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 39 gisements. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 3 m et de 14 % respectivement (tableau 8).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu de cette zone gazéifère est estimé à $5\,915 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui

devraient se répartir dans 236 gisements non découverts. Le plus grand gisement non découvert contiendrait $700 \times 10^6 \text{ m}^3$, mais la plupart d'entre eux contiendraient entre 60 et $300 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 36). Les gisements restants devraient être situés dans la partie méridionale de la zone gazéifère, étant donné que dans les autres secteurs de la zone, la plus grande profondeur des unités réservoirs et l'absence de cibles d'exploration multiples (superposées) ont limité le nombre de puits de forage.

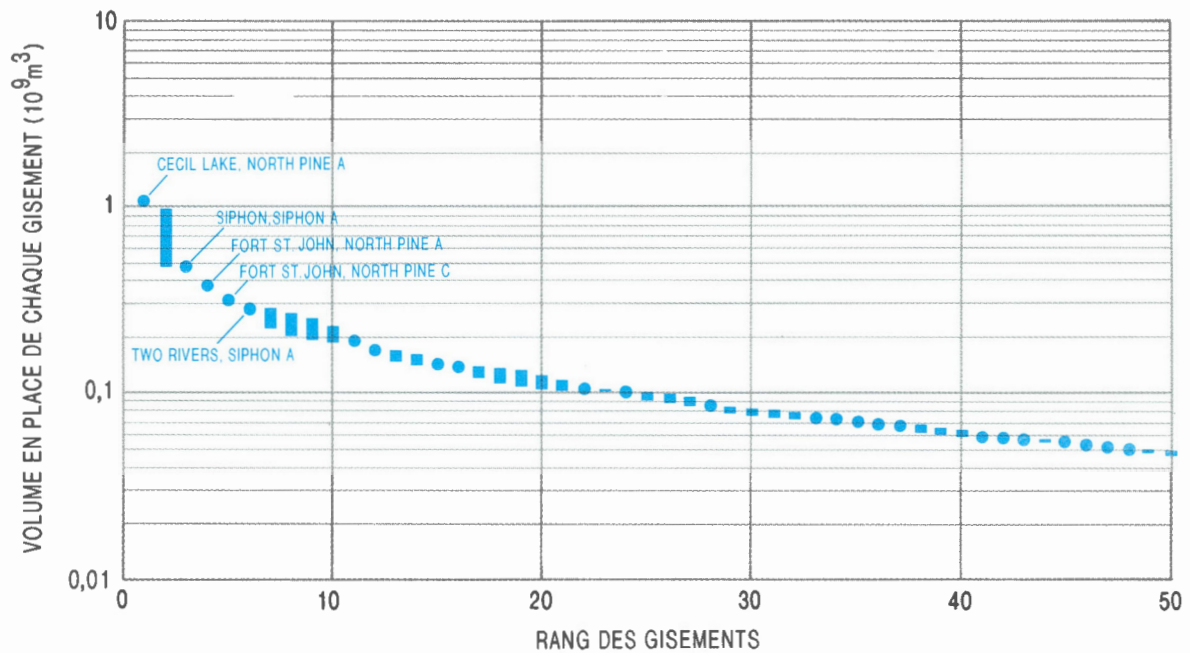


Figure 36. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River, indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 34; pour les paramètres des gisements, au tableau 8.

Tableau 8

**Zone gazéifère des clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

A = gaz associé, NA = gaz non associé

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Cecil Lake, North Pine A	A	1 064	72/01/18	1,8	1 101	1 382	0,50	0,17	0,13
3	Siphon, Siphon A	NA	456	59/02/17	2,4	1 909	1 248	0,86	0,13	0,29
4	Fort St. John, North Pine A	A	369	52/05/19	2,3	746	1 330	0,50	0,14	0,24
5	Fort St. John, North Pine C	A	307	78/05/05	1,4	266	1 400	0,50	0,13	0,17
6	Two Rivers, Siphon A	NA	285	67/01/11	*	*	1 311	0,28	0,10	0,47
11	Autre secteur, North Pine	NA	185	79/11/19	6,5	259	1 479	0,90	0,08	0,23
12	Flatrock, Siphon A	NA	170	66/07/16	3,4	*	1 259	0,85	0,11	0,38
15	Fort St. John Southeast, Siphon A	NA	141	56/05/30	*	*	1 242	0,90	0,13	0,31
16	Stoddart, North Pine A	NA	139	66/07/17	2,7	259	1 297	0,90	0,16	0,16
22	Flatrock, Siphon B	NA	104	71/02/26	4,6	259	1 234	0,25	0,16	0,26
24	Cecil Lake, Cecil B	A	99	72/09/01	1,8	130	1 030	0,50	0,27	0,10
28	Red Creek, North Pine A	NA	85	54/03/28	1,0	701	1 514	0,90	0,14	0,31
33	North Pine, North Pine B	NA	72	78/07/04	2,1	240	1 308	0,50	0,10	0,13
34	Stoddart, Cecil D	NA	71	78/04/04	3,0	259	1 269	0,90	0,11	0,38
35	Eagle West, Cecil A	NA	70	69/07/04	1,8	*	1 256	0,90	0,10	0,28
36	Montney, Cecil A	NA	67	54/10/12	1,5	*	1 302	0,80	0,20	0,30
37	Cecil Lake, North Pine C	A	66	76/10/14	1,3	45	1 366	0,50	0,13	0,11
41	Goose, North Pine A	NA	58	71/10/28	1,1	334	1 529	0,49	0,21	0,43
42	Montney, North Pine A	NA	56	90/08/03	1,3	261	1 366	0,90	0,15	0,16
43	Fort St. John, North Pine B	NA	56	78/06/03	1,5	259	1 432	0,80	0,12	0,12
Volume initial en place (découvert) : total			4 529							
Volume initial en place (potentiel) : total			5 915							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			57							
Gisements découverts : total			39							
Population de gisements : total			275							

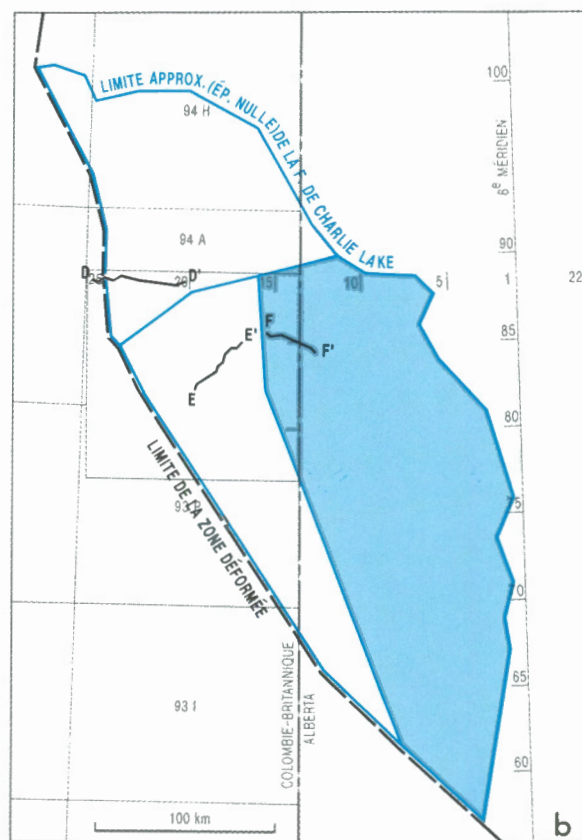
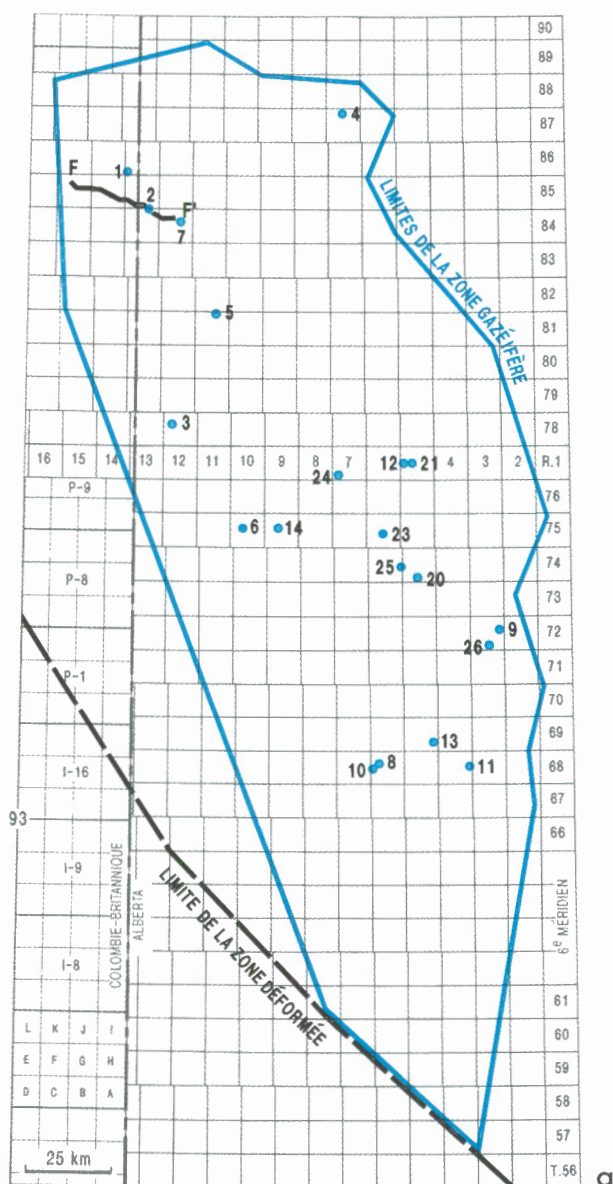
*valeurs inexistantes dans la base de données

10. Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River

Définition de la zone gazéifère. Cette zone comprend les gisements de gaz et les sites d'intérêt dans les roches carbonatées algaires de la Formation de Charlie Lake, dans des pièges mixtes (à la fois stratigraphiques et structuraux). La région où se trouve la zone a été modifiée par le morcellement par failles de l'arche et du rentrant de Peace River. Les frontières de la zone sont définies par le passage à un lithofaciès gréseux, à

l'ouest, et par la limite d'érosion de la Formation de Charlie Lake, à l'est, au nord et au sud (fig. 37).

Géologie. Les réservoirs de gaz sont associés à plusieurs membres carbonatés de la Formation de Charlie Lake. Les pièges sont essentiellement stratigraphiques, mais ils comportent une composante structurale importante en raison du moulage d'anciennes structures, de pièges par failles et d'un accroissement de la porosité par fracturation. Les pièges stratigraphiques sont notamment des



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

- | | |
|------------------------------------|--------------------------------------|
| 1 - BOUNDARY LAKE, BOUNDARY LAKE A | 11 - GOLD CREEK, CHARLIE LAKE C |
| 2 - BOUNDARY LAKE SOUTH, TRIAS E | 12 - RYCROFT, CHARLIE LAKE C |
| 3 - POUCE COUPE SOUTH, BOUNDARY B | 13 - GOLD CREEK, CHARLIE LAKE D |
| 4 - WORSLEY, CHARLIE LAKE B | 14 - VALHALLA, CHARLIE LAKE |
| 5 - BONANZA, BOUNDARY A | 20 - WEBSTER, TRIAS A |
| 6 - VALHALLA, BOUNDARY B | 21 - RYCROFT, CHARLIE LAKE A |
| 7 - BOUNDARY LAKE SOUTH, TRIAS H | 23 - SADDLE HILLS, SYSTÈME TRIASIQUE |
| 8 - ELMWORTH, CHARLIE LAKE A | 24 - SADDLE HILLS, CHARLIE LAKE |
| 9 - MANIR, CHARLIE LAKE A | 25 - WEBSTER, TRIAS B |
| 10 - ELMWORTH, CHARLIE LAKE D | 26 - MANIR, CHARLIE LAKE |

Figure 37. a) Carte de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River. L'emplacement des puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 9 pour les volumes de ces gisements et à la figure 38 pour la coupe F-F'. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Charlie Lake.

terminaisons en biseau de faciès, des tronctions par érosion et des discordances.

Dans le gisement de Boundary Lake, les roches carbonatées du Membre de Boundary sont composées de calcaire ou de dolomie stromatolitiques et bioclastiques déposés dans un milieu d'estran (Armitage, 1962; Roy, 1972; Emond, 1992). Le Membre de Boundary se présente comme un vestige d'érosion dont les caractéristiques de réservoir sont accrues par exposition à l'air libre au niveau de la discordance à son sommet. Le gisement de Boundary Lake est également recoupé par des failles normales à pendage fort (fig. 38). À l'échelle régionale, d'autres roches réservoirs se sont formées dans un complexe d'unités d'évaporites et de couches rouges caractéristiques des milieux subtidaux peu profonds à supratidaux.

Un petit nombre de gisements dans la «Dolomie de Worsley-Tangent» (traitée précédemment) sont également inclus dans la présente zone gazéifère étant donné que cette unité repose directement sur la Formation de Charlie Lake et qu'elle y ressemble. Ces roches réservoirs se sont formées à partir de dolomie algaire et de lumachelles qui s'observent sous la forme de lambeaux d'érosion près de la bordure de la Formation de Charlie Lake. La porosité s'est accrue au cours de la diagenèse associée à l'érosion antérieure au Jurassique.

Historique de l'exploration. Le plus grand gisement dans cette zone, celui de Boundary Lake, a été identifié en 1954; on y a découvert $7\,620 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz en solution et de gaz associé. Depuis, de nombreux autres gisements ont été découverts pendant le forage de sites

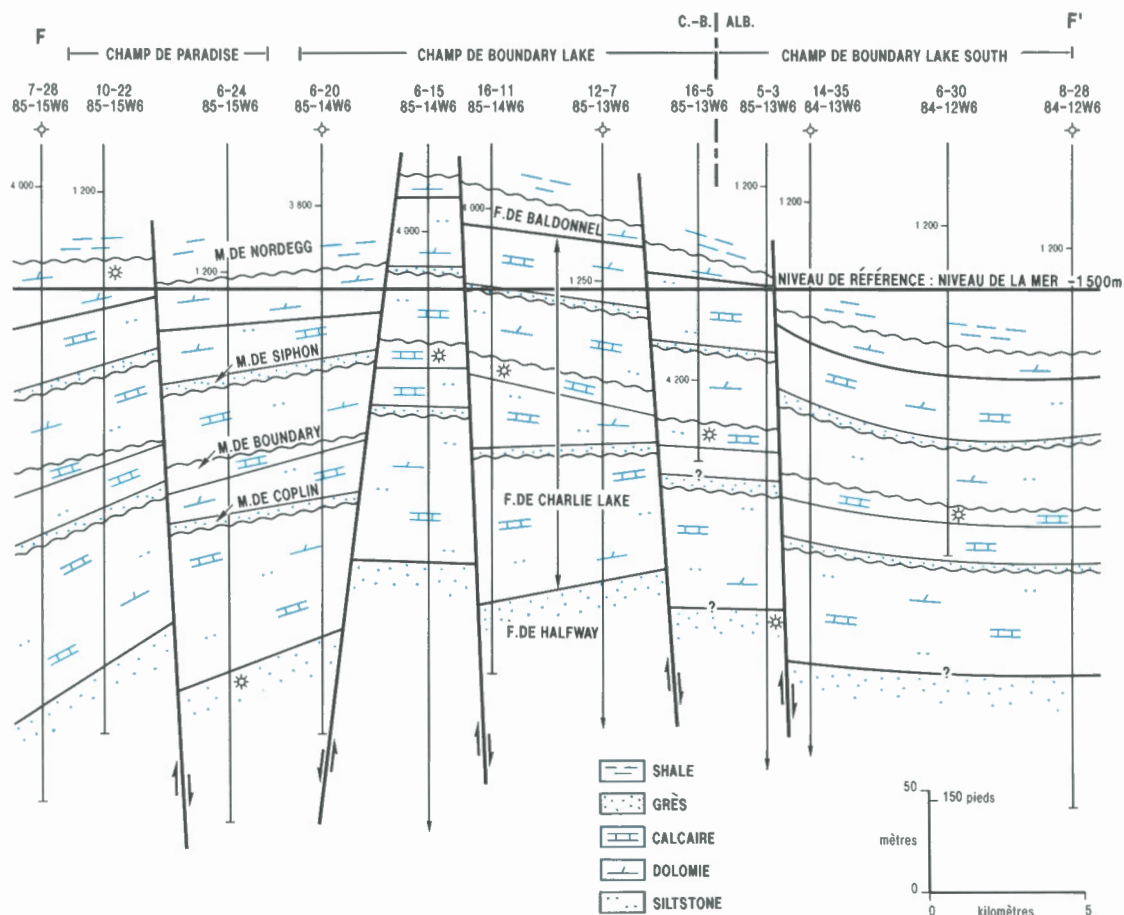


Figure 38. Coupe structurale F-F' (fig. 37) illustrant le contrôle du morcellement par failles sur l'accumulation du gaz dans le Membre de Boundary de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 37).

d'intérêt (hydrocarbures) à cibles multiples. Le volume en place découvert à ce jour est de $20\,123 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 120 gisements, la plupart contenant une forte proportion de gaz en solution. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 4 m et de 15 % respectivement (tableau 9).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu de cette zone est de $9\,128 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient se répartir dans 280 gisements non découverts (fig. 39). Le plus grand gisement non découvert contiendrait

$190 \times 10^6 \text{ m}^3$. La majorité des ressources en gaz non découvertes devraient être dans des gisements de volume moindre que de $190 \times 10^6 \text{ m}^3$, étant donné la minceur et la discontinuité des roches réservoirs de même que la tendance pétrolifère de la zone gazéifère. Le potentiel le plus élevé se trouve dans les secteurs les moins densément explorés, au sud et au nord de la population principale de gisements, en particulier au sud, vers le «Deep Basin». Il existe de roches réservoirs potentielles dans les avant-buttes discontinues à l'est de la limite d'érosion et de sous-discordance de la Formation de Charlie Lake.

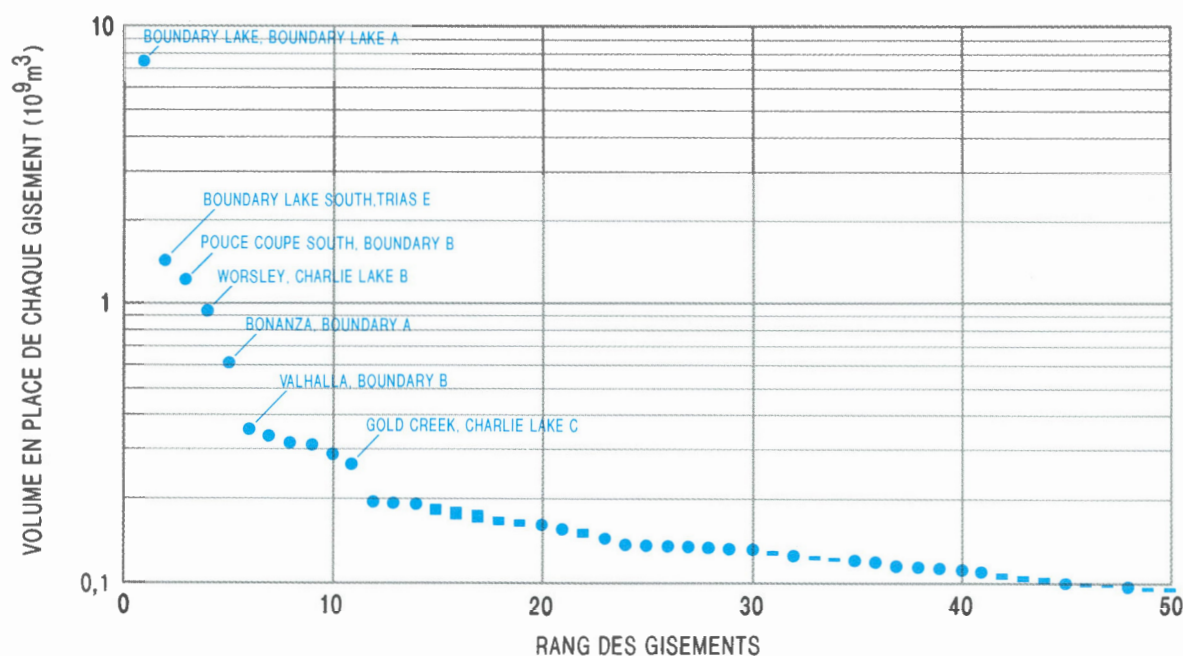


Figure 39. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River, indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 37; pour les paramètres des gisements, au tableau 9.

Tableau 9

**Zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

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

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Boundary Lake, Boundary Lake A	C	7 620	54/10/29	*	*	1 287	*	*	*
2	Boundary Lake South, Trias E	A + C	1 413	70/09/26	*	*	1 331	0,45	*	*
3	Pouce Coupe South, Boundary B	C	1 226	81/12/02	*	*	1 863	0,39	*	*
4	Worsley, Charlie Lake B	A + C	946	75/10/29	*	*	1 961	0,65	*	*
5	Bonanza, Boundary A	A + C	613	83/07/31	*	*	1 389	0,26	*	*
6	Valhalla, Boundary B	C	356	72/12/02	*	*	2 019	0,65	*	*
7	Boundary Lake South, Trias H	C	336	73/07/11	*	*	1 284	0,33	*	*
8	Elmworth, Charlie Lake A	C	317	79/01/24	*	*	2 397	0,65	*	*
9	Manir, Charlie Lake A	A	314	85/02/04	2,8	783	1 645	0,85	0,14	0,30
10	Elmworth, Charlie Lake D	NA	289	83/07/26	3,5	400	2 404	0,80	0,12	0,15
11	Gold Creek, Charlie Lake C	A	268	84/06/20	5,0	400	2 177	0,75	0,10	0,30
12	Rycroft, Charlie Lake C	A + C	195	82/08/09	1,8	400	1 383	0,80	0,16	0,15
13	Gold Creek, Charlie Lake D	A	192	79/08/07	2,4	526	2 132	0,70	0,12	0,20
14	Valhalla, Charlie Lake	NA	189	85/11/22	4,0	200	1 969	0,75	0,18	0,20
20	Webster, Trias A	NA	160	72/12/21	2,2	200	1 759	0,80	0,15	0,40
21	Rycroft, Charlie Lake A	C	155	82/06/02	*	*	1 376	0,47	*	*
23	Saddle Hills, système triasique	NA	144	72/06/12	5,9	200	1 927	0,65	0,13	0,30
24	Saddle Hills, Charlie Lake	NA	137	84/06/18	3,1	200	1 779	0,75	0,15	0,15
25	Webster, Trias B	NA	136	73/08/14	0,8	810	1 770	0,75	0,15	0,25
26	Manir, Charlie Lake	NA	134	88/02/12	3,3	200	1 711	0,80	0,16	0,25
Volume initial en place (découvert) : total			20 123							
Volume initial en place (potentiel) : total			9 128							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			31							
Gisements découverts : total			120							
Population de gisements : total			400							

*valeurs inexistantes dans la base de données

Zones gazifères associées à la Formation de Baldonnell

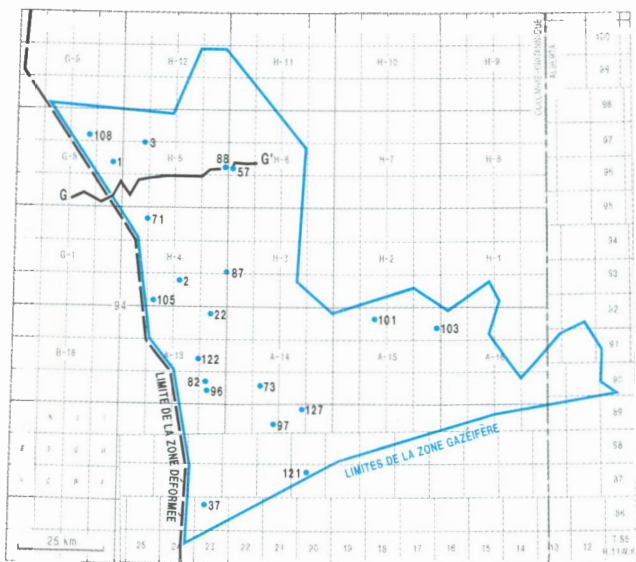
11. Sous-discordance de Baldonnell (Laprise)

Définition de la zone gazifère. Cette zone comprend les gisements de gaz et les sites d'intérêt des formations de Baldonnell et de Pardonnet dans des pièges par variation de faciès essentiellement stratigraphiques, mais ayant tout de même une composante structurale. Les frontières de la zone gazifère au nord et à l'est sont les limites d'érosion de la Formation de Baldonnell; au sud, un changement d'influence structurale marqué par le passage à des pièges par moulage et par failles associés à l'arche et au rentrant de Peace River; à l'ouest, la surimpression structurale due au plissement laramien (fig. 40).

Géologie. Les formations de Baldonnell et de Pardonnet sont composées de roches sédimentaires de milieu

marin (circulation normale à restreinte) qui se sont d'abord accumulées sur une plate-forme continentale carbonatée faiblement inclinée. Les réservoirs sont composés de calcarénites bioclastiques dolomitisées (Bever et McIlreath, 1984; Bever, 1990). La qualité des roches réservoirs varie considérablement en raison du jeu complexe entre les variations stratigraphiques de faciès, la diagenèse et les effets structuraux. Dans les secteurs de Laprise Creek et d'East Laprise Creek, les meilleures roches réservoirs sont les lumachelles qui ont été altérées par la dissolution des débris bioclastiques contribuant à la formation d'une porosité vacuolaire.

Le lessivage à la surface ou près de la surface de discordance est un élément important de la formation des roches réservoirs. Les vestiges d'érosion des unités poreuses préservées sur des hauteurs paléotopographiques sont les sites où se trouvent les hydrocarbures. Les barrières consistent en des roches carbonatées non perméables et des shales du Membre



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - LAPRISE CREEK, BALDONNEL A	88 - b-23-H/94-H-5, BALDONNEL
2 - NIG CREEK, BALDONNEL A	96 - FIREWEED, BALDONNEL E
3 - LAPRISE CREEK, BALDONNEL B	97 - d-33-K/94-A-11, BALDONNEL
22 - BIRCH, BALDONNEL B	101 - a-86-K/94-A-15, BALDONNEL
37 - INGA, BALDONNEL B	103 - PEEJAY, BALDONNEL A
57 - MARTIN, BALDONNEL A	105 - NIG CREEK WEST, BALDONNEL A
71 - SOJER, BALDONNEL A	108 - LAPRISE CREEK WEST, BALDONNEL B
73 - BUICK CREEK WEST, BALDONNEL A	121 - STODDART WEST, BALDONNEL A
82 - FIREWEED, BALDONNEL D	122 - FIREWEED, BALDONNEL A
87 - NIG CREEK, BALDONNEL E	127 - BUICK CREEK, BALDONNEL A

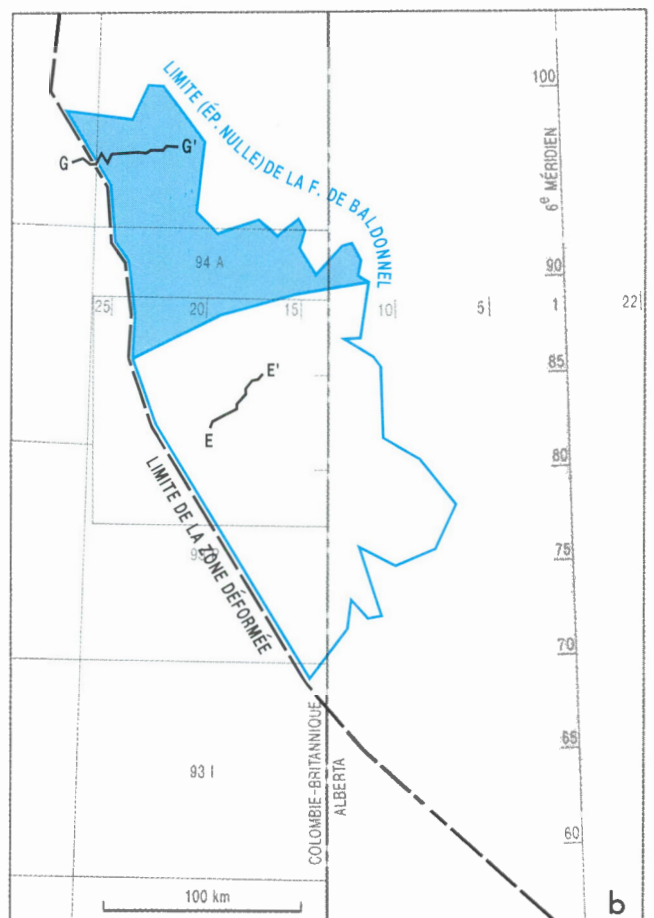


Figure 40. a) Carte de la zone gazifère de la sous-discordance de Baldonnell (Laprise). Les puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 10 pour les volumes de ces gisements et à la figure 41 pour la coupe G-G'. b) Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazifères associées à la Formation de Baldonnell.

de Nordegg du Jurassique, ou sont formées par des unités non poreuses qui s'observent où la discordance subcrétacée découpe profondément la Formation de Baldonnell (fig. 41; Fitzgerald et Peterson, 1967).

Historique de l'exploration. Les deux plus grands gisements de la présente zone gazéifère, ceux de Nig et de Laprise, ont été les premiers découverts en 1953 et 1957 respectivement. Ces deux gisements ont d'abord été forés sur considération d'anomalies structurales, mais les forages subséquents ont confirmé l'importante du contrôle stratigraphique. Par exemple, le gisement d'East Laprise a été découvert en 1978 à la suite d'une cartographie sismique détaillée qui a permis de déterminer correctement qu'il s'agissait d'un lambeau d'érosion (Bever, 1990). Plusieurs autres découvertes

ont été faites à la fin des années soixante-dix et au début des années quatre-vingts, après la construction de gazoducs dans cette région. La découverte la plus récente est celle de Fireweed en 1989, qui a porté le volume en place total à $52\,614 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 31 gisements. Les valeurs typiques d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 10 m et de 10 % respectivement (tableau 10).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu de cette zone est un volume initial en place de $66\,610 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devraient se répartir dans 469 gisements non découverts (fig. 42). Il se peut que des gisements plus petits soient définis le long de la limite d'érosion où pourraient s'observer des avant-buttes. La cartographie détaillée de la surface d'érosion triasique pourrait permettre de localiser d'autres sites d'intérêt.

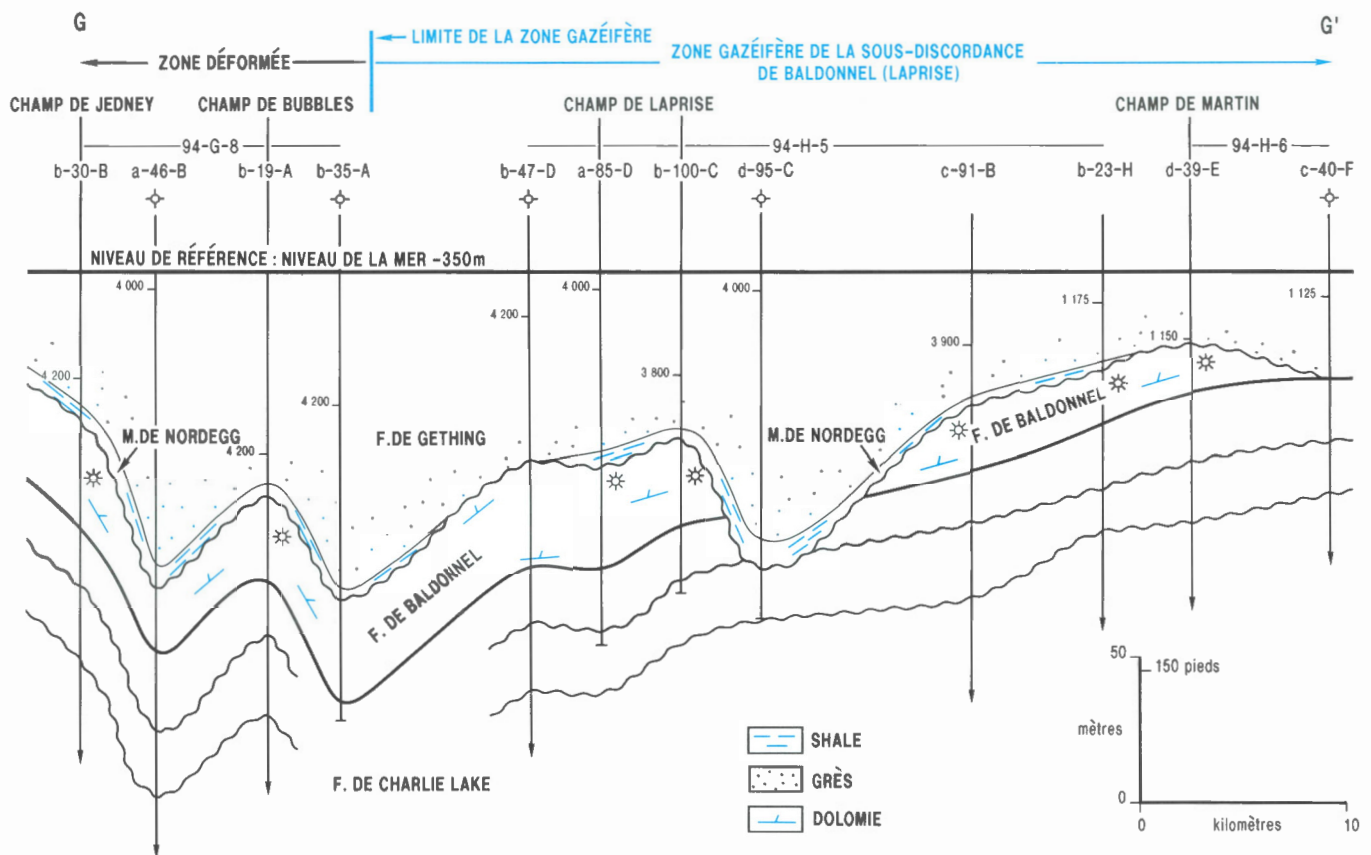


Figure 41. Coupe structurale G-G' (fig. 40) faisant la distinction entre le style de piégeage dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée), qui est structural, et celui dans la zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnell (Laprise), qui est justement associé à la sous-discordance. La corrélation entre les puits est établie par d'autres forages (non figurés) le long du tracé de la coupe (voir fig. 40).

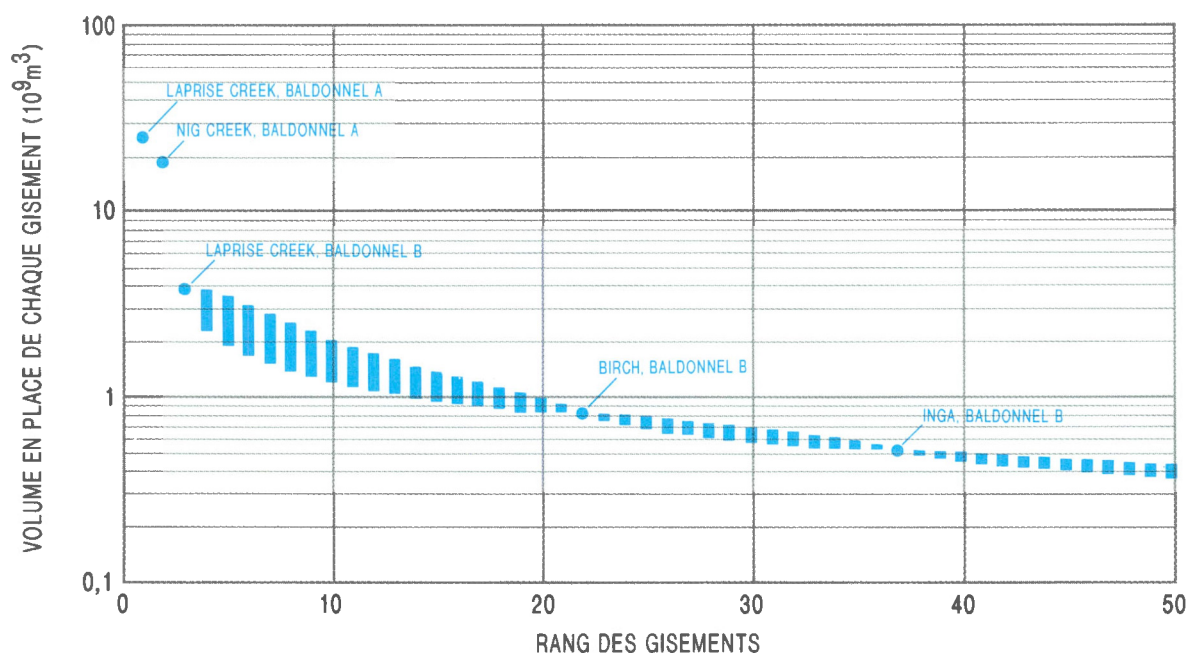


Figure 42. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise), indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 40; pour les paramètres des gisements, au tableau 10.

Tableau 10

Zone gazifère de la sous-affleurement de Baldonnel (Laprise)
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation

NA = gaz non associé

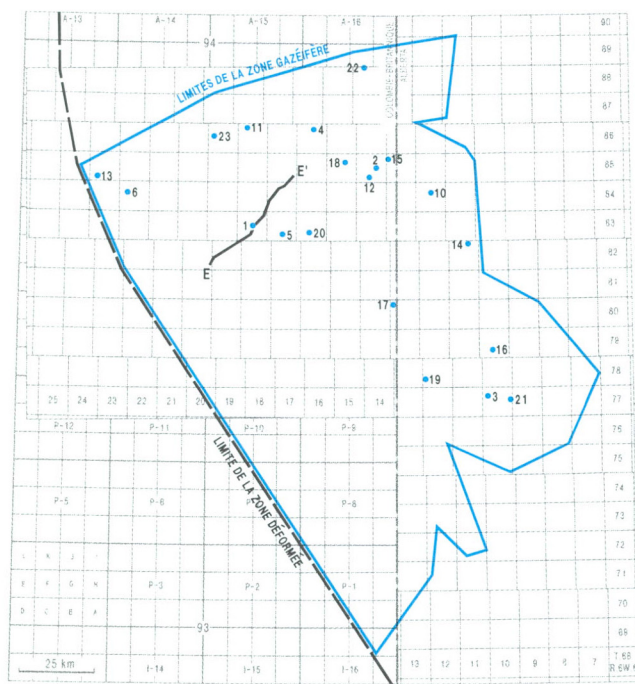
Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Laprise Creek, Baldonnel A	NA	25 257	57/12/30	19,0	15 642	1 358	0,85	0,10	0,19
2	Nig Creek, Baldonnel A	NA	18 477	53/04/20	11,5	*	1 331	0,70	0,10	0,24
3	Laprise Creek, Baldonnel B	NA	3 820	78/08/03	16,4	*	1 216	0,90	0,11	0,25
22	Birch, Baldonnel B	NA	790	77/12/16	10,0	1 099	1 264	0,90	0,09	0,32
37	Inga, Baldonnel B	NA	494	68/05/26	5,4	911	1 277	0,16	0,11	0,31
57	Martin, Baldonnel A	NA	326	78/07/28	15,0	279	1 156	0,85	0,13	0,26
71	Sojer, Baldonnel A	NA	258	59/07/17	5,1	840	1 380	0,80	0,08	0,26
73	Buick Creek West, Baldonnel A	NA	248	57/02/23	*	*	1 211	0,80	*	*
82	Fireweed, Baldonnel D	NA	218	78/11/12	10,0	259	1 326	0,90	0,10	0,25
87	Nig Creek, Baldonnel E	NA	203	76/08/16	14,6	259	1 249	0,10	0,09	0,43
88	Autre secteur, Baldonnel (B-23-H/94-H-5)	NA	201	78/12/29	6,0	259	1 199	0,90	0,17	0,14
96	Fireweed, Baldonnel E	NA	180	89/07/29	11,3	284	1 329	0,90	0,07	0,28
97	Autre secteur, Baldonnel (D-33-K/94-A-11)	NA	179	85/10/29	11,3	259	1 144	0,80	0,10	0,41
101	Autre secteur, Baldonnel (A-66-K/94-A-15)	NA	171	87/12/17	7,6	259	1 033	0,90	0,12	0,17
103	Peejay, Baldonnel A	NA	167	76/01/09	17,1	259	1 020	0,90	0,16	0,30
105	Nig Creek West, Baldonnel A	NA	162	54/02/27	3,0	530	1 409	0,18	0,12	0,24
108	Laprise Creek West, Baldonnel B	NA	155	80/02/25	7,5	259	1 312	0,90	0,11	0,22
121	Stoddart West, Baldonnel A	NA	135	85/11/13	4,0	259	1 313	0,85	0,18	0,40
122	Fireweed, Baldonnel A	NA	134	63/10/26	2,2	860	1 337	0,70	0,09	0,35
127	Buick Creek, Baldonnel A	NA	127	54/06/04	8,5	259	1 201	0,85	0,08	0,25
Volume initial en place (découvert) : total			52 614							
Volume initial en place (potentiel) : total			66 610							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			56							
Gisements découverts : total			31							
Population de gisements : total			500							

*valeurs inexistantes dans la base de données

12. Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River

Définition de la zone gazéifère. Cette zone englobe les gisements de gaz et les sites d'intérêt dans les pièges principalement stratigraphiques des formations de Baldonnel et de Pardonet. La présente zone est semblable à celle de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) au nord, sauf que le moulage des structures de l'arche et du rentrant de Peace River par les roches réservoirs de la Formation de Baldonnel constitue le principal mécanisme de piégeage. La zone est circonscrite au nord par la transition vers un contrôle structural laramien; à l'est et au sud, par la limite d'érosion de Baldonnel; à l'ouest, par le passage aux zones gazéifères principalement structurales de la ceinture des Foothills (fig. 43).

Géologie. Les formations de Baldonnel et de Pardonet sont composées de roches carbonatées et de siltstones de milieu marin (circulation normale à restreinte), déposés sur une vaste plate-forme continentale. La proximité de la discordance antérieure au Jurassique a contribué à accentuer les caractéristiques des roches réservoirs par dolomitisation et lessivage de la fabrique primaire de la roche. La surface de discordance est également à l'origine de hauteurs paléotopographiques, qui sont des sites propices à l'observation d'hydrocarbures. Ces hauteurs se sont formées par moulage et par compaction différentielle au-dessus de blocs faillés de l'arche et du rentrant de Peace River. Les failles et les fractures associées à des mouvements normaux peuvent contribuer à accroître la perméabilité et créer des conduits pour la circulation des fluides de dolomitisation et des hydrocarbures (fig. 35). Les



LISTE DES GISEMENTS SELON LEUR RANG

1 - FORT ST. JOHN, BALDONNEL A	14 - BALSAM, BALDONNEL
2 - BOUNDARY LAKE, BALDONNEL B	15 - BOUNDARY LAKE, BALDONNEL A
3 - BRAEBURN, BALDONNEL A	16 - GORDONDALE, BALDONNEL
4 - SIPHON, BALDONNEL A	17 - POUCE COUPE, BALDONNEL
5 - FORT ST. JOHN SOUTHEAST, BALDONNEL A	18 - PARADISE, BALDONNEL A
6 - ATTACHIE, BALDONNEL A	19 - POUCE COUPE SOUTH, BALDONNEL
10 - BOUNDARY LAKE SOUTH, BALDONNEL	20 - TWO RIVERS, BALDONNEL A
11 - MONTNEY, BALDONNEL B	21 - BRAEBURN, BALDONNEL
12 - BOUNDARY LAKE, BALDONNEL C	22 - OSBORN, BALDONNEL A
13 - 6-5-85-23W6, BALDONNEL	23 - STODDART, BALDONNEL A

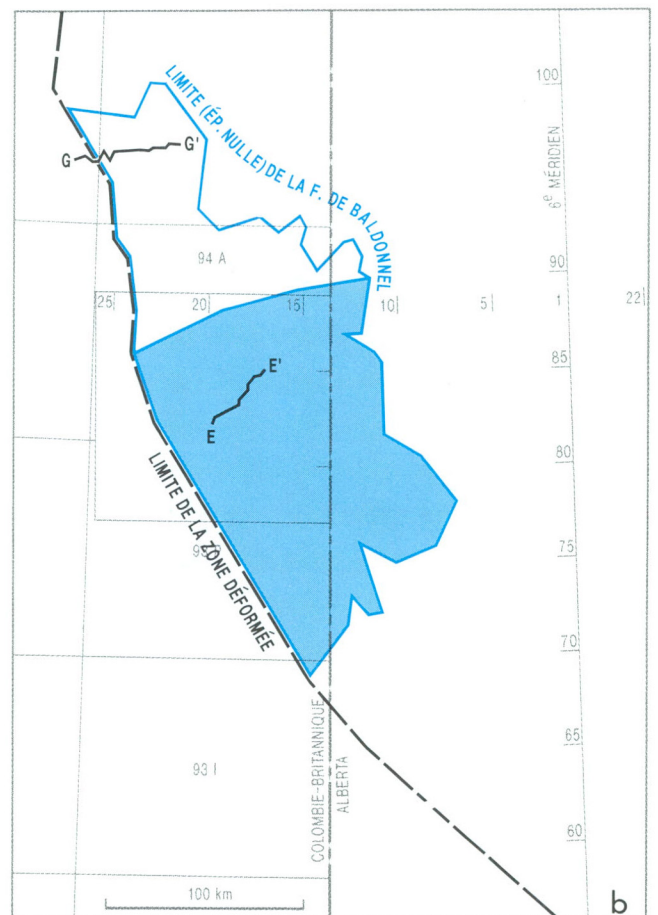


Figure 43. a) Carte de la zone gazéifère de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River. L'emplacement des puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 11 pour les volumes de ces gisements. **b)** Localisation de la présente zone par rapport aux autres zones gazéifères associées à la Formation de Baldonnel.

roches barrières sont constituées des shales du Groupe de Fernie et du Membre de Nordegg du Jurassique ainsi que de roches carbonatées non poreuses des formations de Baldonnel et de Pardonet.

Historique de l'exploration. Dans cette zone gazéifère, les premiers gisements de gaz découverts en 1952 sont ceux de Fort St. John Baldonnel A et B. Le gisement de Fort St. John Baldonnel A est le plus vaste, contenant un volume initial en place de $3\,415 \times 10^6 \text{ m}^3$. Suivent dans l'ordre les gisements de Boundary Lake, de Braeburn, de Siphon et de Fort St. John Southeast, tous découverts avant 1960. La découverte significative la plus récente a été faite à Balsam à la fin de 1987, les réserves s'élevant à $210 \times 10^6 \text{ m}^3$. Cette zone gazéifère contient un volume initial en place totalisant $10\,502 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 42 gisements. Les valeurs typiques

d'épaisseur de l'intervalle productif net et de porosité sont de 6 m et de 15 % respectivement (tableau 11).

Potentiel de la zone gazéifère. Le potentiel prévu de la zone gazéifère est un volume initial en place de $8\,336 \times 10^6 \text{ m}^3$, qui devrait se répartir dans 438 gisements non découverts. Le gisement le plus vaste aurait déjà été découvert (fig. 44) et, considérant cette hypothèse, la majorité des autres gisements contiendraient moins de $100 \times 10^6 \text{ m}^3$. Il est probable que de nombreux gisements plus petits seront définis le long de la limite d'érosion de la Formation de Baldonnel. Il existe un certain potentiel de nouvelles découvertes dans les parties sud et est de la zone gazéifère, même si la profondeur accrue peut constituer un facteur limitatif. Les gisements non découverts seront probablement petits et difficiles à détecter par les méthodes sismiques.

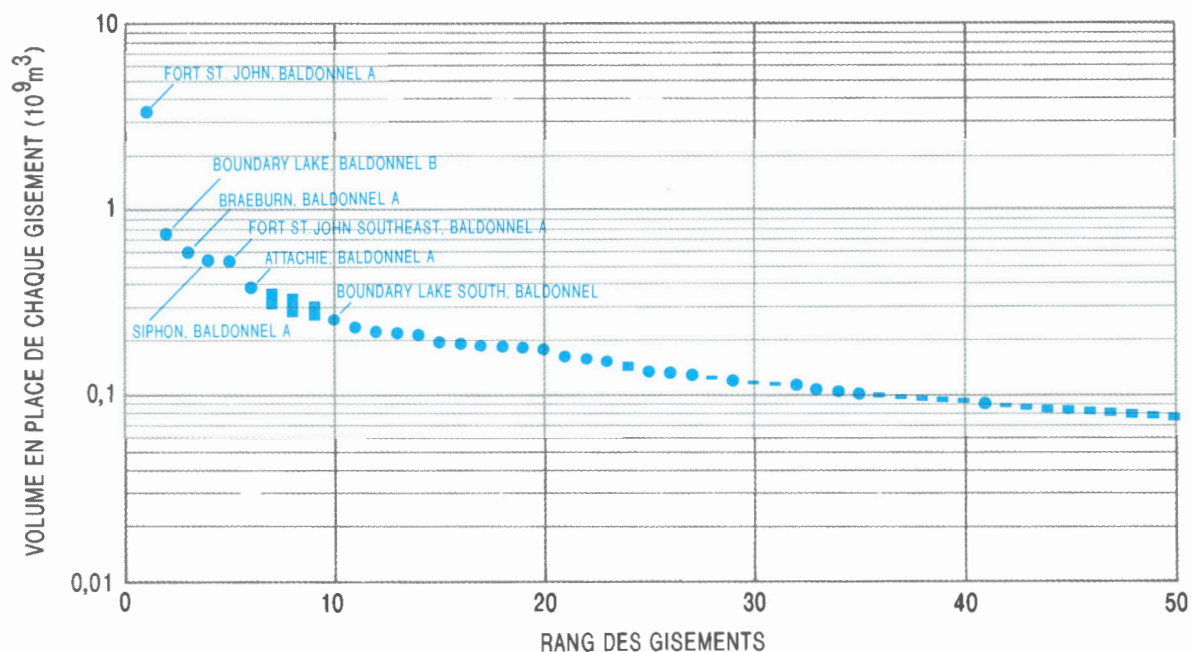


Figure 44. Diagramme du volume des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River, indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). Pour l'emplacement des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 43; pour les paramètres des gisements, au tableau 11.

Tableau 11

Zone gazéifère de Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River
Paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation

NA = gaz non associé

Rang	Champ/gisement	Type de gaz	Volume en place (10 ⁶ m ³)	Date de découverte	Intervalle productif net (m)	Superficie (hect.)	Prof. (m)	Facteur de récupér.	Porosité	Densité
1	Fort St. John, Baldonnel A	NA	3 415	52/03/24	*	*	1 126	0,85	0,12	0,25
2	Boundary Lake, Baldonnel B	NA	744	57/06/03	6,0	755	1 207	0,90	0,14	0,34
3	Braeburn, Baldonnel A	NA	591	54/03/05	2,5	2 074	1 726	0,80	0,12	0,30
4	Siphon, Baldonnel A	NA	536	59/02/17	8,3	755	1 207	0,25	0,13	0,33
5	Fort St. John Southeast, Baldonnel A	NA	527	56/07/10	3,7	*	1 179	0,90	0,18	0,28
6	Attachie, Baldonnel A	NA	377	71/08/05	32,0	259	1 151	0,90	0,06	0,37
10	Boundary Lake South, Baldonnel	NA	254	72/03/14	3,4	440	1 235	0,75	0,25	0,40
11	Montney, Baldonnel B	NA	225	62/07/24	4,5	257	1 177	0,80	0,23	0,23
12	Boundary Lake, Baldonnel C	NA	216	77/06/21	10,4	259	1 146	0,90	0,14	0,46
13	Autre secteur, Baldonnel (6-5-85-23W6)	NA	211	81/12/18	10,4	259	1 227	0,50	0,09	0,35
14	Balsam, Baldonnel	NA	210	87/11/27	5,4	200	1 255	0,80	0,17	0,20
15	Boundary Lake, Baldonnel A	NA	189	62/08/20	8,8	259	1 210	0,90	0,14	0,34
16	Gordondale, Baldonnel	NA	186	83/06/15	3,0	200	1 552	0,75	0,24	0,11
17	Pouce Coupe, Baldonnel	NA	184	71/07/04	5,6	200	1 420	0,80	0,15	0,25
18	Paradise, Baldonnel A	NA	182	87/02/12	6,0	259	1 231	0,90	0,15	0,23
19	Pouce Coupe South, Baldonnel	NA	180	53/08/28	3,1	440	1 778	0,70	0,13	0,22
20	Two Rivers, Baldonnel A	NA	179	67/05/28	3,7	259	1 216	0,25	0,21	0,25
21	Braeburn, Baldonnel	NA	159	85/06/13	5,0	200	1 737	0,75	0,14	0,20
22	Osborn, Baldonnel A	NA	155	63/12/26	9,1	259	1 144	0,80	0,14	0,49
23	Stoddart, Baldonnel A	NA	153	77/08/08	4,0	259	1 192	0,90	0,19	0,29
Volume initial en place (découvert) : total			10 502							
Volume initial en place (potentiel) : total			8 336							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone			44							
Gisements découverts : total			42							
Population de gisements : total			480							

*valeurs inexistantes dans la base de données

RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES BIEN EXPLORÉES

Les volumes de gaz en place découvert et prévu dans les 10 zones gazéifères bien explorées sont énumérés au tableau 12. Au total, les 10 zones bien explorées contiennent $264\,694 \times 10^6 \text{ m}^3$ de combustible (volume initial de gaz en place découvert), auxquels s'ajoutent $272\,124 \times 10^6 \text{ m}^3$ de gaz correspondant au potentiel prévu. Le potentiel probable total des zones bien explorées s'élève à $522\,647 \times 10^6 \text{ m}^3$, une valeur plus incertaine basée sur la probabilité conditionnelle des ressources totales découvertes.

ANALYSE DES ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES

Estimation du potentiel des zones gazéifères possibles

Les zones gazéifères possibles sont les zones dans lesquelles aucune découverte n'a encore été faite et pour lesquelles il n'existe pas encore de réserves, mais dont l'analyse géologique indique des possibilités. Pour évaluer les zones possibles triasiques, on a produit un diagramme de la séquence de découverte des 10 zones gazéifères bien explorées, le volume de chaque zone

gazéifère représentant la somme du volume en place découvert et du potentiel prévu (fig. 6). La date de découverte de chaque zone gazéifère bien explorée correspond à la date de découverte du premier gisement dans la zone en question. Un diagramme du volume des zones gazéifères bien explorées selon leur rang a été produit de la même façon que ceux du volume des gisements selon leur rang dans les zones gazéifères bien explorées. Le potentiel et l'intervalle des ressources totales (volume) des zones sommairement explorées et possibles ont été évalués à l'aide du modèle de processus de découverte non paramétrique en utilisant les 10 zones bien explorées comme base de données (fig. 45). Les barres représentent l'intervalle des ressources (potentiel) de 2 zones sommairement explorées et d'au moins 1 zone possible. Les deux premières barres à partir de la gauche correspondent à l'intervalle estimé de la somme du volume découvert et du volume potentiel des zones sommairement explorées, tandis que la troisième (à droite) représente le volume prévu dans les zones possibles.

L'analyse numérique indique qu'il existe au moins 13 zones gazéifères triasiques, dont 10 bien explorées, 2 sommairement explorées – celles de la plate-forme continentale de Montney (Glacier) et de la sous-discordance nord de Montney (Ring) – et au moins une zone possible. L'utilisation de la formulation «au

Tableau 12
Résultats d'évaluation pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques

Nom de la zone gazéifère	Découvert		Prévu		Nombre de gisements Découverts/total
	Volume en place (10^6 m^3) [Tpi ³]				
Zones gazéifères bien explorées					
Sous-discordance sud de Montney (Fir)	25 876		23 258		73/500
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	66 600		27 036		143/360
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	12 731		10 839		63/400
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	39 710		88 934		51/500
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	25 915		23 202		27/300
Clastites de Charlie Lake (Inga)	6 094		8 866		25/200
Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	4 529		5 915		39/275
Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River	20 123		9 128		120/400
Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	52 614		66 610		31/500
Baldonnel (Fort St. John) : structure Peace River	10 502		8 336		42/480
Sous-total	[9,4] 264 694		[9,6] 272 124		614/3915
Zones gazéifères sommairement explorées					
Sous-discordance nord de Montney (Ring)	22 993		15 971		
Plate-forme continentale distale de Montney (Glacier)	713		12 191		
Zone(s) possible(s)	NIL		5 615		
Sous-total	[0,8] 23 706		[1,2] 33 777		
Grand total	[10,2] 288 400		[10,8] 305 901		

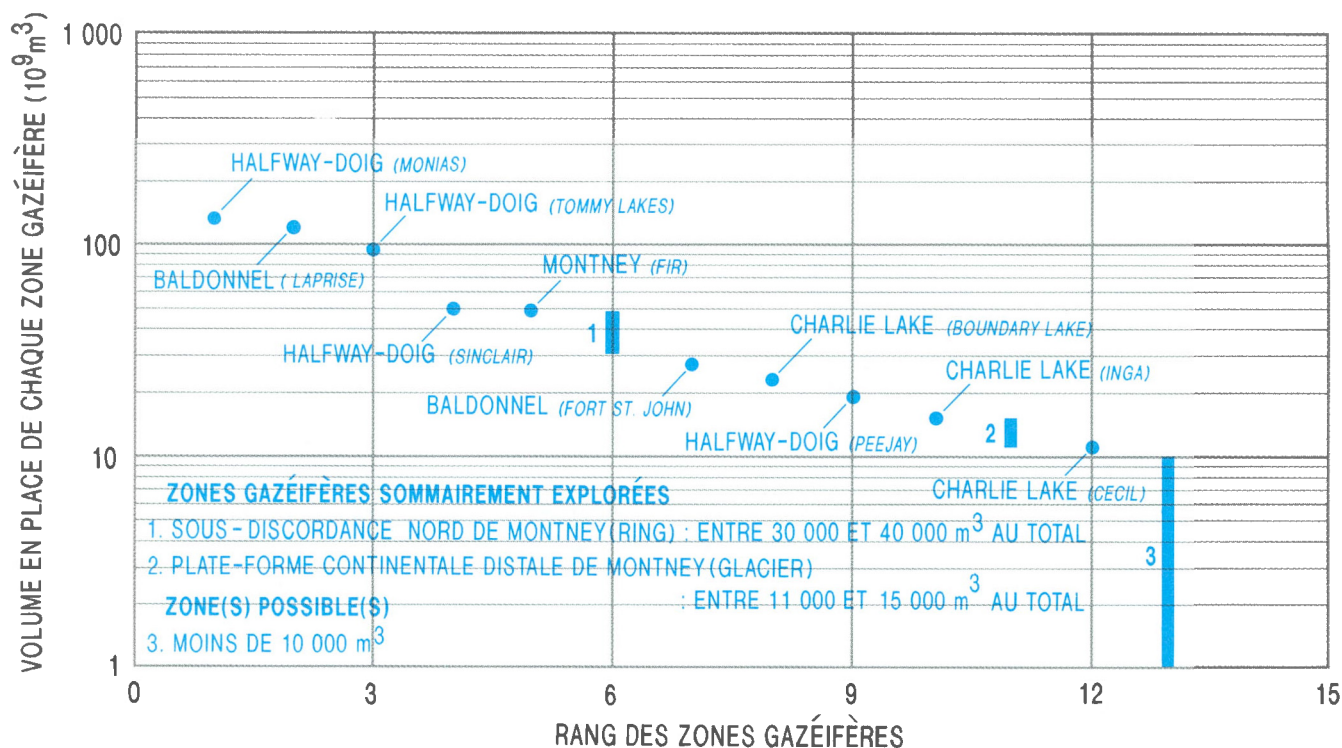


Figure 45. Diagramme du volume des 10 zones gazifères bien explorées du Trias selon leur rang. Les points indiquent les ressources totales (découvertes et non découvertes) des zones bien explorées; les barres représentent l'intervalle des ressources totales dans les zones sommairement explorées et possibles.

moins une zone possible» signifie qu'il pourrait y en avoir une ou plusieurs, mais dans la présente analyse, il est assumé qu'une seule zone gazifère possible devrait atteindre en volume le total (ou presque) des plus petites zones si elles existent.

Analyse géologique des zones possibles

La validité des estimations du potentiel possible (tableau 12) peut être évaluée en vérifiant si l'on peut démontrer, en se basant sur les données géologiques, qu'il existe en réalité un nombre suffisant de nouvelles zones gazifères contenant le volume additionnel indiqué. L'idée, selon un raisonnement statistique, qu'il peut exister au moins une nouvelle zone gazifère est raisonnable, étant donné l'histoire relativement longue de l'exploration et la répartition limitée dans l'espace des roches sédimentaires triasiques dans les Plaines intérieures. Un autre facteur indiquant que les zones gazifères possibles additionnelles ne devraient pas être nombreuses est que les définitions des zones bien explorées sont suffisamment globales pour inclure la plupart des concepts géologiques liés à une occurrence d'hydrocarbures. Si l'on suppose que l'estimation du volume dans la zone possible est réaliste, plusieurs types de zones gazifères pourraient contenir le gaz en question.

Dans la partie occidentale de la région, les roches silicoclastiques et carbonatées affleurantes de la Formation de Ludington, variant d'un faciès de plate-forme continentale distale à un faciès de talus continental (voir fig. 11), sont accompagnées de complexes de chenaux sous-marins remplis de lumachelles qui mesurent jusqu'à 167 m d'épaisseur (Gibson, 1993b) et qui pourraient constituer des unités réservoirs en subsurface à l'est. Les lumachelles, associées à des coulées de débris, pourraient s'observer près des ruptures de talus continental et pourraient être liées à un morcellement par failles synsédimentaires localisé. À la limite sud des strates triasiques, près de la zone déformée des Foothills, il pourrait exister des pièges stratigraphiques dans les faciès poreux du Membre de Siltstone de Vega de la Formation de Sulphur Mountain (Gibson, 1974). Étant donné qu'il s'agit de la roche réservoir du gisement de Basing dans les Foothills (Osadetz et al., comm. pers.), cette unité pourrait former des pièges dans la partie souterraine de la région des Plaines.

Il pourrait exister une autre zone possible dans les secteurs où s'observe une couche de sel d'épaisseur importante dans la Formation de Charlie Lake. On peut invoquer comme mécanisme de piégeage la dissolution du sel et l'effondrement, contribuant à la formation d'une géométrie de moulage ou de brèches

d'effondrement. Ce mécanisme a pu se produire dans la région de Septimus-Wilder (par ex. canton 83, rang 19, W6M), où l'on sait que se trouve le sel de North Pine.

RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES ET SOMMAIREMENT EXPLORÉES

La somme de la moyenne des trois barres de la figure 45 correspond au potentiel prévu dans les zones gazéifères possibles et sommairement explorées ($33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$). Dans la zone de la sous-discordance nord de Montney (Ring), un niveau de probabilité de 0,9 attribue aux ressources (découvertes et non découvertes) de la zone gazéifère un intervalle variant entre $30\,000$ et $40\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ pour ce qui est du volume en place. Le volume découvert à Ring-Pedigree s'élève déjà à d'environ $23\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$, ce qui équivaut à environ 60 % des ressources totales de la zone. Cette forte concentration dans un gisement indique que les ressources de la zone sont sous-estimées, ou que sa définition correspond trop à celle de ce gisement, ou qu'il s'agit d'un nouveau type de zone gazéifère et que les données ne sont pas suffisantes pour être plus définitives. Dans la zone de la plate-forme continentale distale de Montney (Glacier), l'étendue des valeurs du potentiel à un niveau de probabilité de 0,9 donne un intervalle de $11\,000$ à $15\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$, dont $700 \times 10^6 \text{ m}^3$ ont déjà été découverts. Une estimation médiane du volume non découvert se chiffre à $12\,191 \times 10^6 \text{ m}^3$. Cette valeur est raisonnable compte tenu du nombre insuffisant de puits et du volume de la zone gazéifère.

L'intervalle estimé pour le volume de la ou des zone(s) possible(s) se situe sous $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ indiquant que le volume en question, combiné au volume prévu dans les deux zones sommairement explorées, totalisera $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$. Selon ce total, le volume prévu de la ou des zone(s) gazéifère(s) possible(s) s'élève à $5\,615 \times 10^6 \text{ m}^3$.

DISCUSSION

Pour réaliser l'évaluation numérique des zones gazéifères bien explorées, sommairement explorées et possibles, on a eu recours au modèle de processus de découverte, sur considération du volume et de la séquence de découverte de chaque gisement et zone gazéifère faisant partie d'une population géologique naturelle. Les zones prouvées bien explorées ont nécessité une analyse géologique pour délimiter le type et l'étendue de la population de gisements de chaque

zone gazéifère. L'analyse des zones sommairement explorées et possibles a été faite à partir des résultats numériques obtenus pour les 10 zones bien explorées; elle a permis d'établir la correspondance des zones sommairement explorées et de supposer l'existence d'au moins une zone gazéifère additionnelle. Cette différence est importante lorsqu'on compare les volumes prévus des zones sommairement explorées et possibles (tableau 12). Tous les chiffres indiqués représentent des volumes de gaz en place (dans le sol), quelle que soit leur exploitabilité économique.

Zones gazéifères bien explorées

Les zones gazéifères bien explorées sont classées par ordre décroissant de volume en place découvert, de potentiel prévu, de pourcentage que représente le volume non découvert par rapport aux ressources totales et de volume du plus vaste gisement non découvert (tableaux 13 à 16). Les comparaisons font ressortir des tendances qui peuvent servir à planifier les stratégies d'exploration. La zone gazéifère aux ressources découvertes les plus importantes est celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair); cela s'explique par le fait que cette zone gazéifère a été bien explorée sur une grande étendue, principalement pour le pétrole. Les volumes importants associés à la zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) reflètent probablement sa nature gazéifère, le combustible étant présent dans de vastes gisements. Ces vastes gisements sont le résultat d'une surimpression structurale (plis ondulants) qui a touché les pièges stratigraphiques, donnant naissance à des fermetures structurales de grande étendue. La zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) présente des volumes découverts relativement importants également en raison d'une surimpression structurale et de sa tendance gazéifère. La nature pétrolifère de certains types de zone a toutefois pour effet de faire descendre leur rang dans une classification selon les réserves et le potentiel en gaz (par ex. Charlie Lake : Boundary et Halfway-Doig : Peejay Milligan).

Lorsqu'on classe les zones gazéifères bien explorées selon leur potentiel prévu, l'ordre des trois premières zones diffère. La zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) contiendrait, selon les estimations, le potentiel le plus élevé; cela s'explique par le fait qu'une vaste étendue de la zone n'a pas encore fait l'objet de forages et que, par conséquent, elle est comparativement peu explorée (69 % de ses ressources totales étant non découvertes). La zone gazéifère de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) occupe le deuxième rang de ce classement à

Tableau 13

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

Nom de la zone gazéifères	Volume découvert	Potentiel prévu
	(10 ⁶ m ³)	
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	66 600	27 036
Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	52 614	66 610
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	39 710	88 934
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	25 915	23 202
Sous-discordance sud de Montney (Fir)	25 876	23 258
Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River	20 123	9 128
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	12 731	10 839
Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River	10 502	8 336
Clastites de Charlie Lake (Inga)	6 094	8 866
Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	4 529	5 915
Total	264 694 (9,4 Tpi³)	272 124 (9,6 Tpi³)

Tableau 14

Zones gazéifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de potentiel prévu (gaz initial en place)

Nom de la zone gazéifères	Volume découvert	Potentiel prévu
	(10 ⁶ m ³)	
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	39 710	88 934
Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	52 614	66 610
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	66 600	27 036
Sous-discordance sud de Montney (Fir)	25 876	23 258
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	25 915	23 202
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	12 731	10 839
Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River	20 123	9 128
Clastites de Charlie Lake (Inga)	6 094	8 866
Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River	10 502	8 336
Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	4 529	5 915
Total	264 694 (9,4 Tpi³)	272 124 (9,6 Tpi³)

Tableau 15

Zones gazifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de volume non découvert (exprimé en pourcentage des ressources totales)

Nom de la zone gazifères	Volume découvert	Potentiel prévu	Volume non découvert (%)
	(10 ⁶ m ³)		
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	39 710	88 934	69
Clastites de Charlie Lake (Inga)	6 094	8 866	59
Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	4 529	5 915	57
Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	52 614	66 610	56
Sous-discordance sud de Montney (Fir)	25 876	23 258	47
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	25 915	23 202	47
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	12 731	10 839	46
Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River	10 502	8 336	44
Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River	20 123	9 128	31
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	66 600	27 036	29
Total	264 694 (9,4 Tpi³)	272 124 (9,6 Tpi³)	

Tableau 16

Zones gazifères triasiques bien explorées, classifiées par ordre décroissant de volume de plus vaste gisement non découvert

Nom de la zone gazifères	Volume découvert	Gisement découvert le plus vaste	Potentiel prévu	Volume du plus vaste gisement non découvert
	(10 ⁶ m ³)			
Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	52 614	25 257	66 610	3 206
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	39 710	20 100	88 934	2 635
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	66 600	14 815	27 036	1 806
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	12 731	2 338	10 839	1 577
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	25 915	19 247	23 202	1 444
Sous-discordance sud de Montney (Fir)	25 876	9 974	23 258	1 204
Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	4 529	1 064	5 915	607
Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River	10 502	3 415	8 336	342
Clastites de Charlie Lake (Inga)	6 094	2 302	8 866	207
Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake) : structure de Peace River	20 123	7 620	9 128	185
Total	264 694 (9,4 Tpi³)		272 124 (9,6 Tpi³)	

cause de son exploration relativement sommaire, puisqu'elle s'étend vers le nord dans un secteur très peu foré. La zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) occupe le troisième rang pour ce qui est du potentiel prévu. Étant donné qu'elle est relativement bien explorée, il n'est pas étonnant que la majeure partie des ressources aient déjà été découvertes.

Les plus vastes gisements non découverts de chaque zone gazéifère bien explorée, lorsque classés selon leur volume (tableau 16), donnent un résultat qui s'apparente aux trois premières positions selon le potentiel prévu, ce qui signifie un potentiel d'autant meilleur dans le cas des zones gazéifères de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) et de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias). Le volume de leur plus vaste gisement non découvert devrait atteindre $3\,206 \times 10^6 \text{ m}^3$ et $2\,635 \times 10^6 \text{ m}^3$, respectivement. Les ressources non découvertes devraient être réparties dans de nombreux petits gisements.

Le volume de gaz en place (potentiel prévu) dans les 10 zones gazéifères bien explorées a été évalué à $272\,124 \times 10^6 \text{ m}^3$. Parmi les zones gazéifères bien explorées, le volume moyen des plus vastes gisements non découverts est de $1\,321 \times 10^6 \text{ m}^3$. La moyenne varie beaucoup d'une zone gazéifère à l'autre, mais il reste à découvrir plus de 150 gisements de volume supérieur à $280 \times 10^6 \text{ m}^3$ et moins de 5 gisements de volume supérieur à $2\,800 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Zones gazéifères possibles et sommairement explorées

La localisation géologique et géographique des ressources en gaz dans les zones possibles est par nature très incertaine, comparativement à celle des zones bien explorées. La raison de cette incertitude est que l'occurrence et la répartition du potentiel en ressources non découvertes dans les zones bien explorées est restreinte (par les limites de la zone gazéifère dérivées de données géologiques) à un type spécifique de roche réservoir au sein d'un secteur bien délimité. Ce n'est pas le cas des zones possibles qui ne sont pas aussi bien circonscrites.

Les ressources totales contenues dans les zones possibles sont établies à partir des 10 zones gazéifères prouvées bien explorées et des 2 zones sommairement explorées en utilisant un modèle de processus de découverte. Le volume de gaz calculé dans la zone possible (qui peut inclure une ou plusieurs zones gazéifères) est une estimation statistique totale du

combustible qu'il soit ou non économiquement exploitable. Le volume de chaque gisement de la zone possible sera le facteur déterminant de son exploration future. Si les gisements sont trop petits, la zone gazéifère pourrait ne jamais être établie.

L'estimation de la zone possible donne un intervalle dont la limite supérieure est $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ et dont la valeur médiane se chiffre à $5\,615 \times 10^6 \text{ m}^3$ (fig. 45). La somme des volumes des zones gazéifères sommairement explorées et possibles donne une valeur prévue de $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$. Lorsqu'on la compare à celle des zones bien explorées, cette valeur est relativement faible et s'explique par le peu de travaux d'exploration effectués dans ces types de zones.

Volumes totaux

Le volume initial en place découvert dans les 10 zones gazéifères bien explorées atteint un total de $264\,694 \times 10^6 \text{ m}^3$. La contribution des deux zones sommairement explorées est de $23\,706 \times 10^6 \text{ m}^3$, ce qui donne un volume en place découvert totalisant $288\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$ répartis dans 622 gisements pour les 12 zones prouvées.

Les estimations du potentiel total des zones gazéifères sont données à deux niveaux, soit prévu (tableau 12) et probable. La valeur prévue est considérée plus réaliste que la valeur probable, étant donné qu'elle est limitée par le volume des gisements découverts. La valeur du potentiel probable est obtenue en ajustant la distribution des ressources de toutes les zones selon la somme totale des ressources découvertes.

Le volume en place prévu dans tous les types de zones gazéifères (bien explorées, sommairement explorées et possibles) s'élève à $305\,901 \times 10^6 \text{ m}^3$. Cette valeur, ajoutée au volume en place découvert, donne des ressources totales de $594\,301 \times 10^6 \text{ m}^3$, indiquant qu'environ 51 % de ce volume n'a pas encore été découvert. Des ressources non découvertes, seulement 11 % sont présentes dans des zones gazéifères sommairement explorées et possibles, les 89 % restants se trouvant dans des zones bien explorées (fig. 46).

Le volume en place probable (non découvert) de tous les types de zones s'élève à $767\,300 \times 10^6 \text{ m}^3$.

CONCLUSIONS

1. L'analyse géologique et l'évaluation statistique des ressources en gaz triasique dans les Plaines

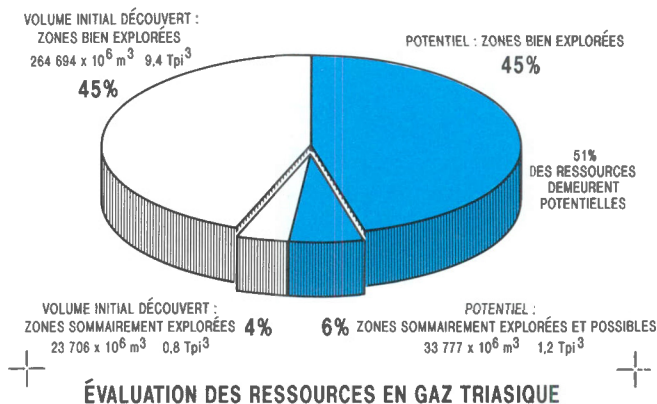


Figure 46. Diagramme circulaire illustrant la relation entre les ressources découvertes et les ressources potentielles dans le Trias des Plaines intérieures du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

intérieures du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien indiquent que plus de 50 % des ressources totales en gaz restent à découvrir (toutes considérations économiques exclues).

2. Du potentiel en gaz triasique non découvert, près de 89 % est associé à des zones gazéifères prouvées bien explorées. Jusqu'à cinq gisements non découverts ont un volume supérieur à 2 800 x 10⁶ m³ et plus de 150 gisements en ont un qui dépasse 280 x 10⁶ m³.
3. Les zones gazéifères prouvées bien explorées les plus intéressantes et au potentiel le plus élevé sont les suivantes : i) celle des grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig, modifiée par le morcellement par failles de l'arche et du rentrant de Peace River et caractérisée par le champ de Monias; ii) celle des roches carbonatées de la Formation de Baldonnel situées près de la bordure nord de sous-discordance, où certains pièges dérivent du plissement laramien (par ex. champ de Laprise); et iii) celle des grès littoraux de Halfway-Doig caractérisés par une composante structurale associée à la formation de failles dans l'arche et le rentrant de Peace River, dont le gisement représentatif est celui de Sinclair. Ces trois zones gazéifères constituent près de 60 % (182 589 x 10⁶ m³) du total des ressources non découvertes.
4. Selon les prévisions, 11 % du potentiel total en gaz triasique serait attribuable aux zones gazéifères possibles et sommairement explorées. L'intervalle du volume total des zones possibles se situe au-dessous de 10 000 x 10⁶ m³.

REMERCIEMENTS

Les auteurs désirent remercier leurs nombreux collègues de l'industrie pétrolière, de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière et des autres organismes fédéraux et provinciaux dont ils ont mis à profit les travaux et avec lesquels ils ont eu de fertiles échanges. Des remerciements sont adressés tout particulièrement à G. Reinson, pour ses conseils et ses encouragements; à P. Tzeng pour son aide dans l'utilisation des programmes statistiques; à J. MacRae; à J. Rowling et aux autres employés de la Direction de la géologie pétrolière (Ministère de l'Énergie, Division des mines et des ressources pétrolières de la Colombie-Britannique), pour les discussions sur les zones gazéifères du nord-est de la Colombie-Britannique; à N. Wemyss de la *Canadian Hunter* et à R. Jamieson de la *Home Oil* pour les échanges d'information sur la géologie régionale et la définition des zones gazéifères; de même qu'à G. Davies de la *GRDC Ltd.* pour les discussions et l'aide très utiles en ce qui concerne les corrélations stratigraphiques. K. Drummond, de l'Office national de l'Énergie, ainsi que D. Gibson ont relu le manuscrit préliminaire et formulé des suggestions utiles. Les commentaires et les corrections de K. Osadetz et de D. Cant ont également permis d'apporter à l'ouvrage des améliorations considérables. Il ne reste qu'à souligner les contributions suivantes : celle de P. Gubitz pour sa disponibilité, son efficacité et sa diligence dans la production des figures; celle des services cartographiques de l'IGSP (en particulier de B. Ortman, de J. Waddell et de M.D. Wallace) pour tout ce qui a trait à la cartographie et à la production; et enfin celles de L. Wardle et de G. Edwards (reproduction photomécanique), de P. Greener et de L. Cheung (traitement infographique) et de J. Monro (révision).

BIBLIOGRAPHIE

Alberta Energy Resources Conservation Board

1991 : Alberta's reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids and sulphur (December 31, 1990). Energy Resources Conservation Board, Calgary, Alberta, Report St 91-18 (plus related digital tapes).

Armitage, J.H.

1962 : Triassic oil and gas occurrence in northeastern British Columbia, Canada. *Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists*, v. 10, p. 35-56.

Aukes, P.G. et Webb, T.K.

1986 : Triassic Spirit River Pool, northwestern Alberta. *In* 1986 Core Conference, N.C. Meijer Drees (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, Canada, p. 3.1-3.34.

- Anderson, N.L., Hills, L.V. et Cederwall, D.A.**
1989 : Geophysical Atlas of Western Canadian Hydrocarbon Pools. Canadian Society of Exploration Geophysicists and Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, p. 344.
- Barclay, J.E.**
1988 : The Lower Carboniferous Golata Formation of the Western Canada Sedimentary Basin, in the context of sequence stratigraphy. *In* Sequences, Stratigraphy, Sedimentology: Surface and Subsurface, D.P. James and D.A. Leckie (eds.), Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 15, p. 1-14.
- Barclay, J.E., with contributions from D. Gibson**
1993 : Triassic Petroleum Geology, Western Canada Basin and neighbouring Yukon Territory and American Regions: bibliography and summary. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 41, p. 437-452.
- Barclay, J.E. et Leckie, D.A.**
1986 : Tidal inlet reservoirs of the Triassic Halfway Formation, Wembley Region, Alberta. *In* 1986 Core Conference, N.C. Meijer Drees (ed.), Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, p. 4.1-4.6.
- Barss, D.L., Best, E.W. et Meyers, N.**
1964 : Triassic, Chapter 9. *In* Geological History of Western Canada, R.G. McCrossan and R.P. Glaister (eds.). Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, p. 113-136.
- Barss, D.L. et Montandon, F.A.**
1981: Sukunka-Bullmoose gas fields: models for a developing trend in the southern Foothills of northeast British Columbia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 29, p. 293-333.
- Bever, J.M.**
1990 : Laprise Creek and East Laprise Creek. *In* Oil and Gas Pools of Canada Series, Volume 1, M.L. Rose (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, unpaginated.
- Bever, J.M. et McIlreath, I.A.**
1984 : Stratigraphy and reservoir development of shoaling-upward sequences in the Upper Triassic (Carnian) Baldonnel Formation, northeastern British Columbia. Program and Abstracts, Canadian Society Petroleum Geologists-Canadian Society of Exploration Geophysicists, National Convention, Calgary, 1984, p. 147.
- British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources Division**
1991 : Hydrocarbon and by-product reserves in British Columbia in 1990. Petroleum Resources Division, British Columbia, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Victoria, British Columbia, 23 p. (plus related digital tapes).
- Campbell, C.V., Dixon, R.J. et Forbes, D.M.**
1989 : Updip erosional truncation of Halfway and Doig shoreline sequences: a new model for exploration in west-central Alberta. Exploration Update 1989-Integration of Technologies, Program and Abstracts, Canadian Society of Petroleum Geologists Convention, Calgary, Alberta, p. 138.
- Cant, D.J.**
1986 : Hydrocarbon trapping in the Halfway Formation (Triassic), Wembley Field, Alberta. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 34, p. 329-338.
1988 : Regional structure and development of the Peace River Arch, Alberta: A Paleozoic failed-rift system? Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 36, p. 284-295.
- Caplan, M.L. et Moslow, T.F.**
1991 : Reservoir quality and characterization of the Halfway Formation, Peejay Field, northeastern British Columbia. Opportunities for the Nineties, Program and Abstracts, 1991 Canadian Society of Petroleum Geologists Convention, Calgary, p. 40.
- Clark, D.R.**
1961 : Primary structures of the Halfway Sand in the Milligan Creek oilfield, British Columbia. Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists, v. 9, p. 109-130.
- Creaney, S. et Allan, J.**
1990 : Hydrocarbon generation and migration in the Western Canada Sedimentary Basin. Classic Petroleum Provinces, J. Brooks (ed.). Special Publication of the Geological Society of London, Blackwell Scientific, p. 189-202.
- Dixon, J., Morrell, G.R., Dietrich, J.R., Procter, R.M. et Taylor, G.C.**
1988 : Petroleum resources of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea. Geological Survey of Canada, Open File 1926, 74 p.
- Edwards, D.E., Barclay, J.E., Gibson, D.W., Kville, G.E. et Halton, E.**
1994 : Triassic strata of the Western Canada Sedimentary Basin. *In* Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop and I. Shetsen (comp.). Canadian Society of Petroleum Geologists-Alberta Research Council, Calgary, Alberta, p. 259-275.
- Embry, A.F.**
1988 : Triassic sea-level changes: evidence from the Canadian Arctic Archipelago. *In* Sea-Level Changes: An Integrated Approach, C.K. Wilgus, B.S. Hastings, C.G. St.C. Kendall, H.W. Posamentier, C.A. Ross, and J.C. Van Wagoner (eds.). Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication no. 42, p. 249-259.
- Emond, D.**
1992 : Upper Triassic tidal-flat carbonates of the Boundary Lake Member, northeastern British Columbia. Official Program, 1992 Annual Convention, 1992 American Association of Petroleum Geologists-Canadian Society of Petroleum Geologists-Society of Economic Paleontologist and Mineralogists, Calgary, Alberta, p. 37.
- Energy, Mines and Resources Canada**
1977 : Oil and natural gas resources of Canada, 1976. Report EP77-1, 76 p.
- Fitzgerald, E.L. et Peterson, D.J.**
1967 : Inga Oil Field, British Columbia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 15, p. 65-81.
- Forbes, D.M., Dixon, R.J. et Hassler, G.T.**
1991 : Stratigraphy and exploration potential of the Charlie Lake Formation, west-central Alberta. Opportunities for the

Nineties, Program and Abstracts, 1991 Canadian Society of Petroleum Geologists Convention, Calgary, p. 61

Fulton, H.B.

1966 : Triassic Halfway Formation isopach, Peejay-Beatton River area, northeastern British Columbia. The Government of the Province of British Columbia, Department of Mines and Petroleum Resources, map and notes, 1 page.

Gibson, D.W.

1968 : Triassic stratigraphy between the Athabasca and Smoky Rivers of Alberta. Geological Survey of Canada, Paper 67-65, 114 p.

1974 : Triassic rocks of the southern Canadian Rocky Mountains. Geological Survey of Canada, Bulletin 230, 65 p.

1975 : Triassic rocks of the Rocky Mountain Foothills and Front Ranges of northeastern British Columbia and west-central Alberta. Geological Survey of Canada, Bulletin 247, 61 p.

1993a : Triassic. *In* Sedimentary Cover of the North American Craton: Canada, D.F. Stott and J.D. Aitken (eds.). Geological Survey of Canada, Geology of Canada No. 5, p. 294-320 (also Geological Society of America, The Geology of North America D-2).

1993b : Upper Triassic coquina channel complexes, Rocky Mountain Foothills, northeastern British Columbia. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 41, p. 57-69.

Gibson, D.W. et Barclay, J.E.

1989 : Middle Absaroka Sequence: The Triassic stable craton. *In* The Western Canada Sedimentary Basin-A case history, B.D. Ricketts (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Special Publication no. 30, Calgary, Alberta, p. 219-232.

Gibson, D.W. et Edwards, D.E.

1990 : An overview of Triassic stratigraphy and depositional environments in the Rocky Mountain Foothills and western Interior Plains, Peace River Arch area, northeastern British Columbia. *In* Geology of the Peace River Arch, S.C. O'Connell and J.S. Bell (eds.). Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 38A, p. 146-158.

Glass, D.J. (ed.)

1990 : Lexicon of Canadian Stratigraphy, Volume 4, Western Canada, including Eastern British Columbia, Alberta, Saskatchewan and Southern Manitoba. Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, 772 p.

Halton, E.

1981 : Wembley Field-facies variations in the Halfway Formation. *In* Annual Core and Field Sample Conference, F.A. Stoakes (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, Canada, p. 9.

Higgs, R.Y.

1990 : Sedimentology and petroleum geology of the Artex Member (Charlie Lake Formation), northeastern British Columbia. Petroleum Geology Branch, Province of British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Petroleum Geology Special Paper 1990-1, 26 p.

Horne, J.C., Campbell, C.V. et Odland, S.K.

1985 : Tidal-inlet fills as hydrocarbon reservoirs: example from Halfway Formation, Alberta. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 69, p. 267.

Hunt, A.D. et Ratcliffe, J.D.

1959 : Triassic stratigraphy, Peace River area, Alberta and British Columbia, Canada. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 43, p. 563-589.

Jackson, P.C.

1990 : Brassey Artex Pool. *In* Oil and Gas Pools of Canada Series, Volume 1, M.L. Rose (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, unpaginated.

Klein, M. et Woofter, D.

1989 : The Triassic Brassey Oilfield of northeast British Columbia—a light oil discovery: its evolution from exploration to development. Exploration Update 1989-Integration of Technologies, Program and Abstracts. Canadian Society of Petroleum Geologists Convention, Calgary, Alberta, p. 134.

Lee, P.J.

1993 : Two Decades of Geological Survey of Canada petroleum resource assessments. Canadian Journal of Earth Sciences, v. 30. p. 321-332

Lee, P.J. et Tzeng, H.P.

1989 : The Petroleum Exploration and Resource Evaluation System (PETRIMES): Working reference guide. Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, Calgary Alberta, 258 p.

Lee, P.J. et Wang, P.C.C.

1983a : Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources. Mathematical Geology, v. 15, p. 163-181.

1983b : Conditional analysis for petroleum resource evaluations. Mathematical Geology, v. 15, p. 353-365.

1984 : PRIMES: A petroleum resources information management and evaluation system. Oil & Gas Journal, October 1, p. 204-206.

1985 : Prediction of oil or gas pool sizes when discovery record is available. Mathematical Geology, v. 17, p. 95-113.

1986 : Evaluation of petroleum resources from pool size distribution. *In* Oil and Gas Assessment Methods and Applications, D.D. Rice (ed.). Studies in Geology, no. 21, American Association of Petroleum Geologists, p. 33-42.

1990 : An introduction to petroleum resource evaluation methods. Canadian Society of Petroleum Geologists, Short Course Notes, 1990 Canadian Society of Petroleum Geologists, Convention on Basin Perspectives, May 1990, Calgary, Alberta, 108 p.

Masters, C.D.

1984 : Petroleum Resource Assessment. C.D. Masters (ed.). International Union of Geological Sciences, Publication No. 17.

- McCrossan, R.G. et Glaister, R.P. (eds.)**
1964 : Geological History of Western Canada. Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, 232 p.
- Metherell, R.G.**
1966 : Kaybob South Field (Spray River Formation). *In* Oil Fields of Alberta Supplement, J.R. Century (ed.). Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, p. 59-60.
- Miall, A.D.**
1976 : The Triassic Sediments of Sturgeon Lake South and surrounding areas. *In* The Sedimentology of Selected Clastic Oil and Gas Reservoirs in Alberta, M. Lerand (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 25-43.
- Moslow, T.F. et Davies, G.R.**
1992 : Triassic Reservoir Facies and Exploration Trends: Western Canada Sedimentary Basin. Canadian Society of Petroleum Geologists, Short Course Number 7 notes, Canadian Society of Petroleum Geologists-American Association of Petroleum Geologists Conference: June 25-26, 1992, Calgary, Alberta, 166 p.
- Mossop, G.D. et Shetsen, I. (Comp.)**
1994 : Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, Canadian Society of Petroleum Geologists-Alberta Research Council, Calgary, Alberta, 510 p.
- Mothersill, J.S.**
1968 : Environments of deposition of the Halfway Formation, Milligan Creek area, British Columbia. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 16, p. 180-199.
- Munroe, H.D. et Moslow, T.F.**
1990 : Reservoir quality and architecture of tidal inlet sandstones, Halfway Formation, northeastern British Columbia. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38, no. 1, p. 174 (also in CSPG Reservoir, Canadian Society of Petroleum Geologists, v. 18, no. 9, p. 2-3).
1991 : Depositional models for the Doig Formation of northeastern British Columbia. Opportunities for the Nineties, Program and Abstracts, 1991 Canadian Society of Petroleum Geologists Convention, Calgary, Alberta, p. 105.
- Nelson, S.J.**
1970 : Historical Geology of Western Canada: Early and Middle Triassic; Late Triassic. *In* The Face of Time, The Geological History of Western Canada. Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, p. 111-113.
- O'Connell, S.C. et Bell, J.S. (eds.)**
1990 : Geology of the Peace River Arch. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38A, 281 p.
- O'Connell, S.C., Dix, G.R. et Barclay, J.E.**
1990 : The origin, history and regional structural development of the Peace River Arch, Western Canada. *In* Geology of the Peace River Arch, S.C. O'Connell and J.S. Bell (eds.). *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38A, p. 4-24.
- Podruski, J.A., Barclay, J.E., Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Procter, R.M. et Taylor, G.C.**
1988 : Conventional oil resources of Western Canada (light and medium), Part I: Resource endowment. Geological Survey of Canada, Paper 87-26, p. 1-125.
- Porter, J.W., Price, R.A. et McCrossan, R.G.**
1982 : The Western Canada Sedimentary Basin. *In* The Evolution of Sedimentary Basins, P. Kent, M.H.P. Bott, D.P. McKenzie and C.A. Williams (eds.). Royal Society of London (Philosophical Transactions), A305, no. 1489, p. 169-192.
- Pruden, D.M., Jeffries, S.A. et Goetz, P.A.**
1991 : Structural architecture and evolution of the Dawson Creek Graben Complex, Alberta and British Columbia. *In* Canadian Society of Exploration Geophysicists, Recorder, September, 1991.
- Rice, D.D.**
1986 : Oil and gas assessment-Methods and Applications. *Studies in Geology*, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, 267 p.
- Reinson, G.E., Lee, P.J., Barclay, J.E., Bird, T.D. et Osadetz, K.G.**
1993a : Western Canada basin conventional gas resource estimated at 232 tcf. *Oil and Gas Journal*, October 25, 1993, p. 92-95.
- Reinson, G.E., Lee, P.J., Warters, W., Osadetz, K.G., Bell, L.L., Price, P.R., Trollope, F., Campbell, R.I. et Barclay, J.E.**
1993b : Devonian gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin. Part I: Geological play analysis and resource assessment. Geological Survey of Canada, *Bulletin* 452, p. 1-128.
- Riediger, C.L., Brooks, P.W., Fowler, M.G. et Snowdon, L.R.**
1990 : Lower and Middle Triassic source rocks, thermal maturation, and oil-source rock correlations in the Peace River Embayment area, Alberta and British Columbia. *In* Geology of the Peace River Arch, S.C. O'Connell and J.S. Bell (eds.). *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38A, p. 218-235.
- Rose, M.L. (ed.)**
1990 : Oil and Gas Pools of Canada, Volume 1, M.L. Rose (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, unpaginated.
- Roy, K.J.**
1972 : The Boundary Member: A buried erosional remnant of Triassic age in northeastern British Columbia. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 20, p. 27-57.
1979 : Hydrocarbon assessment using subjective probability and Monte Carlo methods. *In* International Institute for Applied Systems Analysis, First Conference on Methods and Models for Assessing Energy Resources, M. Grenon (ed.). Pergamon Press, New York, p. 279-290.
- Shell Oil Company**
1956 : Sturgeon Lake South-Triassic Oil. Canadian Oil and Gas Industries, v. 9, no. 7, p. 51-54.

- Sikabonyi, L.A. et Rodgers, W.J.**
 1959 : Paleozoic tectonics and sedimentation in the northern half of the West Canadian Basin. *Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists*, v. 7, p. 193-216.
- Sinclair, I.K., McAlpine, K.D., Sherwin, D.F. et McMillan, N.J.**
 1992 : Petroleum resources of the Jeanne D'Arc Basin and environs, Part I: Geological framework. Geological Survey of Canada, Paper 92-8, p. 1-48.
- Sproule, J.C. et Boggs, O.D.**
 1956 : Sturgeon Lake-geology and reserves. *Canadian Oil and Gas Industries*, v. 9, no. 7, p. 43-50.
- Stewart, R.**
 1989 : Stratigraphic Correlation Chart, northeastern British Columbia and adjacent areas. Province of British Columbia, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Victoria, British Columbia, 1 chart.
- Sturrock, D.L. et Dawson, S.W.**
 1991 : The Ring/Border Field: A significant gas discovery in the Triassic Montney Formation. *Reservoir*, Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, v. 18, no. 2, p. 1-2.
- Torrie, J.E.**
 1973 : Northeastern British Columbia. *In* *Future Petroleum Provinces of Canada*, R.G. McCrossan (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 151-186.
- Vail, P.R., Mitchum, R.M. Jr. et Thompson, S. III.**
 1977 : Seismic stratigraphy and global changes of sea-level, Part 4: Global cycles of relative changes of sea-level. *In* *Seismic Stratigraphy, Applications to Hydrocarbon Exploration*, C.E. Payton (ed.). American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, p. 83-97.
- Wade, J.A., Campbell, G.R., Procter, R.M. et Taylor, G.C.**
 1989 : Petroleum resources of the Scotian Shelf. Geological Survey of Canada, Paper 88-19, 26 p.
- White, D.A. et Gehman, H.M.**
 1979 : Methods of estimating oil and gas resources. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 63, p. 2183-2192.
- Willis, A.J.**
 1992 : Reservoir sedimentology of the middle Triassic Halfway Formation, Wembley Field, Alberta. M.Sc. thesis, University of Alberta, Edmonton, Alberta, 401 p.
- Wittenberg, J.**
 1992 : Origin and stratigraphic significance of anomalously thick sandstone trends in the Middle Triassic Doig Formation of west-central Alberta. M.Sc. thesis, University of Alberta, Edmonton, Alberta, 600 p.
- Wittenberg, J. et Moslow, T.F.**
 1992a : Lateral facies variability and impact on reservoir heterogeneity, Middle Triassic Doig Formation, Sinclair, Wembley, and Valhalla (East) Fields, Alberta, Canada. *Environments of Exploration, Program and Abstracts, American Association of Petroleum Geologists and Canadian Society of Petroleum Geologists Convention*, Calgary, Alberta, June, 1992, p. 144.
- 1992b : Origin and stratigraphic significance of several anomalously thick sandstone trends in the Middle Triassic Doig Formation of west-central Alberta, Canada. *Environments of Exploration, Programme and Abstracts, 1992 American Association of Petroleum Geologists and Canadian Society of Petroleum Geologists Convention*, Calgary, Alberta, June, 1992, p. 144.

RESSOURCES EN GAZ TRIASIQUE DANS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN (PLAINES INTÉRIEURES)

PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE

Résumé

La partie II est une analyse économique des ressources non découvertes en gaz naturel triasique. Les estimations portent sur la relation entre le prix du gaz naturel à la sortie d'usine et le volume des ressources non découvertes économiquement récupérables. Les courbes d'offre sont présentées avec et sans fardeau fiscal, dans les cas du cycle complet et du demi-cycle ainsi que dans un cas pondéré (qui correspond à la moyenne des résultats de cycle complet et de demi-cycle). Dans la présente analyse, le cas pondéré est considéré comme le cas de référence. Dans le cas pondéré, 10 % du volume de gaz récupérable est estimé économique à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m^3 (1,25 \$ par Mpi^3) et 38 %, à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 (2,50 \$ par Mpi^3). Les prix sont exprimés en dollars de 1990. Ces pourcentages représentent respectivement 8 % et 30 % des volumes initiaux de gaz en place non découvert estimés dans la partie I. Les estimations du volume correspondant au potentiel économique dans tout le Trias (zones gazéifères prouvées et possibles) s'élèvent à $25 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,9 \text{ Tpi}^3$) et $92 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($3,3 \text{ Tpi}^3$) aux deux prix susmentionnés. Une analyse plus poussée montre la sensibilité du potentiel économique aux changements dans les coûts totaux, le taux de succès de l'exploration, la distance séparant les gisements découverts des réseaux collecteurs et les estimations des ressources. Pratiquement toutes les ressources en gaz économiquement récupérables dans le Trias se trouvent dans quatre zones gazéifères, soit celles de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise), de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes) et des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair).

Abstract

Part II consists of an economic analysis of the undiscovered Triassic natural gas resources. Estimates are made of the relation between the plant-gate price of natural gas and the volume of economically recoverable undiscovered resources. Supply curves are presented, with and without a fiscal burden, for full-cycle and half-cycle cases, and for a weighted case, which is an average of the full- and half-cycle results. The weighted case is regarded as the reference case in this study. In the weighted case, 10 per cent of the volume of recoverable gas is estimated to be economic at a price of \$44.13 per 10^3 m^3 (\$1.25 per MCF), and 38 per cent at a price of \$88.25 per 10^3 m^3 (\$2.50 per MCF). Prices are expressed in 1990 dollars. These percentages correspond to 8 per cent and 30 per cent, respectively, of the undiscovered initial gas-in-place volumes estimated in Part I. Estimates of the volume of economic gas potential for the entire Triassic (established and conceptual plays) are $25 \times 10^9 \text{ m}^3$ (0.9 TCF) and $92 \times 10^9 \text{ m}^3$ (3.3 TCF) at the two prices. Further analysis shows the sensitivities of economic potential to changes in total costs, exploration success ratios, distances of discoveries to gathering systems, and resource estimates. Virtually all of the economically recoverable gas resources in the Triassic are found in four plays: the Halfway/Doig Shelf-Monias, Baldonnel Subcrop-Laprise, Halfway/Doig Shelf-Tommy Lakes, and Halfway/Doig Shore-Sinclair.

Sommaire

Dans la partie II, la fraction du volume initial de gaz en place non découvert qui pourrait être économiquement rentable à long terme a été évaluée en tenant compte des principales contraintes techniques et économiques à l'exploration, à la mise en valeur et à la production. Cette fraction est définie comme le *potentiel économique* et elle est mesurée en fonction de l'estimation pondérée (du cycle complet et du demi-cycle) du prix d'offre à la sortie d'usine du gaz naturel. L'estimation pondérée tient compte des répercussions des cibles en amont et en aval des puits sur le potentiel économique d'une zone gazéifère. L'utilisation d'une estimation pondérée est appropriée à l'analyse économique des ressources dans le système triasique, étant donné que des cibles d'exploration devraient exister à la fois au-dessus et au-dessous des strates triasiques. Par conséquent, le cas pondéré est considéré comme le cas de référence aux fins de la présente analyse.

Le cas du cycle complet inclut les coûts totaux d'exploration, de mise en valeur et de production ainsi que les frais généraux associés. Le coût d'acquisition des terres a été exclu de l'analyse afin d'estimer la rentabilité des sites d'intérêt avant cette étape. Le cas du demi-cycle exclut tous les coûts engagés avant la mise en valeur. Le potentiel économique est donné pour les cas du cycle complet et du demi-cycle afin d'offrir des estimations aux points de décision importants du cycle d'investissement et pour entreprendre des forages d'exploration à cible unique.

Les estimations du potentiel économique ont été préparées avec et sans fardeau fiscal. Le potentiel économique avec fardeau fiscal est une mesure tenant compte du régime fiscal actuel, tandis que celui sans fardeau fiscal en est une omettant cet aspect. La différence entre les potentiels calculés avec et sans cette contrainte représente les répercussions du régime fiscal sur la découverte, la mise en valeur et la mise en production des ressources en gaz naturel faiblement rentables. Dans chaque cas, deux estimations du potentiel économique sont présentées, soit le volume initial de gaz brut économiquement récupérable et le pourcentage du volume initial total de gaz brut récupérable qui est rentable.

L'analyse économique a porté sur chacune des dix zones gazéifères triasiques bien explorées pour lesquelles on dispose de données sur le volume des gisements non découverts et d'autres données nécessaires. Les gisements non découverts de chaque zone gazéifère ont été traités comme un ensemble de possibilités d'investissement. Ont été évalués pour tous les gisements non découverts les coûts d'exploration, de mise en valeur et de production ainsi que les profils de production. Le coût et les calendriers de production découlant de ces évaluations ont ensuite été utilisés pour estimer les prix d'offre minimaux à la sortie d'usine en recourant à l'analyse de la marge brute d'autofinancement actualisée. Les courbes d'offre, établissant un lien entre le potentiel économique et les prix, ont été construites à partir des estimations susmentionnées. Compte tenu d'un manque d'informations essentielles, il n'a pas été possible d'entreprendre une analyse économique détaillée des ressources non découvertes dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles. En conséquence, les résultats obtenus pour les zones gazéifères bien explorées ont été étendus aux zones gazéifères sommairement explorées et possibles, afin de calculer, bien qu'approximative, leur potentiel économique.

Les courbes d'offre présentées dans le présente document ont été établies sur considération des conditions et des hypothèses suivantes relatives au cas de référence : i) estimation moyenne des ressources pour chaque gisement non découvert; ii) paramètres relatifs à la géologie et à l'ingénierie spécifiques à chaque zone gazéifère; iii) taux de succès économique de l'exploration spécifique à chaque zone gazéifère; iv) régimes fiscaux fédéral et provinciaux de juin 1993; v) coûts de 1990; et vi) taux minimal de rendement réel de la marge brute d'autofinancement actualisée de 10 % sur les investissements.

Le cas de référence est basé sur les données disponibles au moment de l'analyse. Il ne tient pas compte des améliorations dans les taux de succès économique ou des révisions à la hausse des estimations des ressources qui découlent d'une meilleure connaissance des zones gazéifères

explorées, des réductions des coûts de mise en valeur résultant du prolongement des réseaux de gazoducs ou des diminutions possibles des coûts associés à des changements techniques et à des améliorations aux méthodes utilisées par les gazières. Par conséquent, on peut considérer que le potentiel économique calculé dans le cas de référence se rapproche de celui correspondant aux conditions économiques actuelles de l'exploration, mais constitue vraisemblablement une sous-estimation des valeurs de base de l'exploration à long terme.

Voici les principaux résultats et les grandes conclusions découlant de l'analyse du cas de référence des dix zones gazifères bien explorées :

1. Dans le cas pondéré, le potentiel économique avec fardeau fiscal est évalué à $22 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,8 \text{ Tpi}^3$) à un prix à la sortie d'usine de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ ($1,25 \text{ \$ par Mpi}^3$) et à $82 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Tpi}^3$) à un prix à la sortie d'usine de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ ($2,50 \text{ \$ par Mpi}^3$). Ces volumes correspondent respectivement à 10 % et 38 % du volume initial total de gaz brut récupérable. Ils représentent respectivement 8 % et 30 % des volumes initiaux de gaz en place non découvert, selon les estimations de la partie I.
2. Dans le cas du cycle complet, le potentiel économique avec fardeau fiscal s'élève à $13 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,5 \text{ Tpi}^3$) à un prix de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ et à $70 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,5 \text{ Tpi}^3$) à un prix de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$. Ces volumes correspondent respectivement à 6 % et 33 % du volume initial total de gaz brut récupérable.
3. Dans le cas du demi-cycle, le potentiel économique avec fardeau fiscal augmente à $42 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($1,5 \text{ Tpi}^3$) à un prix de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ et à $122 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($4,3 \text{ Tpi}^3$) à un prix de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$. Ces volumes correspondent respectivement à 20 % et 57 % du volume initial total de gaz brut récupérable.
4. Les courbes d'offre sont élastiques entre $35 \text{ \$}$ et $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ (entre $1 \text{ \$}$ et $2,50 \text{ \$ par Mpi}^3$). Aux prix plus élevés que $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$, les courbes d'offre sont relativement inélastiques.
5. Le potentiel économique varie relativement peu avec ou sans fardeau fiscal. Les régimes fiscaux fédéral et provinciaux combinés ne réduisent donc pas significativement les estimations du potentiel économique.

Environ un neuvième des ressources non découvertes dans le Trias seraient, selon les estimations, dans des zones gazifères sommairement explorées et possibles. Les résultats de l'analyse économique des dix zones gazifères bien explorées ont été étendus à cette partie des ressources. En incluant les ressources estimées des zones gazifères sommairement explorées et possibles, le potentiel économique pondéré augmente de $22 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,8 \text{ Tpi}^3$) à $25 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,9 \text{ Tpi}^3$), à un prix de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$, et de $82 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Tpi}^3$) à $92 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($3,3 \text{ Tpi}^3$), à un prix de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$.

Une variabilité et une incertitude significatives entourent les estimations des coûts et d'autres facteurs. Des analyses de sensibilité ont été entreprises pour évaluer les répercussions des changements de facteurs significatifs sur les estimations du potentiel économique pondéré avec fardeau fiscal. Les résultats des analyses de sensibilité sont les suivants :

1. Les estimations du potentiel économique pondéré sont sensibles aux changements dans les coûts totaux. Une augmentation des coûts totaux de 20 % par rapport au cas de référence réduit le potentiel économique de 52 % à un prix à la sortie d'usine de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ et de 11 % si le prix passe à de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$. Une réduction des coûts totaux de 30 % augmente le potentiel économique de 76 % à un prix de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$ et de 20 % à un prix de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$.

2. Les estimations du potentiel économique pondéré sont moins sensibles aux changements dans le taux de succès de l'exploration. Par exemple, le fait de doubler le taux de succès de l'exploration fait augmenter le potentiel économique de 31 % à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m³ et de 19 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m³. Les répercussions sont plus grandes dans le cas du cycle complet, où le fait de doubler le taux de succès économique provoque une augmentation du potentiel économique de 59 % et de 20 % respectivement.
3. La réduction de la distance entre le gazoduc et le réseau collecteur à 2,5 km a pour effet d'augmenter le potentiel économique pondéré de 23 % à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m³ et de 8 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m³. Des changements semblables du potentiel économique sont évalués dans le cas du demi-cycle.
4. Des augmentations dans les évaluations des volumes des gisements non découverts ont des répercussions significatives sur le potentiel économique. Une comparaison du potentiel économique avec le cas de référence, selon les estimations du volume des gisements non découverts au niveau de probabilité de 10 %, fait ressortir une augmentation de 49 % à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m³ et de 16 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m³.

Les courbes d'offre sont dominées par trois zones gazéifères en Colombie-Britannique et une en Alberta. Une analyse des estimations du potentiel économique par zone gazéifère indique qu'à des prix allant jusqu'à 88,25 \$ par 10^3 m³, pratiquement tout le potentiel économique devrait se trouver dans les quatre zones gazéifères suivantes : en Colombie-Britannique, celles de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) et de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes); en Alberta, celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair).

Summary

In Part II, the portion of the undiscovered initial gas-in-place that can be expected to be economic over the long-term is estimated by taking into consideration the major technical and economic constraints to exploration, development and production. This constrained portion is defined as *economic potential*. It is measured as a function of the weighted full- and half-cycle estimate of the plant-gate supply price of natural gas. The weighted estimate recognizes the impact of uphole and downhole targets on the economic potential of a play. The use of a weighted estimate is appropriate in the economic analysis of resources in the Triassic System, because exploration targets are expected to exist both above and below Triassic strata. Consequently, the weighted case is regarded as the reference case for this study.

The full-cycle case is defined to include all exploration, development, production and overhead costs. The cost of land rights has been excluded from this analysis in order to estimate prospect profitability prior to acquiring land. The half-cycle case excludes all pre-development costs. Economic potential is provided for both the full-cycle and half-cycle cases in order to provide estimates at major decision points in the investment cycle, and to address single target exploration drilling.

Estimates of economic potential were prepared with and without a fiscal burden. Burdened economic potential measures potential under the existing fiscal system, while unburdened economic potential excludes the fiscal system. The difference between the burdened and unburdened cases measures the impact of the fiscal system on the discovery, development and production of marginally economic natural gas resources. For each case, two estimates of economic potential are provided: the volume of economic initial raw recoverable gas, and the percentage of the total initial raw recoverable gas that is economic.

The economic analysis was undertaken for each of the ten mature Triassic plays for which undiscovered pool size estimates and other required information were available. The undiscovered pools in each play were treated as a set of investment opportunities. Exploration, development and production costs, together with production profiles, were estimated for all undiscovered pools. The resulting cost and production schedules were then used to estimate minimum required plant-gate supply prices using discounted cash flow analysis. Supply curves, relating economic potential to prices, were constructed from the above estimates. Because of a lack of relevant information, it was not possible to undertake detailed economic analysis of the undiscovered resources in immature and conceptual plays. Results for the mature plays were, therefore, extended to the immature and conceptual plays to provide some estimate, however speculative, of their economic potential.

The supply curves prepared in this study were estimated under the following reference case conditions and assumptions: i) mean resource estimate for each undiscovered pool; ii) play-specific geological and engineering parameters; iii) play-specific economic success ratios; iv) the federal and provincial fiscal systems as of June, 1993; v) 1990 costs; and vi) a minimum required real discounted cash flow rate-of-return on investment of 10 per cent.

The reference case is based on data available at the time of analysis. It does not consider improvements in economic success ratios or upward revisions to the resource estimates due to increased knowledge of exploration plays, reductions in development costs due to expansions of pipeline networks, or possible decreases in costs due to technological changes and improvements in company practices. Consequently, economic potential for the reference case should be considered closer to the current economics of exploration. It is likely an underestimate of the long-term exploration fundamentals.

Major results and conclusions for the reference case for the ten mature plays, are:

1. In the weighted case, burdened economic potential is estimated as $22 \times 10^9 \text{ m}^3$ (0.8 TCF) at a plant-gate price of \$44.13 per 10^3 m^3 (\$1.25 per MCF), and $82 \times 10^9 \text{ m}^3$ (2.9 TCF) at a plant-gate price of \$88.25 per 10^3 m^3 (\$2.50 per MCF). These volumes correspond to 10 and 38 per cent, respectively, of the total initial raw recoverable gas. They represent 8 and 30 per cent, respectively, of the undiscovered initial gas-in-place volumes estimated in Part I.
2. On a full-cycle basis, burdened economic potential is $13 \times 10^9 \text{ m}^3$ (0.5 TCF) at \$44.13 per 10^3 m^3 , and $70 \times 10^9 \text{ m}^3$ (2.5 TCF) at a price of \$88.25 per 10^3 m^3 . These volumes correspond to 6 and 33 per cent of the total initial raw recoverable gas, respectively.
3. On a half-cycle basis, burdened economic potential increases to $42 \times 10^9 \text{ m}^3$ (1.5 TCF) at \$44.13 per 10^3 m^3 , and to $122 \times 10^9 \text{ m}^3$ (4.3 TCF) at \$88.25 per 10^3 m^3 . These volumes correspond to 20 and 57 per cent of the total initial raw recoverable gas, respectively.
4. The supply curves are elastic in the price range of \$35 to \$88.25 per 10^3 m^3 (\$1.00 to \$2.50 per MCF). At prices higher than \$88.25 per 10^3 m^3 , the supply curves are relatively inelastic.
5. There is a relatively small difference between burdened and unburdened economic potential. This suggests that the combined federal and provincial fiscal systems do not significantly reduce economic potential.

Approximately one ninth of the undiscovered Triassic gas resources are estimated to be found in immature and conceptual plays. Results of the economic analysis for the ten mature plays were extended to this portion of the resource. Including the resources estimated for immature and conceptual plays increases the weighted economic potential from $22 \times 10^9 \text{ m}^3$ (0.8 TCF) to $25 \times 10^9 \text{ m}^3$ (0.9 TCF) at \$44.13 per 10^3 m^3 , and from $82 \times 10^9 \text{ m}^3$ (2.9 TCF) to $92 \times 10^9 \text{ m}^3$ (3.3 TCF) at \$88.25 per 10^3 m^3 .

Significant variability and uncertainty surround estimates of costs and other factors. Sensitivity analyses were undertaken to estimate the impact of changes in significant factors on estimates of weighted burdened economic potential. Results of the sensitivity analyses are:

1. Estimates of the weighted economic potential are sensitive to changes in total costs. An increase in total costs of 20 per cent, relative to the reference case, reduces economic potential by 52 per cent at a plant-gate price of \$44.13 per 10^3 m³ and 11 per cent at \$88.25 per 10^3 m³. A reduction in total costs of 30 per cent increases economic potential by 76 per cent at \$44.13 per 10^3 m³ and 20 per cent at \$88.25 per 10^3 m³.
2. Estimates of weighted economic potential are less sensitive to changes in the exploration success ratio. For example, doubling the exploration success ratio increases economic potential by 31 per cent at \$44.13 per 10^3 m³ and 19 per cent at \$88.25 per 10^3 m³. The greater impact occurs in the full-cycle case, where doubling the economic success ratio increases economic potential by 59 and 20 per cent, respectively.
3. Reducing the pipeline distance to the gathering system to 2.5 km increases the weighted economic potential by 23 per cent at \$44.13 per 10^3 m³ and 8 per cent at \$88.25 per 10^3 m³. Similar changes in economic potential are estimated for the half-cycle case.
4. Increases in estimates of undiscovered pool sizes have a significant impact on economic potential. A comparison of economic potential using undiscovered pool size estimates at the 10 per cent probability level with the reference case shows a 49 per cent increase at \$44.13 per 10^3 m³ and a 16 per cent increase at \$88.25 per 10^3 m³.

The supply curves are dominated by three plays in British Columbia and one play in Alberta. An examination of the economic potential estimates at the play level shows that, at prices up to \$88.25 per 10^3 m³, virtually all of the economic potential is expected to be found in the following four plays: the Halfway/Doig Shelf–Monias, Baldonnel Subcrop–Laprise, Halfway/Doig Shelf–Tommy Lakes (in British Columbia), and the Halfway/Doig Shore–Sinclair (in Alberta).

INTRODUCTION

La partie I du présent document contient les estimations des ressources en gaz naturel non découvertes au sein du système triasique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ces estimations font abstraction des contraintes techniques et économiques. La partie II présente les estimations du potentiel économique, qui est défini comme la fraction des ressources non découvertes qui pourraient être rentables à long terme. En tenant compte des contraintes techniques, des coûts et d'autres facteurs économiques, il est possible d'en arriver à une estimation de la fraction rentable de la base des ressources. Cette estimation s'avère utile pour les décisions en matière d'exploration et de mise en valeur, la planification stratégique, les prévisions de l'offre et l'analyse des questions liées à la gestion des ressources.

Le présent document est le deuxième d'une série portant sur le potentiel économique des ressources en gaz non découvertes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La partie II du bulletin 452 de la CGC traitait des ressources en gaz du système dévonien (Dallaire et al., 1993). Puisque la méthode et les hypothèses considérées dans le présent document sont en grande partie les mêmes que celles présentées dans le bulletin susmentionné, elles ne sont décrites que sommairement ici. Par contre, les changements apportés à la méthode font l'objet d'une description détaillée.

Terminologie

Le terme *ressources superposées* désigne les ressources découvertes dans les zones pétrolifères et gazéifères disposées les unes au-dessus des autres, en tout ou en partie. Lorsqu'il existe des ressources superposées, on peut soit découvrir des ressources en pétrole et en gaz dans les zones moins profondes, appelées *ressources en amont de puits*, en forant vers la zone gazéifère cible, soit faire des découvertes dans la zone cible en forant des puits vers des zones gazéifères plus profondes. Dans l'un ou l'autre cas, les coûts d'exploration totaux sont répartis entre les couches d'intérêt. La présente analyse permet d'éviter le problème des coûts multipliés par le nombre de découvertes à différentes profondeurs, par l'établissement de courbes d'offre pondérées de cycle complet et de demi-cycle où les coûts partagés sont considérés. L'analyse du *cycle complet* tient compte de tous les coûts d'exploration, de mise en valeur et de production, y compris les frais généraux. Les coûts d'acquisition des droits sur les terres ne sont toutefois pas inclus. Cette définition est en accord avec la pratique consistant à estimer la

rentabilité d'un site d'intérêt avant d'acquérir les droits sur les terres. Dans la présente analyse, les coûts d'exploration incluent en outre les coûts de complétion engagés pour produire du pétrole ou du gaz à partir des gisements situés dans des couches moins profondes. Comme il le sera expliqué plus loin, cette modification de la définition du cycle complet par rapport à celle utilisée dans le bulletin 452 de la CGC s'est avérée nécessaire pour tenir compte des économies qui pourraient être réalisées dans les coûts d'exploration lorsque les ressources sont superposées. L'analyse du *demi-cycle* exclut les coûts totaux des travaux préalables à la mise en valeur et d'acquisition des terres.

Le terme *prix d'offre* désigne le prix fixé à la sortie d'usine du gaz naturel et des coproduits, nécessaire pour recouvrer tous les coûts et obtenir un taux de rendement minimal de la marge brute d'autofinancement actualisée sur les investissements. Il est synonyme de coût marginal. Les prix d'offre sont calculés dans les cas du cycle complet et du demi-cycle. Lorsque la zone cible fait partie d'un ensemble des zones pétrolifères et gazéifères superposées, c'est le *prix d'offre pondéré* (correspondant à la moyenne pondérée des prix d'offre de cycle complet et de demi-cycle) qui est considéré comme une estimation plus réaliste du prix d'offre du combustible dans des gisements non découverts de la zone cible. Les estimations des prix d'offre pour le cycle complet et le demi-cycle sont réalisées avec et sans fardeau fiscal. L'analyse *avec fardeau fiscal* inclut les impôts et les redevances nets et s'avère utile aux décisions du secteur privé en matière d'investissement. L'analyse *sans fardeau fiscal* a son utilité dans le domaine de la gestion des ressources par le secteur public.

Le *volume initial de gaz brut récupérable* désigne la quantité de gaz brut qui peut être extraite des gisements à l'aide des techniques actuelles, sans considération explicite des coûts et d'autres contraintes économiques. Le volume initial total de gaz brut récupérable est calculé en additionnant les estimations moyennes des ressources de toutes les zones gazéifères et en multipliant le résultat par le facteur de récupération moyen. Le *volume initial de gaz commercialisable* ou le gaz destiné à la vente est le volume de gaz naturel qui répond aux spécifications prescrites pour les utilisations ultimes, ce qui nécessite habituellement un traitement pour éliminer les gaz acides (ou corrosifs), les impuretés et les composantes liquides. Le *potentiel économique*, à un prix donné, correspond à la somme des ressources récupérables dans les gisements découverts, dont les prix d'offre estimés sont inférieurs ou égaux au prix donné. La relation prix-potentiel économique est définie comme la *courbe d'offre* ou la

courbe du coût marginal. Le présent document comprend les courbes d'offre pondérées de cycle complet et de demi-cycle, avec ou sans fardeau fiscal.

Estimations : quelques chiffres

Les volumes initiaux de gaz brut qui n'ont pas encore été découverts dans les dix zones d'exploration du système triasique ont été estimées à un total de $273 \times 10^9 \text{ m}^3$ (9,7 Tpi³); sur ce total, un volume de $213 \times 10^9 \text{ m}^3$ (7,6 Tpi³) a été associé aux sept zones gazéifères en Colombie-Britannique et le reste, soit $60 \times 10^9 \text{ m}^3$ (2,1 Tpi³), l'a été aux trois zones en Alberta. Un volume additionnel de $34 \times 10^9 \text{ m}^3$ (1,2 Tpi³) devrait être présent dans des zones sommairement explorées et possibles.

L'analyse économique s'est limitée aux dix zones gazéifères pour lesquelles on dispose d'estimations détaillées du volume des gisements non découverts et d'autres informations géologiques. Pour ces zones gazéifères, le volume initial (total) de gaz brut récupérable a été évalué à $213 \times 10^9 \text{ m}^3$ (7,6 Tpi³), dont $169 \times 10^9 \text{ m}^3$ (6,0 Tpi³) se trouveraient en Colombie-Britannique et $44 \times 10^9 \text{ m}^3$ (1,6 Tpi³) en Alberta. Compte tenu d'un manque d'informations essentielles, il n'a pas été possible d'entreprendre une analyse économique des ressources non découvertes dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles. En conséquence, les résultats obtenus pour les zones gazéifères bien explorées ont été étendus aux zones sommairement explorées et possibles, afin de calculer, bien qu'approximativement, leur potentiel économique.

MÉTHODE

Le bulletin 452 de la CGC contient une description complète de la méthode utilisée. Le présent document n'en fait qu'un résumé mais il contient une description détaillée des changements significatifs.

Description générale

L'analyse économique a été entreprise au niveau des zones gazéifères, de façon à permettre un traitement cohérent des facteurs géologiques, techniques et économiques. Les gisements non découverts dans une zone gazéifère ont été traités comme un ensemble de possibilités d'investissement. Le volume estimé d'un gisement non découvert dans une zone gazéifère, ainsi que les paramètres associés décrivant la géologie et la roche réservoir, ont constitué les intrants de base de l'analyse. Les coûts d'exploration, de mise en valeur et

de production d'un gisement donné, mais aussi le profil de production prévu, sont toutes des données qui ont été estimées, pour servir d'intrants à l'analyse subséquente de la marge brute d'autofinancement actualisée. Un prix d'offre initial du gaz naturel a ensuite été utilisé pour estimer les recettes brutes des ventes du gaz naturel et des coproduits. Les redevances et les impôts ont été calculés et un taux de rendement de la marge brute d'autofinancement actualisée a été estimé. Le prix a varié jusqu'à ce que le taux de rendement calculé soit égal au taux minimal de rendement nécessaire. Le prix d'offre a été estimé pour chaque gisement de l'ensemble des gisements non découverts, jusqu'à un prix maximal de 300 \$ par 10^3 m^3 (8,50 \$ par Mpi³) en dollars de 1990. Les prix d'offre ont ensuite été triés et le potentiel économique a été calculé. La figure 47 illustre la méthode utilisée.

Les courbes d'offre ont été tracées pour le potentiel économique pondéré de cycle complet et de demi-cycle, avec et sans fardeau fiscal. Deux valeurs donnant une idée du potentiel économique à long terme ont été calculées : i) le volume initial total de gaz brut

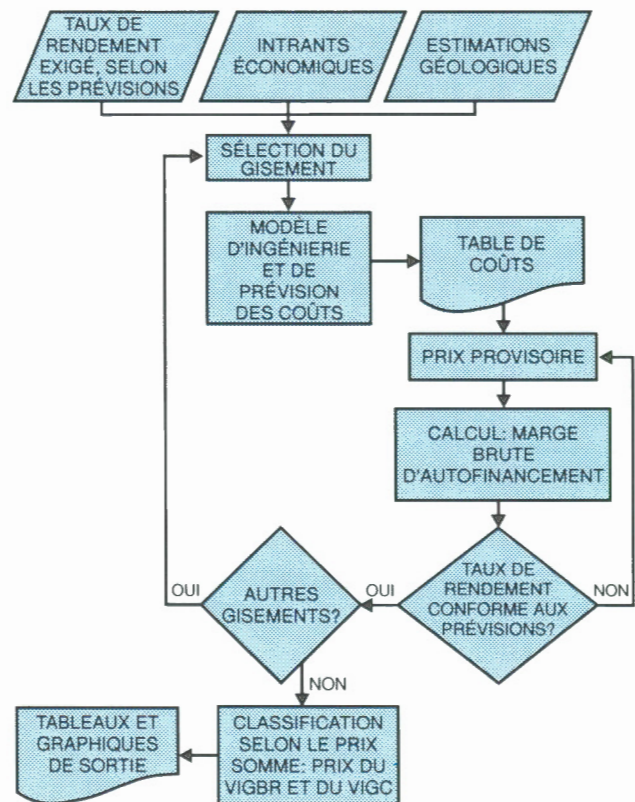


Figure 47. Organigramme illustrant la méthode utilisée pour estimer les courbes d'offre (VIGBR et VIGC : abréviations de «volume initial de gaz brut récupérable» et de «volume initial de gaz commercialisable»).

économiquement récupérable et ii) le *pourcentage* du volume initial total de gaz brut récupérable qui est économiquement rentable. Le nombre de gisements contenant des ressources économiquement récupérables a également été calculé, à des prix préalablement choisis.

Gaz non associé ou en solution et gaz corrosif ou non corrosif

Dans la plupart des zones gazéifères, le gaz naturel se présente principalement sous forme de gaz non associé ou de gaz en solution. Dans le deuxième cas, un seul sous-ensemble de coûts s'applique lorsqu'on calcule le prix d'offre, étant donné que les coûts d'exploration et de mise en valeur sont attribués de façon plus appropriée aux investissements dans la production pétrolière. De plus, le gaz naturel peut être corrosif (acide) ou non corrosif, c'est-à-dire qu'il peut contenir ou non de l'hydrogène sulfuré (H₂S).

Des dix zones gazéifères triasiques, plusieurs contiennent une combinaison quelconque de gaz non associé ou en solution et de gaz corrosif ou non corrosif. En ce qui a trait aux zones gazéifères où l'on trouve des quantités importantes de gaz non associé ou en solution ou de gaz corrosif ou non corrosif, un prix d'offre a été estimé dans chaque cas. En utilisant ces prix d'offre, des prix moyens pondérés de cycle complet et de demi-cycle ont été calculés, les pondérations correspondant aux fractions des ressources découvertes possédant les attributs indiqués.

Analyse des ressources superposées

Lorsque des ressources superposées existent, une partie d'entre elles peut se trouver entre la surface et la zone gazéifère cible, c'est-à-dire en amont de puits. De plus, les gisements d'une zone cible peuvent être découverts en amont de puits forés vers une zone gazéifère plus profonde. Par exemple, des puits forés vers les zones gazéifères triasiques peuvent atteindre des ressources dans le Crétacé et certaines découvertes dans le Trias peuvent être faites en forant des puits vers des cibles situées dans le système dévonien. Lorsque les cibles sont multiples, les coûts totaux d'exploration peuvent être moins élevés que si chaque zone gazéifère était explorée séparément.

Il est nécessaire de reconnaître que des économies peuvent être faites à l'étape de l'exploration lorsqu'on calcule le potentiel économique de ressources superposées. La méthode adoptée dans le présent document nécessite de tracer une courbe d'offre

pondérée de cycle complet et de demi-cycle et de modifier la définition des coûts d'exploration. La raison d'être de cette façon de procéder est brièvement décrite ci-dessous et des exemples sont présentés pour clarifier l'analyse.

Utilisation d'un prix d'offre pondéré

Les gisements dans une zone gazéifère peuvent être découverts par forage de puits vers cette zone ou vers des cibles plus profondes. Les ressources en pétrole et en gaz qui ont été découvertes dans la zone gazéifère d'intérêt par forage de puits vers des cibles plus profondes devraient être traitées comme des succès de demi-cycle aux fins de l'analyse économique. En conséquence, il existe une incertitude relativement à la découverte future de gisements : seront-ils identifiés par des puits forés vers la zone gazéifère cible ou par des puits forés vers des zones gazéifères plus profondes ? Il n'est pas clair si les gisements non découverts devraient être traités comme des investissements de cycle complet ou de demi-cycle aux fins de l'analyse économique. Un prix d'offre pondéré (moyenne du cycle complet et du demi-cycle) est donc considéré comme une estimation plus réaliste du prix d'offre nécessaire pour découvrir, mettre en valeur et exploiter des gisements non découverts lorsque les ressources sont superposées. Le cas du cycle complet est néanmoins pertinent lorsqu'on envisage de forer un puits vers une cible unique.

La probabilité qu'un gisement non découvert dans la zone gazéifère cible donne lieu à des coûts d'exploration complets est calculée en divisant le nombre de découvertes faites à ce jour dans la zone gazéifère cible *avec des puits forés vers la zone gazéifère* par le nombre total de gisements contenus dans la zone gazéifère. Cette pondération est appliquée au prix d'offre de cycle complet de chaque gisement. La pondération appliquée au prix de demi-cycle est calculée en divisant le nombre de gisements découverts dans la zone gazéifère cible *avec des puits forés vers des cibles plus profondes* par le nombre total de gisements contenus dans la zone gazéifère.

Par exemple, supposons qu'un total de cinq gisements ont été découverts dans une zone gazéifère triasique, dont deux par des puits forés vers cette zone gazéifère et trois par des puits forés vers des cibles plus profondes. La proportion des gisements découverts dans la zone gazéifère triasique par le forage de puits vers cette zone gazéifère est alors de 2/5 ou 40 %. C'est cette pondération qui est appliquée aux prix d'offre de cycle complet. La pondération appliquée aux prix d'offre du demi-cycle est la valeur résiduelle, soit 3/5 ou 60 %.

La courbe d'offre pondérée est tracée en utilisant les prix d'offre pondérés. C'est la courbe d'offre appropriée à utiliser lorsqu'on évalue la valeur économique d'un bassin ou d'une région.

Il est clair que la position et la pente de la courbe d'offre pondérée dépendent des valeurs relatives des pondérations attribuées aux prix de cycle complet et de demi-cycle. Plus la proportion des gisements découverts dans la zone gazéifère cible par des puits forés vers cette zone est élevée, plus la courbe d'offre pondérée se rapproche de la courbe d'offre de cycle complet et vice-versa. Dans le cas des zones gazéifères triasiques, la courbe d'offre pondérée est plus proche de la courbe de cycle complet, indiquant que les zones gazéifères triasiques sont, en général, des cibles d'exploration primaires.

Ventilation des coûts liés aux forages d'exploration

Les prix de demi-cycle utilisés pour calculer les prix pondérés excluent les coûts d'exploration. Ceux-ci sont attribués aux cibles plus profondes compte tenu des hypothèses suivantes en ce qui concerne la ventilation des coûts :

- La zone gazéifère cible d'un puits qui est considérée correspond à la plus profonde qui a été atteinte. Seuls les puits forés jusqu'à la zone cible sont pris en compte lorsqu'on détermine le taux de succès du forage dans cette zone gazéifère.
- Un puits foré dans la zone gazéifère cible est réussi si des ressources en amont de puits sont découvertes. Par exemple, un puits foré vers le Trias est considéré réussi même s'il est sec dans le Trias mais qu'un ou plusieurs gisement(s) ont été découverts dans le Crétacé.
- Tous les coûts de forage des puits d'exploration, forés et complétés (F&C) ainsi que secs et abandonnés (S&A), sont attribués à la zone gazéifère cible.

Ces hypothèses supposent un changement de la définition des coûts d'exploration à attribuer à la zone gazéifère cible. Dans les analyses antérieures du potentiel économique des ressources en pétrole et en gaz non découvertes au Canada, les puits ne donnant pas lieu à des découvertes dans la zone cible étaient considérés des puits secs et abandonnés (Conn et Christie, 1988; Conn et al., 1991; Dallaire et al., 1993). Dans le présent document, cependant, les puits sans découverte dans la zone gazéifère cible mais qui ont permis de découvrir des gisements dans des strates

moins profondes (en amont de puits) sont considérés complétés, les coûts étant attribués à la zone gazéifère cible en question. Par conséquent, les coûts d'exploration des zones gazéifères triasiques incluent les coûts de complétion des puits d'exploration dans lesquels des gisements ont été découverts en amont de puits en plus des coûts de complétion des puits ayant permis de découvrir des gisements dans le Trias. En pratique, les coûts supplémentaires de complétion pour exploiter des ressources en amont de puits seront au moins compensés par les recettes découlant de l'exploitation de ces ressources. Sinon, la décision de compléter le puits pour extraire les ressources en amont de puits ne sera, en général, pas prise ou sera reportée.

À titre d'exemple, supposons que cinq puits ont été forés vers une zone gazéifère triasique et que, dans l'un des puits, des ressources en pétrole ou en gaz ont été découvertes dans le Trias et que, dans un autre, elles l'ont été dans le Crétacé. Dans les évaluations antérieures, seul un puits aurait été compté comme un succès et ultérieurement complété. Les quatre autres auraient été considérés secs et abandonnés. Dans la présente analyse, cependant, le puits foré dans le Crétacé serait considéré comme un succès. Ainsi, les coûts de deux puits forés et complétés et de trois puits secs et abandonnés seraient attribués à la zone gazéifère triasique.

Technologie, coûts et production

Les exigences en matière d'exploration, de mise en valeur et d'exploitation des gisements de gaz naturel ainsi que les coûts associés dépendent de certaines variables comme le volume de gaz en place, la superficie du gisement, la profondeur du gisement, les taux de succès du forage, la composition du gaz, les taux de production, etc. Le modèle de prévision des aspects techniques et des coûts élaboré pour appuyer l'analyse économique permet de déterminer les répercussions de ces facteurs, mais aussi de tenir compte des économies d'échelle et des discontinuités dans les coûts de mise en valeur et d'exploitation de tous les gisements non découverts, quel que soit le volume estimé.

Le tableau 17 énumère les coûts en capital et d'exploitation considérés dans l'analyse. Dans la mesure du possible, les relations sont estimées en fonction de chaque zone gazéifère et sont basées sur l'expérience acquise au sein de l'industrie et les méthodes utilisées. Des informations plus détaillées sur le choix des différentes techniques et l'estimation des coûts associés sont contenues dans le bulletin 452 de la CGC. Voici une brève description de certains des principaux éléments.

Tableau 17

Résumé des coûts pris en compte dans le modèle de prévision des aspects techniques et des coûts (F&C = puits forés et complétés, S&A = puits secs et abandonnés)

	Coûts en capital	Coûts d'exploitation
Levés géologiques et géophysiques	X	S/O
Puits		
Exploration		
F&C	X	X
S&A	X	S/O
Mise en valeur		
F&C	X	X
S&A	X	S/O
Équipement sur les sites de puits	X	X
Gazoducs		
Conduites de production	X	X
Réseau collecteur	X	X
Conduites de transport	X	X
Routes		
Routes de concession	X	X
Route d'accès (optionnel)	X	X
Compression	X	X
Traitement du gaz*	X	X
Frais généraux	S/O	X

*Remarque : Coûts en capital utilisés pour estimer les frais de traitement du gaz

Exigences relatives aux puits. La superficie du réservoir a été estimée en fonction du gaz en place au départ. Pour estimer le nombre de puits de production requis, on a divisé la valeur estimée de la superficie de la roche réservoir par l'espacement minimal entre les puits. On s'est servi des densités de puits actuelles pour estimer l'espacement minimal entre les puits. Le nombre de puits secs et abandonnés a été estimé en utilisant des taux de succès des forages d'exploration et de mise en valeur distincts. Les coûts en capital des puits ont été estimés par des corrélations distinctes pour les coûts de forage, de complétion et d'abandon.

Levés géologiques et géophysiques. Les coûts des levés géologiques et géophysiques ont été évalués à 40 % des coûts des forages d'exploration.

Traitement du gaz. Les coûts de traitement du gaz ont été estimés en fonction du taux de production et de la composition du gaz.

Besoins en compression. Les coûts des besoins en compression ont été estimés en fonction du taux de

production, du taux de compression et du nombre d'étapes de compression.

Gazoducs et routes. La longueur et le diamètre des gazoducs ont été estimés séparément pour les conduites de production, le réseau collecteur commun et une conduite de transport jusqu'aux installations de traitement locales. Les coûts liés aux routes dépendent du terrain et des conditions de la surface.

Équipement sur les sites de puits. L'équipement sur les sites de puits comprend le matériel de mesure et le matériel nécessaire pour éliminer les hydrates. L'élimination des hydrates se fait par injection d'alcool, chauffage des conduites ou déshydratation sur le site des puits.

Frais généraux. Les frais généraux des entreprises ont été fixés à 30 % des coûts totaux d'exploitation.

Récupération de gaz en solution. Dans l'analyse économique de la production de gaz en solution, on a supposé que tous les coûts d'exploration et de nombreux coûts de mise en valeur avaient déjà été engagés au moment de l'exploration, de la mise en valeur et de l'exploitation des gisements de pétrole brut. Les coûts de la déshydratation locale, de la compression sur le site de l'installation pétrolière et d'une conduite de transport du gaz brut jusqu'à la raffinerie locale sont considérés les seules composantes des coûts relevant de l'analyse économique de la récupération du gaz en solution.

Estimations de la production. Dans le cas des gisements de gaz non associé, le profil de production du gaz brut a été défini en répartissant les gisements en cinq classes de volume, selon le volume initial de gaz brut récupérable. Un profil de production classique comprend une période initiale de production constante suivie d'une période de déclin exponentiel. On suppose que 50 % du gaz récupérable est produit pendant la période initiale de production constante. Les périodes de production constante et en déclin ont été choisies pour refléter une production accélérée habituellement associées aux petits réservoirs. Les classes de volume et les paramètres de chaque classe sont énumérés au tableau 18. Dans le cas du gaz en solution produit à partir de gisements de pétrole brut, les profils de production ont été établis en supposant un rapport gaz/pétrole constant et un rapport de réserves pétrolières résiduelles/production de 10. Dans les deux cas, les profils de production du gaz brut ont été transformés en profils de production du gaz du commerce et de coproduits.

Tableau 18

Caractéristiques des profils de production par catégorie de volume

Volume (10 ⁶ m ³)	≤ 30	> 30 et ≤ 100	> 100 et ≤ 400	> 400 et ≤ 2 000	> 2 000
Nbre de jours de production constante	1 460	2 190	2 920	3 650	4 380
Nbre d'années au taux d'extraction initial	2	3	4	5	6
Nbre d'années au taux d'extraction en déclin	5	7	9	11	13
Durée totale de la production (en années)	7	10	13	16	19
Taux de déclin (% approx.)	38	27	21	17	15

Analyse économique

L'analyse économique donne une estimation du prix à la sortie d'usine du gaz naturel et des coproduits, qui couvre tous les coûts pertinents et assure un taux de rendement minimal sur les investissements. Le prix requis, ou prix d'offre, a été estimé par modélisation et analyse de la marge brute d'autofinancement actualisée.

Les principales hypothèses économiques utilisées dans le présent document sont liées aux taux de succès de l'exploration, au taux d'inflation, aux prix des coproduits, au taux de rendement minimal de la marge brute d'autofinancement actualisée qui est nécessaire et au régime fiscal.

Taux de succès de l'exploration. Le nombre de puits d'exploration nécessaires pour chaque gisement a été estimé en utilisant les taux de succès économiques plutôt que les taux de succès techniques (Wilson, 1991a, b; Conn et Christie, 1988; Conn et al., 1991; Dallaire et al., 1993).

Le taux de succès technique des forages d'exploration pour chaque zone gazéifère correspond au rapport du nombre de puits forés et complétés (F&C) sur le nombre de puits d'exploration. Tel qu'indiqué ci-dessus, les puits qui n'ont pas donné lieu à des découvertes dans la zone gazéifère cible mais en amont de puits sont considérés comme forés et complétés dans la zone gazéifère cible.

Le taux de succès économique a été défini comme le nombre de découvertes rentables par rapport au

nombre d'essais exploratoires. Les découvertes rentables sont les gisements de gaz qui donnent un taux de rendement réel d'au moins 10 % après impôts et redevances à un prix à la sortie d'usine de 88,25 \$ par 10³ m³, selon l'analyse de demi-cycle. Le nombre de puits nécessaires pour trouver un gisement rentable sera supérieur ou égal au nombre de puits nécessaires pour simplement trouver un gisement.

À titre d'exemple, supposons que le taux de succès technique dans une zone gazéifère triasique est de 1/5. Ce rapport indique un puits foré et complété pour quatre puits secs et abandonnés. Pour introduire des ressources superposées dans l'analyse, supposons que dans deux des quatre puits aucun gisement n'a été découvert dans le Trias mais que des gisements ont été découverts dans le Crétacé. Trois puits seraient alors des puits forés et complétés et deux des puits secs et abandonnés. Maintenant si l'on suppose que le taux de succès économique, contrairement au taux de succès technique, est de 1/10, les cinq puits additionnels nécessaires pour trouver un gisement rentable devraient être considérés comme des puits secs et abandonnés. En d'autres termes, trois des dix puits entreraient dans la catégorie des puits forés et complétés et sept, dans celle des puits secs et abandonnés. Il en ressort que cinq puits additionnels seraient nécessaires pour trouver un gisement rentable dans la zone gazéifère et ils ne seraient pas, par définition, des puits complétés rentables dans le cas du demi-cycle.

Taux d'inflation. L'application du régime fiscal nécessite la conversion de tous les coûts réels en valeurs actuelles en tenant compte du taux d'inflation supposé, soit 4 % par année. Le taux d'inflation a par la suite été éliminé des estimations afin de calculer les prix d'offre en dollars constants de 1990.

Prix des coproduits. Les prix des coproduits ont été établis en fonction du prix du gaz naturel ou du pétrole brut à l'aide de corrélations historiques.

Taux de rendement minimal requis. Un taux de rendement minimal réel requis de 10 %, après impôts et redevances, a été supposé. Le même taux s'applique avec ou sans fardeau fiscal, afin de faciliter la comparaison.

Régime fiscal. Les régimes fiscaux du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux (Colombie-Britannique et Alberta) en vigueur en juin 1993 ont été utilisés pour déterminer le fardeau fiscal. Toutes les sociétés ont été considérées comme entièrement imposables et réclamant toutes les déductions possibles

de l'année d'imposition. On a supposé que les sociétés pouvaient se prévaloir du crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances.

ESTIMATIONS DU POTENTIEL ÉCONOMIQUE

Hypothèses relatives au cas de référence

Le potentiel économique du cas de référence a été établi sur considération de l'estimation moyenne des ressources dans chaque gisement non découvert. Ont été utilisés des paramètres géologiques et techniques propres à chaque zone gazéifère, des facteurs de pondération tenant compte du gaz non associé ou en solution et du gaz corrosif ou non corrosif, des taux de succès économique de l'exploration et des facteurs de pondération de cycle complet et de demi-cycle. Les coûts et les prix d'offre ont été estimés en dollars de 1990 afin de faciliter la comparaison avec les données du bulletin 452 de la CGC. Les données sur le cas de référence et les estimations de coûts choisies sont présentées en annexe.

Les dix zones gazéifères triasiques ont été réparties dans quatre secteurs pour refléter les différences dans les coûts d'exploration, de mise en valeur et de production dans différentes régions de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et les répercussions des régimes fiscaux différents dans chaque province. La répartition des zones gazéifères se présentent comme suit :

Partie est de la Colombie-Britannique : dépôts littoraux de Halfway-Doig (Milligan), plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes), sous-discordance de Baldonnel (Laprise) et clastites de Charlie Lake (Inga).

Partie nord-est de la Colombie-Britannique : plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), Baldonnel (Fort St. John) et clastites de Charlie Lake (Cecil Lake).

Rivière de la Paix (Alberta) : plate-forme continentale de Halfway-Doig (Sinclair) et roches carbonatées de Charlie Lake (Boundary Lake).

Centre ouest de l'Alberta : sous-discordance sud de Montney (Fir).

Le cas de référence est basé sur les données disponibles au moment de l'analyse. Il ne tient pas compte des améliorations dans les taux de succès économiques ou des révisions à la hausse des

estimations des ressources qui découlent d'une meilleure connaissance des zones gazéifères explorées, des réductions des coûts de mise en valeur résultant du prolongement des réseaux de gazoducs ou des diminutions possibles des coûts associés à des changements techniques et à des améliorations aux méthodes utilisées par les gazières. Par conséquent, on peut considérer que le potentiel économique calculé dans le cas de référence se rapproche de celui correspondant aux conditions économiques actuelles de l'exploration, mais constitue vraisemblablement une sous-estimation des valeurs de base de l'exploration à long terme.

Estimations du potentiel économique du cas de référence

Les figures 48 et 49 indiquent les *volumes* initiaux de gaz brut économiquement récupérable de toutes les zones gazéifères bien explorées, avec et sans fardeau fiscal, tandis que les figures 50 et 51 indiquent les *pourcentages* correspondants du volume initial total de gaz brut récupérable qui est rentable, avec et sans fardeau fiscal. Dans chaque figure, les courbes d'offre sont tracées pour les trois cas (pondéré, de cycle complet et de demi-cycle). Les estimations du potentiel

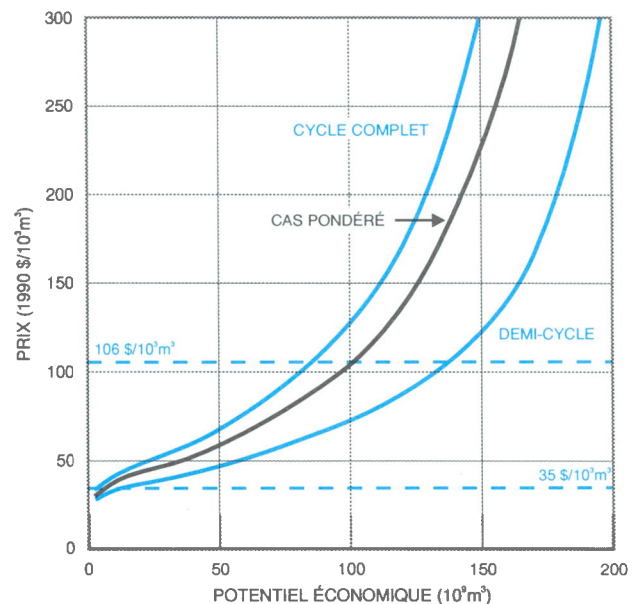


Figure 48. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut économiquement récupérable.

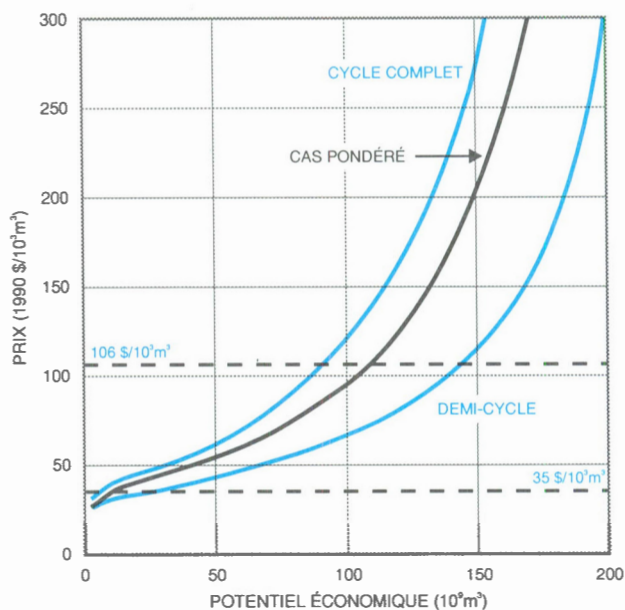


Figure 49. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut économiquement récupérable.

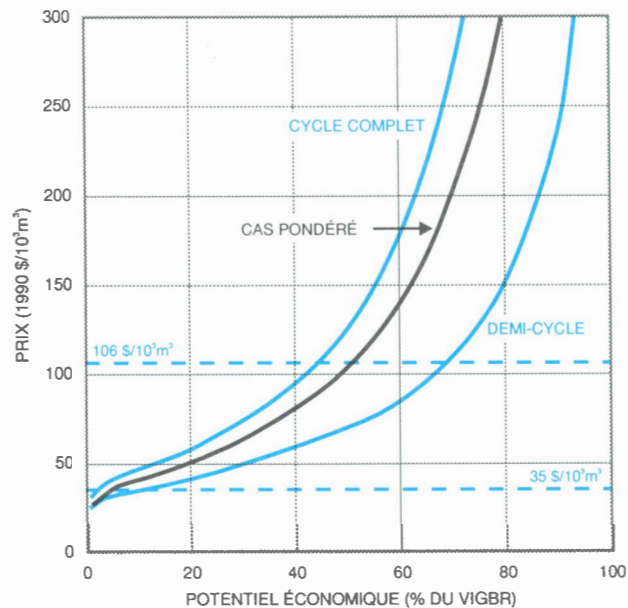


Figure 51. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR).

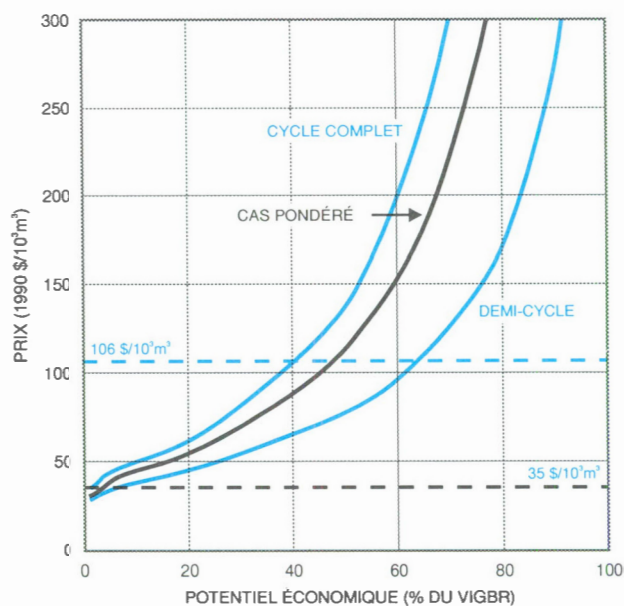


Figure 50. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR).

économique des ressources triasiques à des prix à la sortie d'usine de 44,13 \$ et 88,25 \$ par 10^3 m^3 sont données au tableau 19. Ce tableau indique également les estimations du volume initial de gaz commercialisable qui est économiquement récupérable, donnant un aperçu de la proportion de gaz destiné à la vente sur les ressources récupérables.

Des courbes d'offre et des tableaux semblables sont présentés pour la Colombie-Britannique et l'Alberta en annexe.

Une analyse des figures 48 à 51 et du tableau 19 mène aux principales conclusions suivantes, en ce qui concerne le potentiel économique des dix zones gazéifères bien explorées :

1. Dans le cas pondéré, le potentiel économique avec fardeau fiscal est évalué à $22 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,8 \text{ Tpi}^3$) à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m^3 ($1,25 \text{ par Mpi}^3$) et à $82 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Tpi}^3$) à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 ($2,50 \text{ $ par Mpi}^3$). Ces volumes correspondent respectivement à 10 % et 38 % du volume initial total de gaz brut récupérable. Ils représentent respectivement 8 % et 30 % des volumes initiaux de gaz en place non découvert, selon les estimations de la partie I.

Tableau 19

**Estimations pour le cas référence du potentiel économique et du volume initial de gaz commercialisable :
ressources en gaz naturel non découvertes dans l'ensemble des zones triasiques bien explorées**

Type d'analyse	Potentiel économique				Volume initial de gaz commercialisable			
	Volume (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable		Volume (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable	
	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³
Estimations avec fardeau fiscal :								
Cycle complet	13 350	70 044	6	33	11 995	62 557	6	29
Demi-cycle	41 883	121 707	20	57	37 466	108 564	18	51
Cas pondéré	22 017	81 970	10	38	19 768	73 285	9	34
Estimations sans fardeau fiscal :								
Cycle complet	18 675	76 679	9	36	16 759	68 490	8	32
Demi-cycle	51 256	129 463	24	61	45 804	115 461	21	54
Cas pondéré	30 375	91 460	14	43	27 222	81 725	13	38

Volume initial total de gaz brut récupérable : 213 238 x 10⁶ m³

- Dans le cas du cycle complet, le potentiel économique avec fardeau fiscal dans le Trias s'élève à 13 x 10⁹ m³ (0,5 Tpi³) à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³ et à 70 x 10⁹ m³ (2,5 Tpi³) à un prix de 88,25 \$ par 10³ m³. Ces volumes correspondent respectivement à 6 % et 33 % du volume initial total de gaz brut récupérable.
- Dans le cas du demi-cycle, le potentiel économique avec fardeau fiscal dans le Trias augmente à 42 x 10⁹ m³ (1,5 Tpi³) à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³ et à 122 x 10⁹ m³ (4,3 Tpi³) à un prix de 88,25 \$ par 10³ m³. Ces volumes correspondent respectivement à 20 % et 57 % du volume initial total de gaz brut récupérable.
- Les courbes d'offre pondérées sont plus proches des courbes de cycle complet que de celles de demi-cycle, ce qui est le reflet de l'historique du forage; la majorité des découvertes dans le Trias ont été faites par des puits forés vers des cibles dans le Trias.
- Le potentiel économique exprimé comme le pourcentage du volume initial total de gaz brut récupérable est significativement plus élevé en Colombie-Britannique qu'en Alberta (voir annexe). Cela est dû au fait que la plupart des ressources rentables de la Colombie-Britannique se trouvent dans trois zones gazéifères à des profondeurs moyennes variant entre 1 200 m et 1 600 m, tandis qu'en Alberta le mêmes ressources sont confinées à une seule zone gazéifère située à une profondeur moyenne d'environ 2 000 m. Les taux de succès économique de la zone gazéifère en Alberta sont également un peu plus faibles. Les coûts de forage en Alberta sont, par conséquent, considérablement plus élevés. Étant donné que les coûts des forages d'exploration sont exclus de l'analyse de demi-cycle, la différence est plus faible dans ce cas.
- Il existe une différence relativement petite entre les potentiels économiques selon que l'on tienne compte ou non du fardeau fiscal. Par exemple, dans le cas pondéré, le potentiel économique exprimé comme un pourcentage du volume initial total de gaz brut récupérable augmente de 10 %, si l'on tient compte du fardeau fiscal, à 14 %, s'il est exclu, à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³. À un prix de 88,25 \$ par 10³ m³, le potentiel économique passe de 38 % du volume initial total de gaz brut récupérable si le fardeau fiscal est inclus, à 43 %, s'il est exclu. Il ressort donc que les régimes fiscaux fédéral et provinciaux combinés ne font pas varier significativement les estimations du potentiel économique.
- Les diverses courbes d'offre sont généralement élastiques dans l'intervalle des prix allant de 35 \$ à 88,25 \$ par 10³ m³ (entre 1 \$ et 2,50 \$ par Mpi³). Comme le montrent les figures en annexe, les courbes d'offre pour la Colombie-Britannique sont beaucoup plus élastiques que celles tracées pour l'Alberta.

Extrapolation des résultats aux zones sommairement explorées et possibles

Environ un neuvième des ressources totales non découvertes dans le Trias, ou 34 x 10⁹ m³ (1,2 Tpi³),

devraient, selon les estimations, se trouver dans les zones sommairement explorées et possibles. Étant donné qu'aucune donnée sur les caractéristiques géologiques et le volume des gisements non découverts dans ces zones gazéifères n'était disponible, le potentiel économique de ces ressources a été calculé en extrapolant simplement les données sur les zones bien explorées aux ressources des zones sommairement explorées et possibles. Pour ce faire, on a appliqué le pourcentage du volume initial total de gaz brut récupérable, considéré rentable à un prix donné, à l'estimation des ressources dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles. Un facteur de récupération moyen de 78 % a été supposé pour ces ressources.

La figure 52 donne le potentiel économique pondéré de tout le système triasique, incluant les zones sommairement explorées et possibles. L'inclusion de ces zones dans les estimations du potentiel économique a pour effet de faire passer les estimations pondérées avec fardeau fiscal de $22 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,8 \text{ Tpi}^3$) à $25 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,9 \text{ Tpi}^3$), à un prix de $44,13 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$, et de

$82 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,9 \text{ Tpi}^3$) à $92 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($3,3 \text{ Tpi}^3$), à un prix de $88,25 \text{ \$ par } 10^3 \text{ m}^3$.

Estimations du volume initial de gaz commercialisable

Le potentiel économique est calculé en fonction du volume initial de gaz brut récupérable. La figure 53 présente les courbes d'offre des volumes initiaux de gaz brut récupérable et rentable de même que les volumes initiaux correspondants de gaz commercialisable. La dernière courbe donne une estimation du volume de gaz naturel qui serait disponible pour la vente à des utilisateurs ultimes à différents prix, après l'élimination des gaz acides (par ex. CO_2 et H_2S), des impuretés et des composantes liquides (eau et hydrocarbures plus lourds) et l'utilisation d'une petite fraction du gaz traité comme combustible dans les usines de traitement du gaz.

Le tableau 19 indique qu'environ $20 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($0,7 \text{ Tpi}^3$) pourraient être vendus à un prix de $44,13 \text{ \$}$

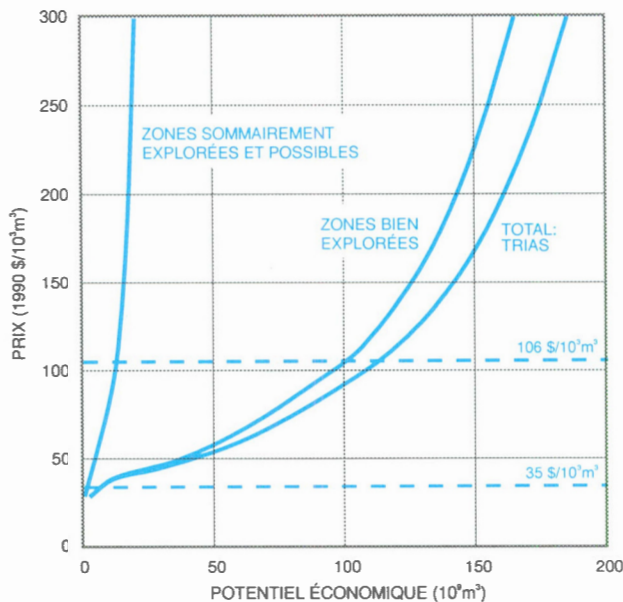


Figure 52. Courbes d'offre montrant les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence pour les ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques bien explorées, sommairement explorées et possibles. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR).

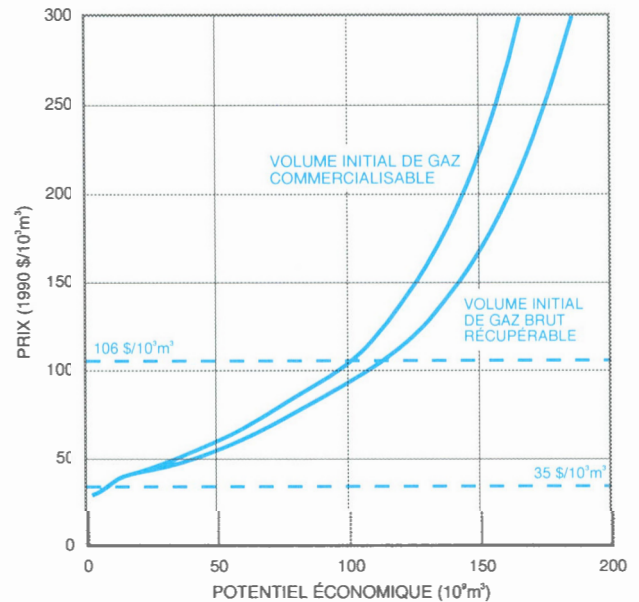


Figure 53. Courbes d'offre montrant les volumes initiaux de gaz brut économiquement récupérable et de gaz commercialisable dans les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence. Le gaz récupérable inclut les coproduits, tandis que le gaz commercialisable correspond au combustible destiné à la vente. Les courbes représentent les valeurs pour l'ensemble des zones gazéifères bien explorées, sommairement exploitées et possibles.

par 10^3 m^3 et $73 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($2,6 \text{ Tpi}^3$) à un prix de $88,25 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 .

Nombre de gisements rentables

Le nombre de gisements rentables et leur répartition par volume sont des indicateurs importants de la rentabilité pour les sociétés d'exploration. La figure 54 indique le nombre de gisements rentables de volume égal ou supérieur à un volume donné à des prix choisis, dans le cas pondéré avec fardeau fiscal. Le nombre de gisements rentables par catégorie de volume à des prix de $44,13 \text{ \$}$ et de $88,25 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 est présenté au tableau 20.

Pour chacune des courbes de la figure 54, le plus petit volume indiqué représente le gisement marginalement rentable au prix spécifié. Comme prévu, le volume marginal varie inversement au prix. Les courbes des différents prix ne fusionnent pas pour donner une courbe continue; cela est dû au fait qu'à

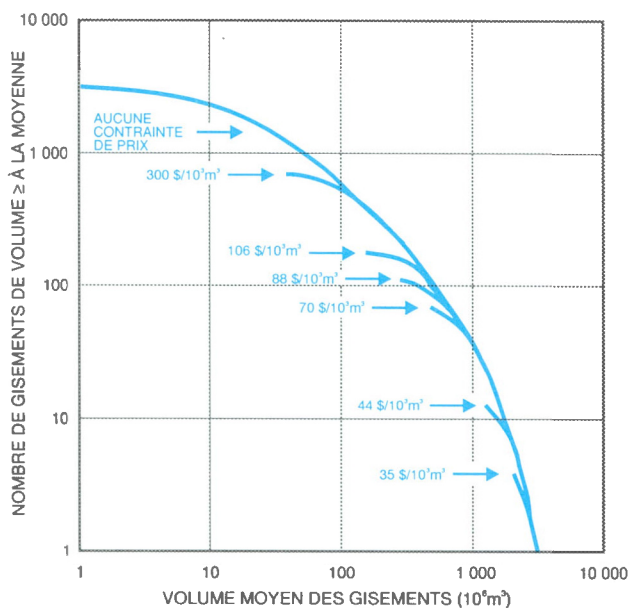


Figure 54. Courbes indiquant le nombre de gisements rentables non découverts dans l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées, dans le cas de référence pondéré avec fardeau fiscal; les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné. Les courbes sont tracées pour des prix choisis entre $35 \text{ \$/}10^3 \text{ m}^3$ et $300 \text{ \$/}10^3 \text{ m}^3$. La courbe sans contrainte de prix représente la distribution des volumes des gisements non découverts. Le volume le plus petit indiqué à un prix donné est le gisement marginalement rentable à ce prix.

Tableau 20

Nombre de gisements rentables par catégorie de volume (volume initial de gaz en place non découvert)

Prix	Volume (10^6 m^3)			
	> 2 000	1 000-2 000	500-1 000	< 500
$44,13 \text{ \$/}10^3 \text{ m}^3$	6	7	0	0
$88,25 \text{ \$/}10^3 \text{ m}^3$	6	29	49	30

des prix divers, le gisement marginalement rentable se trouve dans différentes zones gazéifères caractérisées par un contexte géologique et des coûts différents. La courbe «sans contrainte de prix» représente la distribution des volumes des gisements estimés dans la partie I.

Une analyse de la figure 54 et du tableau 20 fait ressortir les données suivantes :

1. À un prix à la sortie d'usine de $44,13 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 , 13 gisements sont rentables. À un prix de $88,25 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 , 114 gisements sont rentables. Le nombre de gisements rentables dépend, par conséquent, fortement du prix, en particulier dans la fourchette des prix allant de $44,13 \text{ \$}$ à $88,25 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 .
2. Des 13 gisements qui sont rentables à un prix de $44,13 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 , quatre de volume supérieur ou égal à $2 000 \times 10^6 \text{ m}^3$ (71 Bpi^3) sont rentables à des prix aussi bas que $35 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 ($1 \text{ \$ Mpi}^3$).
3. Dans l'intervalle de volume compris entre 500 et $2 000 \times 10^6 \text{ m}^3$ (entre 18 et 71 Bpi^3), le nombre de gisements rentables augmente significativement passant de 7 à 78 pour une variation à la hausse des prix de $44,13 \text{ \$}$ à $88,25 \text{ \$}$ par 10^3 m^3 .

ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une variabilité et une incertitude significatives entourent les estimations des coûts, le taux de succès des forages d'exploration ainsi que la distance entre les gisements découverts et les réseaux collecteurs. Même si cette analyse ne tient pas compte du facteur temps, il est raisonnable de s'attendre, qu'avec le temps, les coûts diminueront, les taux de succès augmenteront en général et les réseaux collecteurs seront prolongés. De plus, les progrès techniques réalisés dans les domaines du forage et des levés sismiques conjugués à une augmentation continue des connaissances sur le contexte géologique des zones gazéifères se sont traduits, au cours des années, par des révisions à la

hausse régulière des estimations du potentiel en place (Armstrong et Calantone, 1990). Il est probable que les estimations actuelles du potentiel seront accrues dans l'avenir.

Les répercussions des changements de l'un ou l'autre de ces facteurs sur le potentiel économique ont fait l'objet d'analyses de sensibilité. Plus spécifiquement, les répercussions des changements suivants ont été étudiées : i) coûts totaux 20 % supérieurs et 30 % inférieurs à ceux du cas de référence; ii) taux de succès deux fois plus élevés que ceux du cas de référence, à condition que le rapport ne dépasse pas 1/2; iii) distance entre les gisements et les réseaux collecteurs réduite à une moyenne de 2,5 km pour toutes les zones gazéifères; et iv) estimations des volumes des gisements non découverts déterminées selon un niveau de probabilité de 10 %.

En général, l'analyse de sensibilité a porté sur les estimations pondérées du potentiel économique du cas de référence. Il y a cependant deux exceptions. La première s'applique à la multiplication par deux du succès économique. Comme les estimations pondérées incluent le cas de demi-cycle, donc excluent les coûts d'exploration, les répercussions découlant du doublement du taux de succès sont significativement diminuées. Pour montrer les répercussions maximales du doublement du taux de succès économique, le cas du cycle complet est également analysé. La deuxième s'applique aux effets de la réduction de la distance des

gazoducs à 2,5 km dans le cas du demi-cycle. Ce cas permet de mesurer les ressources non découvertes qui pourraient éventuellement être classées parmi les réserves.

Le tableau 21 établit une comparaison du potentiel économique, selon le volume (potentiel économique) et le pourcentage du volume initial total de gaz brut récupérable, entre le cas de référence pondéré et le type d'analyse de sensibilité correspondant. Les résultats sont donnés à des prix de 44,13 \$ et de 88,25 \$ par 10³ m³. Des tableaux semblables s'appliquant à la Colombie-Britannique et à l'Alberta sont présentés en annexe.

Comme on peut l'observer dans ces tableaux, les répercussions (en pourcentage) sont en général plus importantes au prix le plus bas et moindres au prix le plus élevé. Cela est dû au fait que lorsque les prix sont hauts, même si le nombre de gisements rentables est plus élevé, ceux-ci sont plus petits et ils ont des répercussions relativement faibles sur les estimations du potentiel économique.

Sensibilité aux coûts

La figure 55 montre les répercussions des changements dans les coûts sur le volume initial du gaz brut économiquement récupérable dans toutes les zones gazéifères triasiques.

Tableau 21

Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de changements au niveau de variables clés sur les estimations du potentiel économique de l'ensemble des zones gazéifères bien explorées du Trias

Type d'analyse de sensibilité	Potentiel économique (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable		Changement (en %)	
	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³
Analyses de sensibilité : estimations moyennes pondérées						
Cas de référence : moyenne pondérée	22 017	81 970	10	38		
Hausse de 20 % de coûts totaux	10 612	72 842	5	34	-52	-11
Baisse de 30 % des coûts totaux	38 771	98 045	18	46	+76	+20
Taux de succès doublé (max. 1/2)	28 753	97 697	13	46	+31	+19
Distance d'un gazoduc fixée à 2,5 km	27 186	88 831	13	42	+23	+8
Volume du gisement : niveau de prob. de 10 %	32 714	95 469	15	45	+49	+16
Analyse de sensibilité : estimations de cycle complet						
Cas de référence : cycle complet	13 350	70 044				
Taux de succès doublé (max. 1/2)	21 212	84 157	10	39	+59	+20
Analyse de sensibilité : estimations de demi-cycle						
Cas de référence : demi-cycle	42 955	121 706				
Distance d'un gazoduc fixée à 2,5 km	49 333	130 737	23	61	+15	+7

Volume initial total de gaz brut récupérable : 213 238 x 10⁶ m³

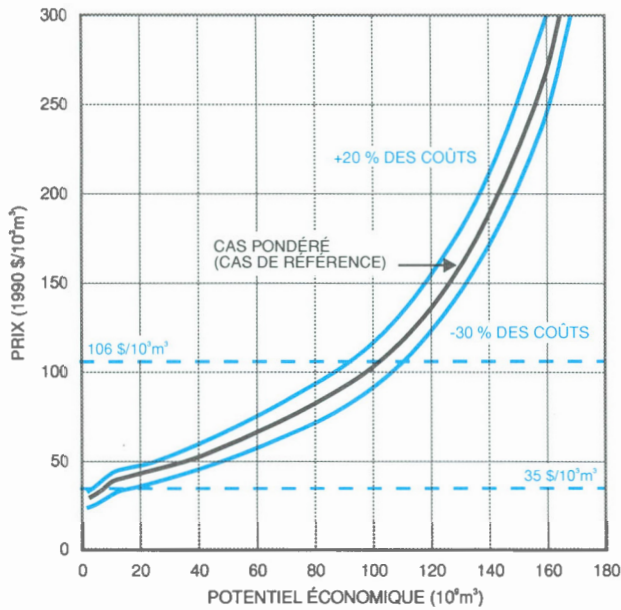


Figure 55. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées.

Compte tenu des coûts relativement élevés de mise en valeur de la majorité des zones triasiques, une augmentation ou une réduction (selon un pourcentage donné) des coûts modifie considérablement les données économiques sur les ressources triasiques. Une augmentation de 20 % des coûts, par rapport au cas de référence, se traduit par une chute de 52 % dans l'estimation pondérée du potentiel économique à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m^3 et une chute de 11 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 . Dans le cas d'une réduction des coûts de 30 %, le potentiel économique augmente respectivement de 76 % et de 20 % aux deux prix susmentionnés.

Sensibilité au taux de succès des forages d'exploration

Les progrès techniques dans les domaines des levés sismiques, du forage, du traitement des données, etc., ainsi qu'une connaissance accrue de la base des ressources, devraient permettre aux sociétés de trouver une plus grande proportion de gisements rentables pour un nombre donné de puits d'exploration. Afin de cerner les répercussions probables des augmentations

futures du taux de succès de l'exploration, le taux de succès économique de toutes les zones gazéifères a été doublé, à condition que le rapport ne dépasse 1/2. Les figures 56 et 57 montrent les répercussions du doublement du taux de succès économique sur le potentiel économique dans le cas pondéré et celui de cycle complet.

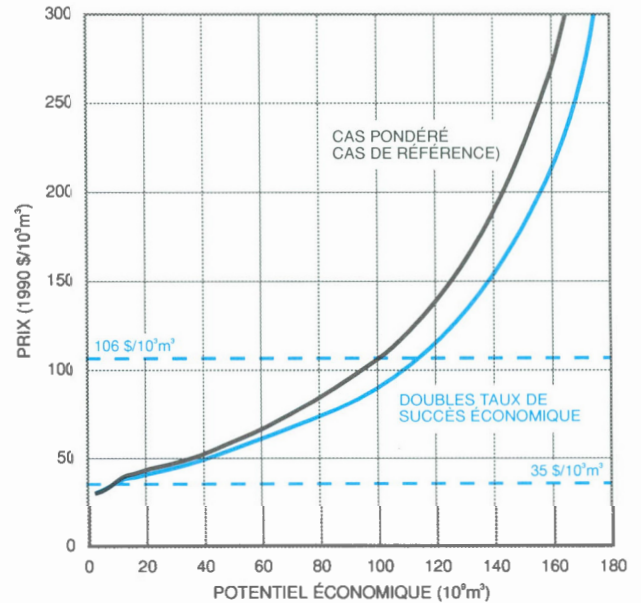


Figure 56. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées.

Le doublement du taux de succès économique de toutes les zones gazéifères se traduit, dans l'analyse incluant le fardeau fiscal, par une hausse du potentiel économique pondéré de 31 % à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m^3 et de 19 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 . Comme prévu, les répercussions sont plus importantes dans le cas du cycle complet, où le doublement du taux de succès économique a pour effet d'augmenter le potentiel économique de 59 % et de 20 % respectivement.

Sensibilité à la distance par rapport à un réseau collecteur

Les estimations des distances moyennes entre les découvertes futures et un réseau collecteur ont été basées sur la configuration du réseau actuel de

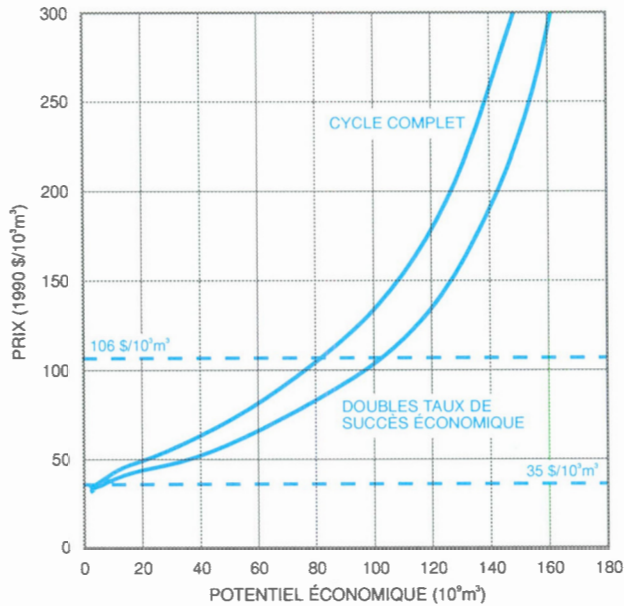


Figure 57. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal dans le cas du cycle complet, dans l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées.

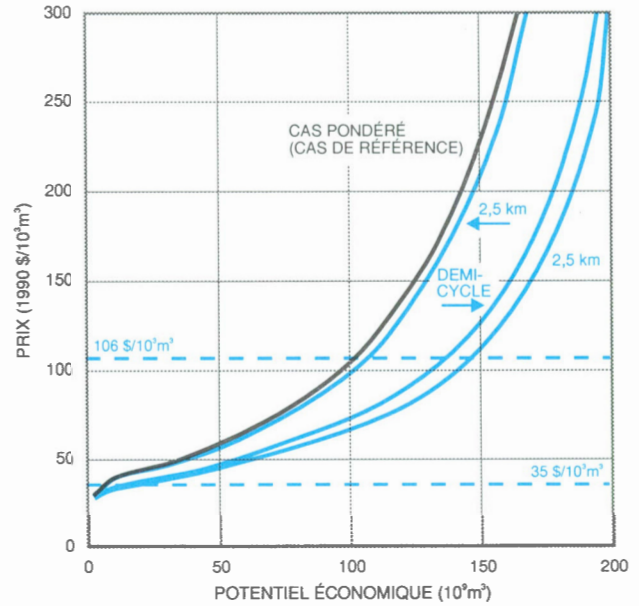


Figure 58. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gisements futurs et un réseau collecteur sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones triasiques bien explorées.

gazoducs. À mesure que le réseau s'élargira, il est probable qu'un plus grand nombre de zones ou de gisements, dont la mise en valeur était à l'origine considérée non rentable à cause de leur distance par rapport à un réseau collecteur, deviendront rentables. Les répercussions d'un prolongement des réseaux de collecte et de distribution sur le potentiel économique ont été analysées en supposant que la distance moyenne entre tous les gisements et le réseau de gazoducs est réduite à 2,5 km. La figure 58 montre les répercussions de ce changement sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique.

Lorsqu'on réduit la distance moyenne entre les découvertes futures et le réseau collecteur à 2,5 km, le potentiel économique pondéré augmente de 21 % à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m^3 et de 8 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 . Des répercussions semblables sont observées dans le cas du demi-cycle.

À un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 , le potentiel économique du Trias dans le cas du demi-cycle se chiffre à 61 % du volume initial total de gaz brut récupérable. Cette valeur représente la fraction des ressources non découvertes qui pourraient finalement être classées parmi les réserves.

Sensibilité au volume estimé des gisements non découverts

L'expérience a montré que les estimations des ressources ont tendance à augmenter avec le temps, à mesure que les travaux d'exploration et de mise en valeur plus nombreux permettent d'approfondir les connaissances en géologie pétrolière et d'en savoir plus sur la base des ressources. Les estimations actuelles pourraient également connaître une augmentation. Pour mesurer les répercussions de révisions à la hausse possibles des estimations des ressources, le potentiel économique a été évalué en utilisant les volumes moyens des gisements à un niveau de probabilité de 10 %. Il en ressort une augmentation de 7 % environ des estimations des ressources globales. La figure 59 illustre les répercussions de ce changement.

Les augmentations du volume des gisements non découverts ont d'importantes répercussions sur le potentiel économique. Des estimations des ressources à la hausse sur considération des volumes à un niveau de probabilité de 10 % se traduisent par une augmentation du potentiel économique de 49 % à un prix de 44,13 \$ par 10^3 m^3 et de 16 % à un prix de 88,25 \$ par 10^3 m^3 . Par conséquent, les révisions à la hausse

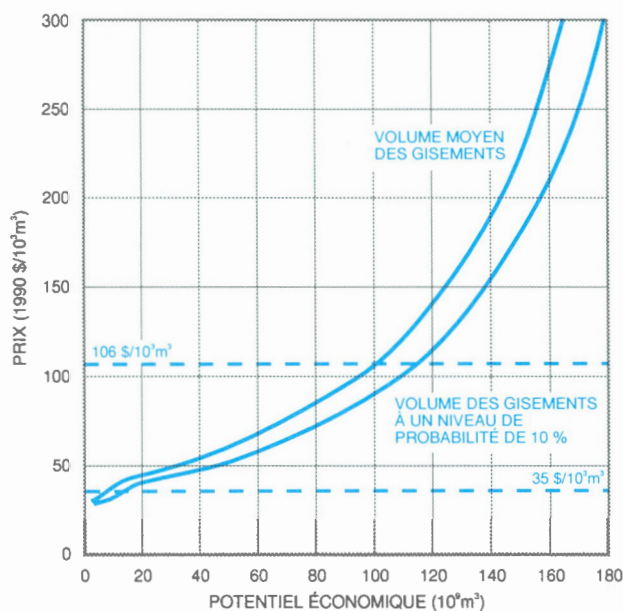


Figure 59. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes de tous les gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour l'ensemble des zones gazéifères triasiques bien explorées.

des estimations des ressources donnent lieu à une augmentation plus que proportionnelle du potentiel économique.

COMPARAISON DES ZONES GAZÉIFÈRES

Un classement de la viabilité économique de chaque zone gazéifère, plutôt qu'une analyse des courbes d'offre globales, est utile pour répartir les investissements entre les zones gazéifères. Pour s'assurer que la comparaison ne s'applique qu'aux zones triasiques, les répercussions économiques des ressources découvertes dans d'autres strates ont été exclues de l'analyse. Tous les puits sans découverte dans le Trias sont considérés secs et abandonnés, même si des ressources ont été découvertes dans les strates moins profondes. Les courbes d'offre de cycle complet avec fardeau fiscal montrant le volume de ressources économiquement récupérables dans les cinq zones gazéifères plus rentables sont présentées à la figure 60. Le potentiel économique des cinq autres zones gazéifères était trop faible pour être illustrée sur cette figure.

Voici les principales observations qui ont été faites sur les courbes d'offre de ces zones gazéifères :

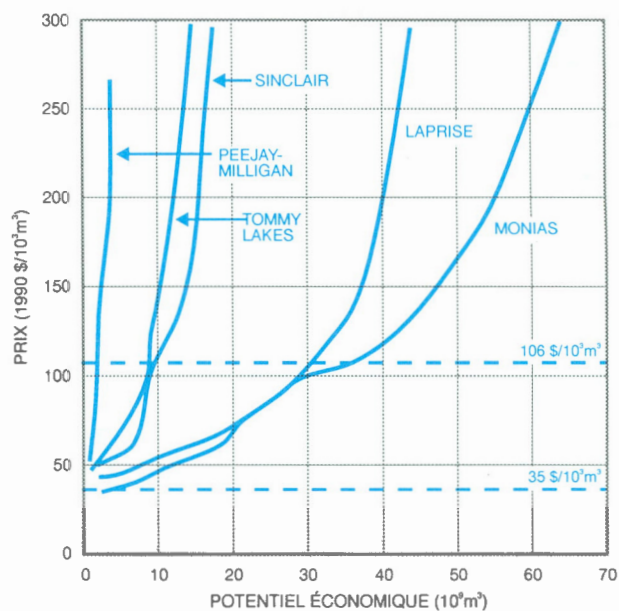


Figure 60. Courbes d'offre montrant les estimations de cycle complet du potentiel économique avec fardeau fiscal dans le cas de référence pour les cinq zones triasiques qui offrent un potentiel économique à des prix ne dépassant pas 106 \$/10³ m³ inclusivement. Dans le cas présent, l'analyse de cycle complet exclut tous les coûts de complétion engagés pour mettre en production les puits à partir desquels des ressources ont été découvertes en amont de la cible.

1. Le classement des courbes d'offre correspond à celui des zones gazéifères selon le volume initial total de gaz brut récupérable présenté au tableau 22.
2. Les courbes d'offre sont dominées par trois zones gazéifères en Colombie-Britannique et une en Alberta. Une analyse des estimations du potentiel économique par zone gazéifère indique qu'à des prix allant jusqu'à 88,25 \$ par 10³ m³, pratiquement tout le potentiel économique devrait se trouver dans les quatre zones gazéifères suivantes : en Colombie-Britannique, celles de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) et de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes); en Alberta, celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair).
3. Seules les courbes d'offre des zones gazéifères de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) et de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) sont élastiques dans une fourchette réaliste des prix prévus du gaz naturel, soit entre

Tableau 22

**Zones gazéifères triasiques classées par ordre décroissant
de volume initial de gaz brut récupérable**

Zone gazéifère	Volume initial de gaz brut récupérable (10 ⁶ m ³)		Potentiel économique (10 ⁶ m ³)	
	Total	Plus vaste gisement non découvert	44,13 \$/10 ³ m ³	88,25 \$/10 ³ m ³
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias) : structure de Peace River	73 815	2 175	5 681	26 055
Sous-discordance de Baldonnel (Laprise)	51 796	2 435	9 311	26 085
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair) : structure de Peace River	20 862	1 433	0	8 802
Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)	19 408	1 187	1 187	7 857
Sous-discordance sud de Montney (Fir)	16 446	900	0	0
Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)	7 456	1 128	0	1 759
Clastites de Charlie Lake (Inga)	6 761	158	0	0
Roches carbonatées de Charlie Lake (Boundry Lake) : structure de Peace River	6 458	130	0	0
Baldonnel (Fort St. John) : structure de Peace River	6 252	253	0	0
Clastites de Charlie Lake (Cecil) : structure de Peace River	3 985	438	0	0
Potentiel économique total	213 238		13 350	70 559

Remarque : Potentiel économique pour le cas de référence de cycle complet avec fardeau fiscal. Aux fins de la présente analyse, tous les puits qui n'ont pas donné lieu à des découvertes dans le Trias sont considérés comme des puits secs et abandonnés (S&A).

35 \$ et 106 \$ par 10³ m³ (entre 1 \$ et 3 \$ par Mpi³). Les courbes d'offre des autres zones gazéifères sont relativement peu élastiques.

CONCLUSIONS

La présente analyse constitue une estimation du potentiel économique des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, des contraintes techniques et économiques sur l'évaluation des ressources présentée dans la partie I étant prises en considération. Les principales conclusions qui en ressortent sont les suivantes :

1. Dans le cas pondéré, le potentiel économique avec fardeau fiscal est évalué à 22 x 10⁹ m³ (0,8 Tpi³) à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³ (1,25 par Mpi³) et à 82 x 10⁹ m³ (2,9 Tpi³) à un prix de 88,25 \$ par 10³ m³ (2,50 \$ par Mpi³). Ces volumes correspondent respectivement à 10 % et 38 % du volume initial total de gaz brut récupérable. Ils représentent respectivement 8 % et 30 % des volumes initiaux de gaz en place non découvert selon les estimations de la partie I.
2. Dans le cas du cycle complet, le potentiel économique avec fardeau fiscal s'élève à 13 x 10⁹ m³ (0,5 Tpi³) à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³ et à 70 x 10⁹ m³ (2,5 Tpi³) à un prix de 88,25 \$ par 10³ m³. Ces volumes correspondent respectivement à 6 % et 33 % du volume initial total de gaz brut récupérable.
3. Dans le cas du demi-cycle, le potentiel économique avec fardeau fiscal des strates triasiques augmente à 42 x 10⁹ m³ (1,5 Tpi³) à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³ et à 122 x 10⁹ m³ (4,3 Tpi³) à un prix de 88,25 \$ par 10³ m³. Ces volumes correspondent respectivement à 20 % et 57 % du volume initial total de gaz brut récupérable.
4. L'inclusion des ressources estimées des zones gazéifères sommairement explorées et possibles a pour effet d'augmenter le potentiel économique pondéré avec fardeau fiscal de 22 x 10⁹ m³ (0,8 Tpi³) à 25 x 10⁹ m³ (0,9 Tpi³), à un prix de 44,13 \$ par 10³ m³, et de 82 x 10⁹ m³ (2,9 Tpi³) à 92 x 10⁹ m³ (3,3 Tpi³), à un prix de 88,25 \$ par 10³ m³.
5. Le potentiel économique varie relativement peu que le fardeau fiscal soit inclus ou non.
6. Les estimations du nombre de gisements rentables indiquent qu'il reste des possibilités d'investissement importantes dans les zones gazéifères triasiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le nombre de gisements rentables dépend fortement du prix, en particulier dans la fourchette allant de 44,13 \$ à 88,25 \$ par 10³ m³.
7. L'analyse de sensibilité a montré que le potentiel économique varie avec des changements dans les facteurs suivantes : i) coûts totaux; ii) augmentations dans les estimations du volume des gisements non découverts; iii) taux de succès économique; et iv) distance moyenne entre les découvertes futures et le réseau collecteur. En

général, les répercussions de ces facteurs sont beaucoup plus importantes lorsque les prix sont bas que lorsqu'ils sont plus hauts.

8. Les différentes courbes d'offre sont généralement élastiques dans la fourchette des prix de 35 \$ à 88,25 \$ par 10³ m³ (de 1 \$ à 2,50 \$ par Mpi³).
9. Les courbes d'offre sont dominées par trois zones gazéifères en Colombie-Britannique, soit celles de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Monias), de la sous-discordance de Baldonnel (Laprise) et de la plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes), et une en Alberta, soit celle des dépôts littoraux de Halfway-Doig (Sinclair).

REMERCIEMENTS

La présente analyse a été entreprise par le Secteur de l'analyse des ressources pétrolières du Secteur de l'énergie de Ressources naturelles Canada, pour le compte du Comité de l'évaluation des ressources en pétrole et en gaz naturel. Louise Roux et Myriam Boudreault ont réalisé les travaux analytiques et participé à l'interprétation des résultats. De l'aide en informatique et des conseils sur le régime fiscal ont été fournis par des collègues de la Direction de l'analyse économique et financière.

Le Secteur de l'énergie tient à remercier la *Small Explorers and Producers Association of Canada* et l'Association canadienne des producteurs pétroliers, R. McLennan de la *R.E. McLennan and Associates Ltd.* ainsi que P. Ray, B. Dickerson et G. Lore du *Minerals Management Service* du *U.S. Department of the Interior*, pour leurs commentaires et leurs conseils sur la méthode adoptée pour estimer la valeur économique de l'exploration des zones gazéifères superposées. Des remerciements particuliers sont adressés à R. Blakeney qui a recueilli les données statistiques sur les forages nécessaires pour appuyer cette méthode d'analyse des zones gazéifères triasiques. M. Blakeney a été conseillé dans la réalisation de son travail par B. Young et K. Drummond de l'Office

national de l'énergie de même que par T. Bird de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière.

BIBLIOGRAPHIE

Armstrong, D.E. et Calantone, C.

1990 : Submission to the National Energy Board in support of the ANG EXPANSION PROJECT and in Response to Information Request in letter dated 1 November.

Carlson, J.D., Cleland, N.A. et Stewart, N.T.

1991 : A forecast of western Canadian gas supply and demand. Sproule Associates Ltd., Calgary.

Conn, R.F. et Christie, J.A.

1988 : Conventional oil resources of western Canada (light and medium) (Part II: Economic Analysis). Geological Survey of Canada, Paper 87-26.

Conn, R.F., Dallaire, S.M., Christie, J.A., Taylor, G.C. et Procter, R.M.

1991 : Natural gas resource assessment and economic potential of undiscovered natural gas resources of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea. Geological Survey of Canada, Open File 2378.

Dallaire, S.M., Waghmare, R.R. et Conn, R.F.

1993 : Devonian gas resources of the western Canada Sedimentary Basin (Part II: Economic Analysis). Geological Survey of Canada, Bulletin 452.

Independent Petroleum Association of Canada

1990 : A discussion paper on oil and gas exploration economics in Alberta.

1991 : Natural gas exploration economics and royalties.

Lee, P.J. et Price, P.R.

1991 : Successes in 1980's bode well for western Canada search. Oil and Gas Journal, v. 89, no. 16, p. 94-97.

Robertson, J.K.

1990 : A comparison of British Columbia and Alberta natural gas exploration economics using the Mississippian Debolt Formation as an example. Unpublished M.Sc. thesis, University of Calgary.

Wilson, D.L.

1991a : Knowing field size distributions crucial in estimating profitability. Oil and Gas Journal, v. 89, no. 15, p. 92-93.

1991b : Practically estimating field size, chance of success vital in U.S. Oil and Gas Journal, v. 89, no. 10, p. 99-100.

ANNEXE

Estimations du potentiel économique et résultats des analyses de sensibilité en Colombie-Britannique et en Alberta

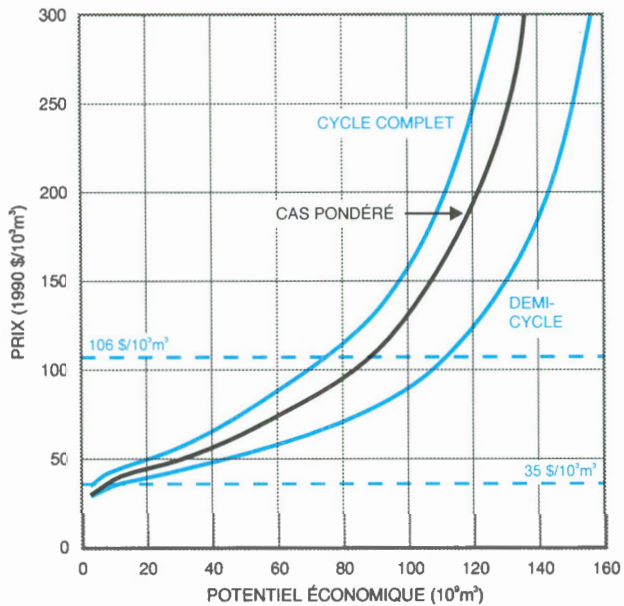


Figure A. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable.

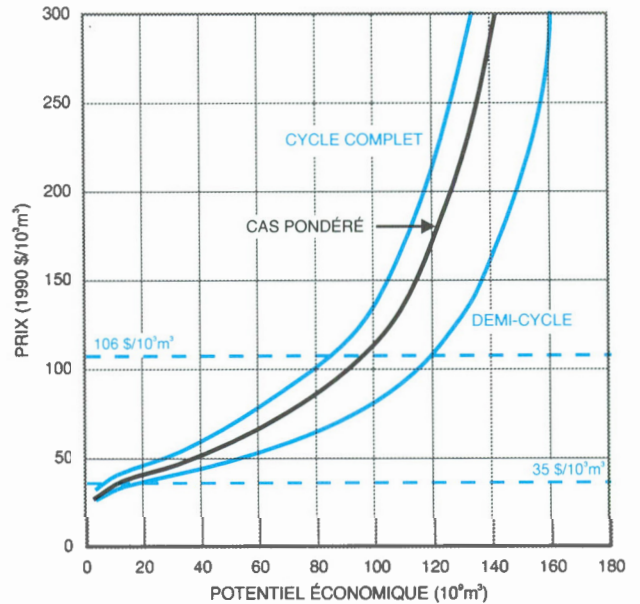


Figure B. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable.

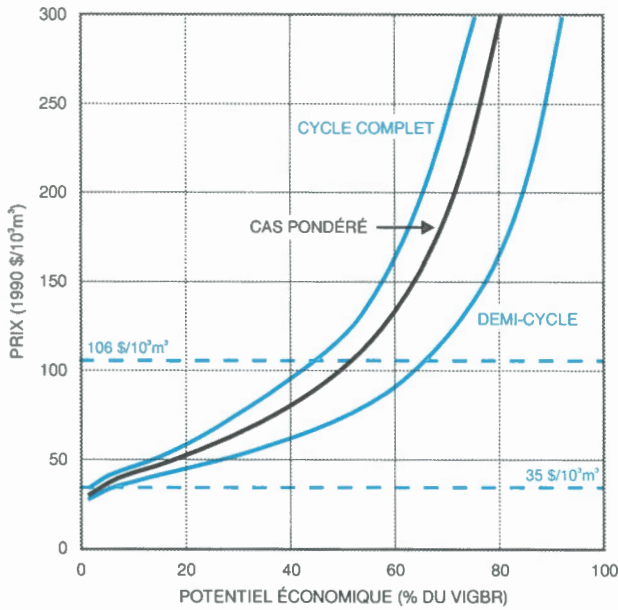


Figure C. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR).

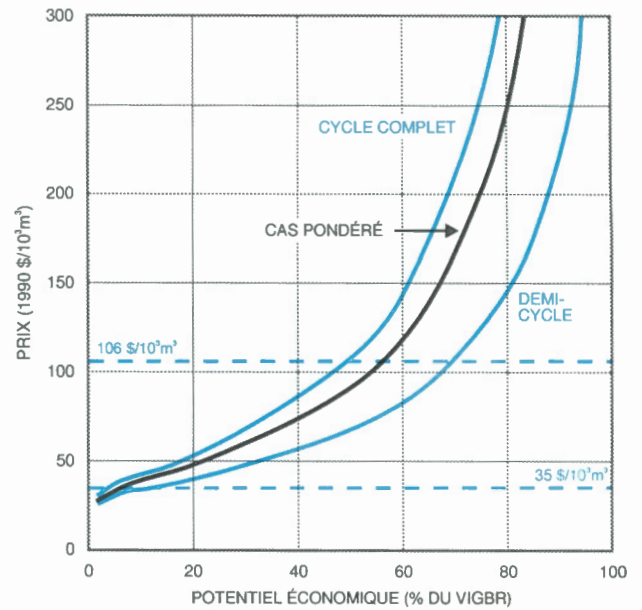


Figure D. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR).

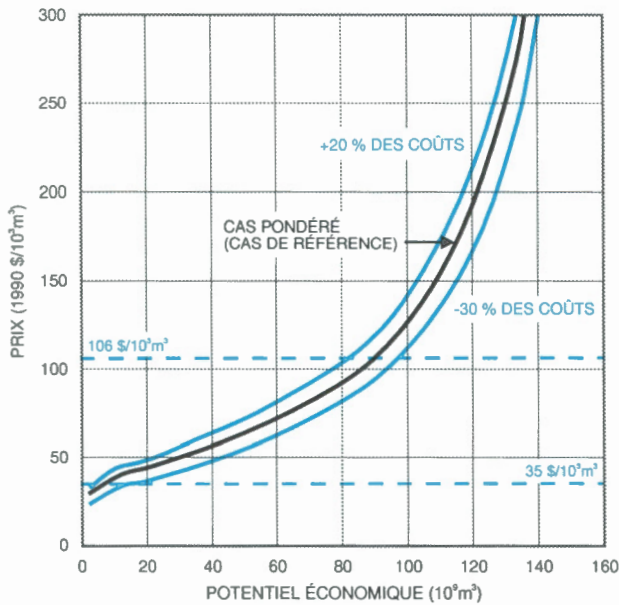


Figure E. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.

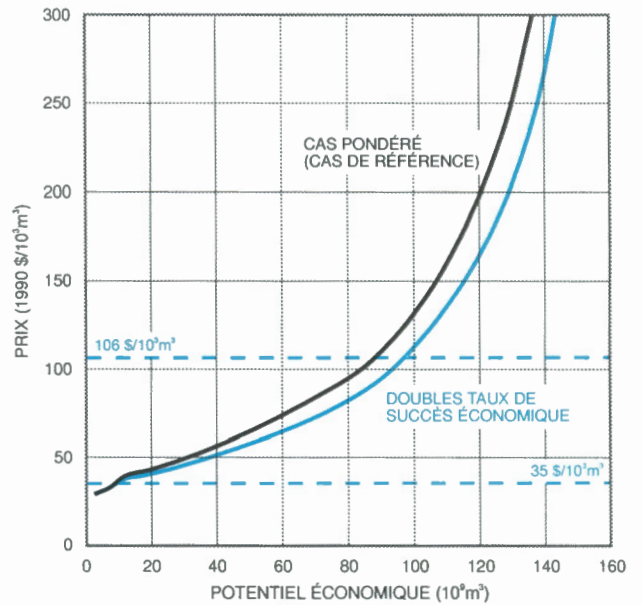


Figure F. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.

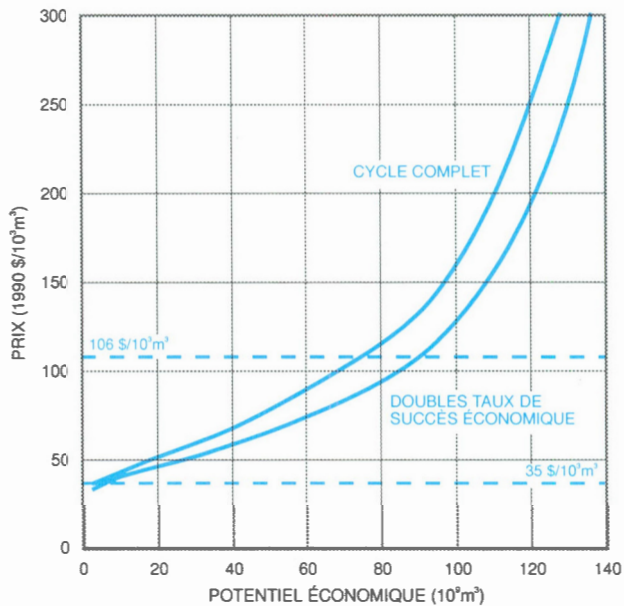


Figure G. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique de cycle complet, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.

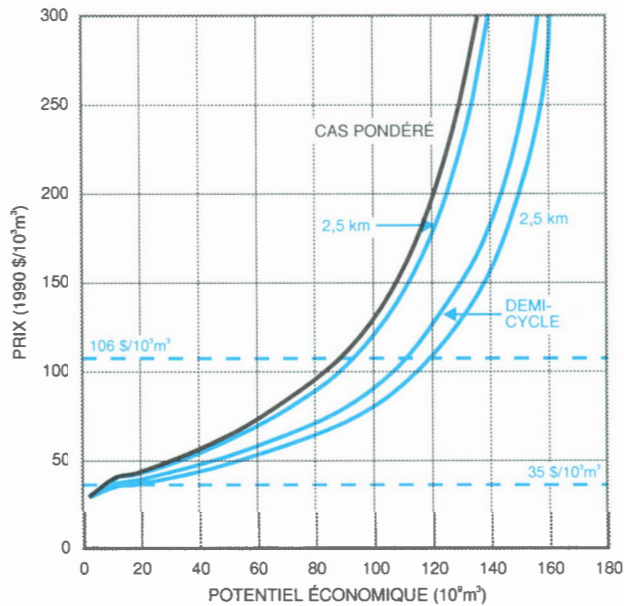


Figure H. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gisements futurs et le réseau collecteur sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.

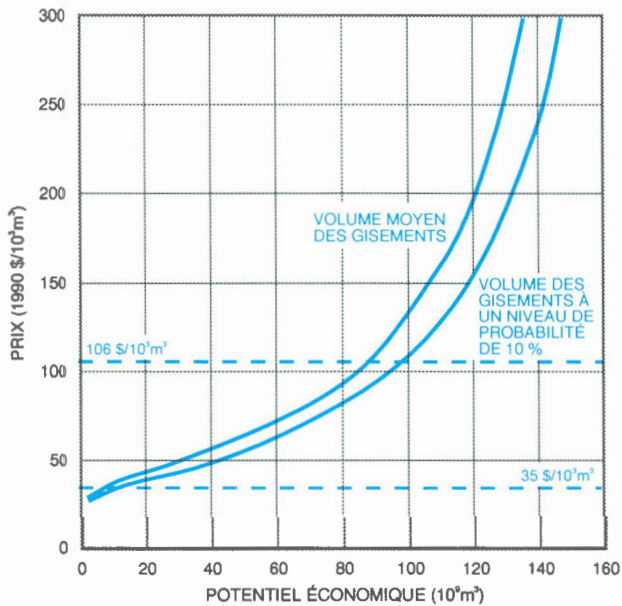


Figure I. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.

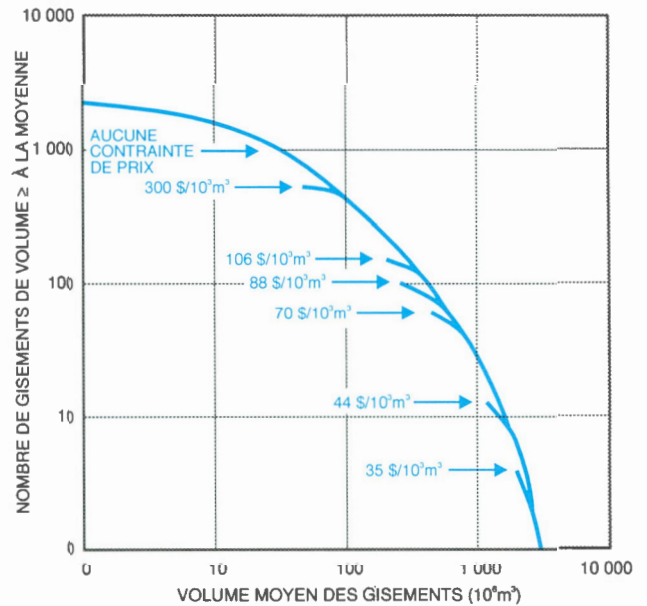


Figure J. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Colombie-Britannique, pour lesquelles les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné et qui sont rentables dans le cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, à des prix choisis entre 35 \$/10³ m³ et 300 \$/10³ m³. La courbe sans contrainte de prix représente la distribution des volumes des gisements non découverts. Le volume le plus petit indiqué à un prix donné est le gisement marginalement rentable à ce prix.

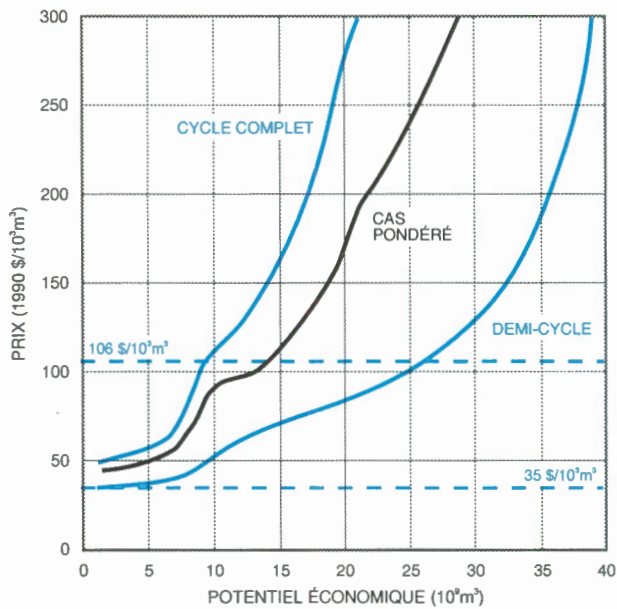


Figure K. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable.

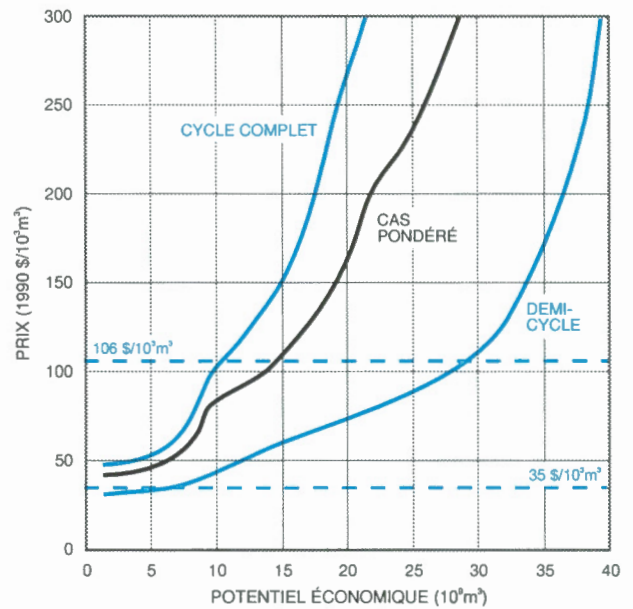


Figure L. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond au volume initial de gaz brut récupérable (VIGBR), qui est économiquement rentable.

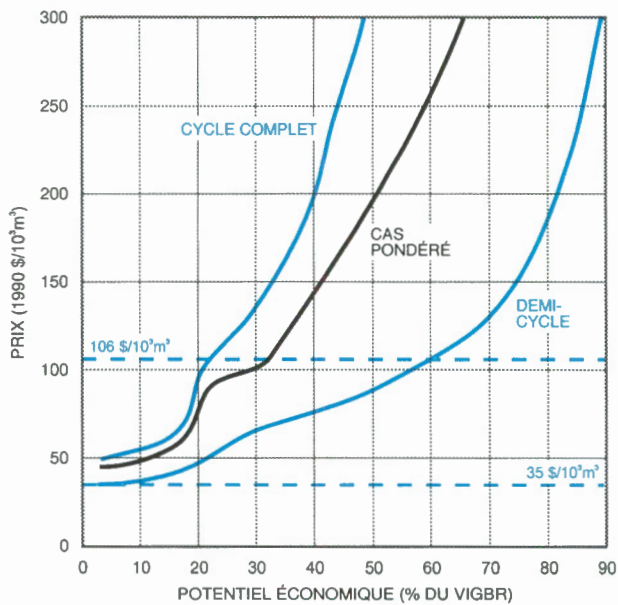


Figure M. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR).

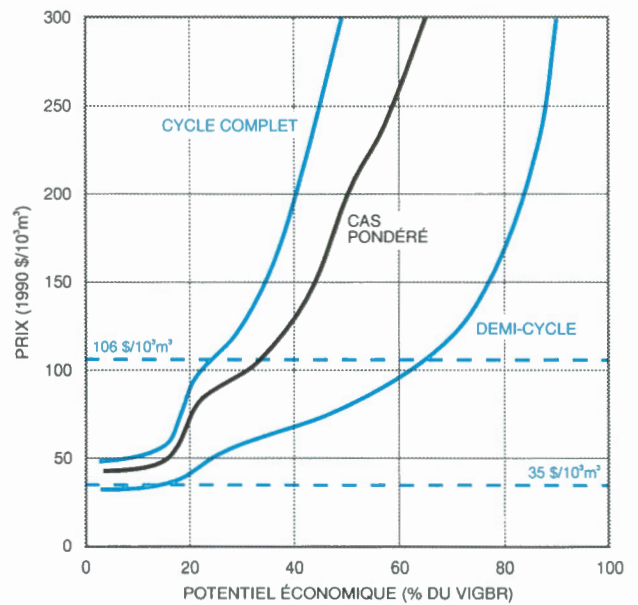


Figure N. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal des ressources en gaz naturel non découvertes du Trias, dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta. Le potentiel correspond à un pourcentage du volume initial (total) de gaz brut récupérable (VIGBR).

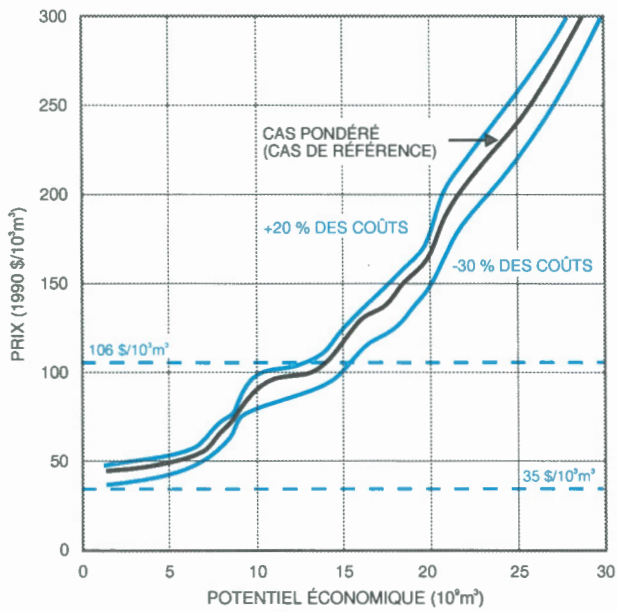


Figure O. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.

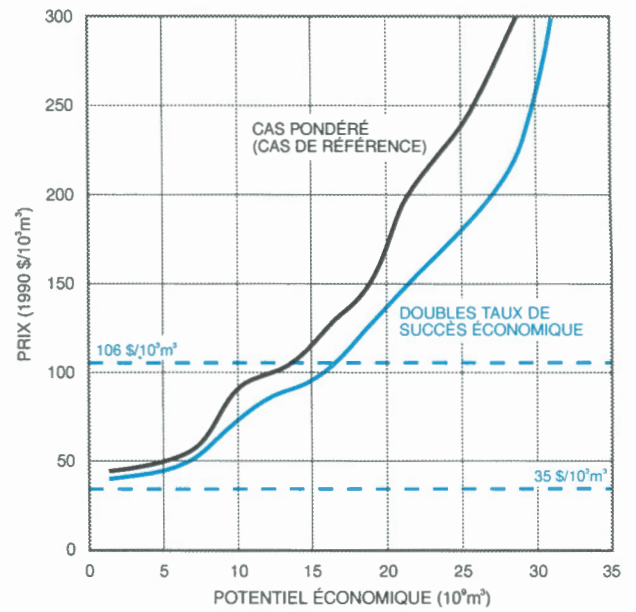


Figure P. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.

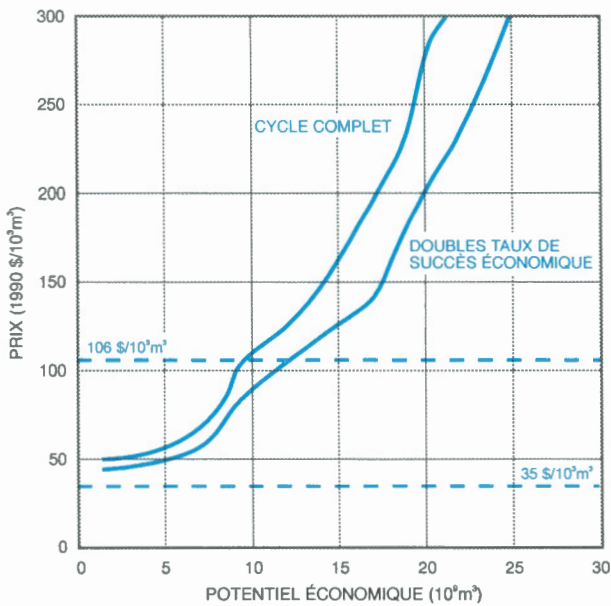


Figure Q. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique de cycle complet, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.

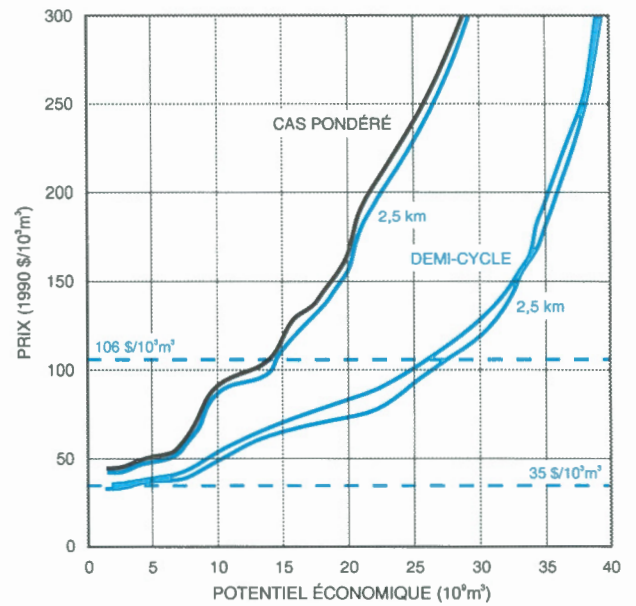


Figure R. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gisements futurs et le réseau collecteur sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.

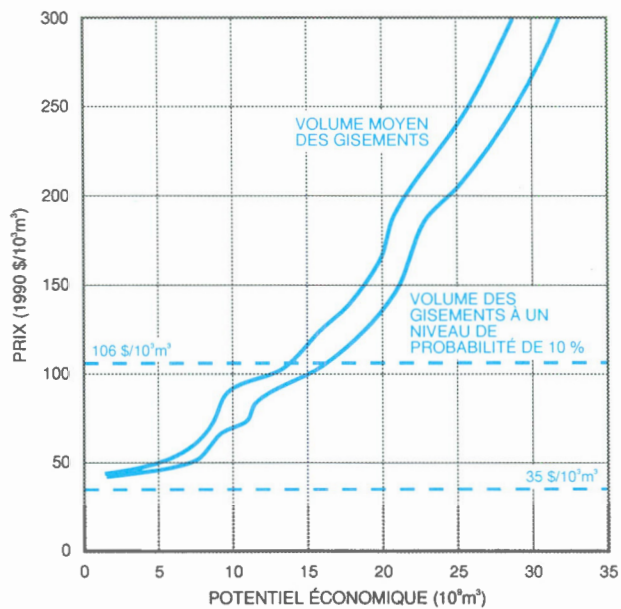


Figure S. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel non découvertes du Trias dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.

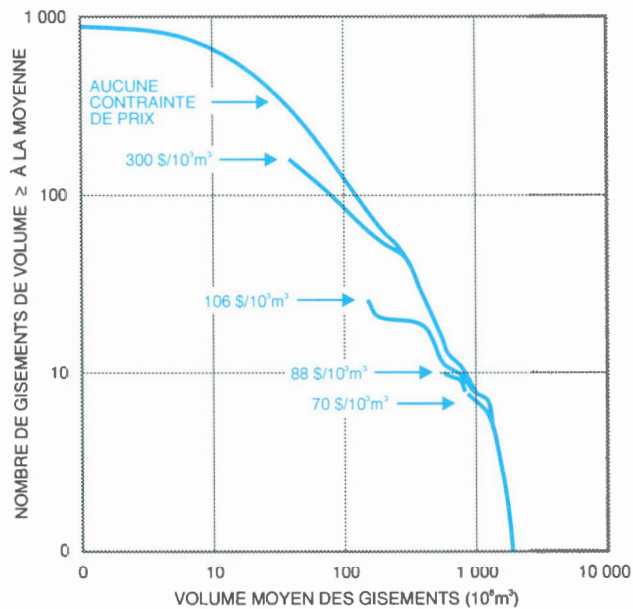


Figure T. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Alberta, pour lesquelles les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné et qui sont rentables dans le cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, à des prix choisis entre 35 \$/10³ m³ et 300 \$/10³ m³. La courbe sans contrainte de prix représente la distribution des volumes des gisements non découverts. Le volume le plus petit indiqué à un prix donné est le gisement marginalement rentable à ce prix.

Tableau A

Intrants et estimations de coûts choisis relatifs au cas de référence : zones gazéifères triasiques bien explorées de la Colombie-Britannique

NA = gaz non associé, C = gaz corrosif

Paramètres	Dépôts littoraux de Halfway-Doig (Peejay Milligan)		Plate-forme continent. de Halfway-Doig (Monias)		Plate-forme continentale de Halfway-Doig (Tommy Lakes)		Sous-disc. de Baldonnel (Laprise)		Baldonnel (Ft. St. John)		Clastites de Charlie Lake (Inga)		Clastites de Charlie Lake (Cecil)	
Gaz en place non découvert	10 838		88 934		23 202		66 610		8 336		8 866		5 915	
Estim. des ressources non découvertes (10 ⁶ m ³)	1 640		2 621		1 419		3 130		337		207		650	
Vol. moyen du plus vaste gis. déc. (10 ⁶ m ³)														
Type de gaz	NA	SG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	SG
Fraction des ressources tot.	0,41	0,59	1,00	0,87	0,13	0,46	0,54	0,37	0,63	0,24	0,38	0,21	0,32	0,47
Facteur de récup. moyen	0,80	0,61	0,83	0,83	0,88	0,81	0,75	0,75	0,75	0,85	0,85	0,90	0,78	0,50
Prof. moyenne (mètres)	1 185	1 144	1 465	1 238	1 578	1 200	1 270	1 400	1 250	1 182	1 388	1 389	1 273	1 351
Données de forage														
Taux de succès : puits d'expl.	0,059		0,167	0,182		0,136		0,041		0,041		0,019		
Taux de succès : puits de mise en valeur	0,95		0,95	0,95		0,95		0,95		0,95		0,95		
Taux de succès en zone	0,580		0,445	0,628		0,707		0,175		0,431		0,667		
Proportion de découv. de cycle complet	0,937		0,784	0,889		0,233		0,214		0,320		0,211		
Distance moy. entre les puits (ha/puits)	512		512	512		512		512		512		512		
Coûts des puits	380	NA	314	355	475	348	397	240	269	345	423	268	278	NA
Coûts : puits de mise en valeur S&A (10 ³ \$)*	613	NA	499	567	771	555	643	377	429	549	688	421	445	NA
Coûts : puits de mise en valeur F&C (10 ³ \$)*	4,6	NA	4,3	2,7	5,0	2,7	4,7	2,5	4,1	2,7	4,8	2,6	4,2	NA
Coûts d'exploitation (10 ³ \$/puits/mois)														
Installations de surface														
Equip. sur les sites de puits :														
Déshydratation														
Réchauffement des conduites	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Récupération de la vapeur	93	212	93	93	93	93	93	93	93	212	93	93	93	212
Coût (10 ³ \$/puits)														
Routes														
Terrain														
Coûts unit. (10 ³ \$/km)	60	0	30	60	60	60	60	30	30	60	60	30	30	0
a) Routes de concession	120	0	60	120	120	120	120	60	60	120	120	60	60	0
b) Accès en tout temps														
Gazoducs														
Distance moyenne d'un système collecteur (km)	8	8	8	10	10	5	5	8	8	8	8	8	8	8
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 2 po														
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 3 po														
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 4 po														
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 6 po														

*Ajouter 10 % pour les puits d'exploration

Tableau B

Estimations pour le cas de référence du potentiel économique et du volume initial de gaz commercialisable : ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazifères triasiques de la Colombie-Britannique

Type d'analyse	Potentiel économique				Volume initial de gaz commercialisable			
	Volume (10 ⁶ m ³)		% du volume initial de gaz brut récupérable		Volume (10 ⁶ m ³)		% du volume initial de gaz brut récupérable	
	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³
Estimations avec fardeau fiscal :								
Cycle complet	13 350	61 242	8	36	11 995	54 798	7	32
Demi-cycle	34 087	99 975	20	59	30 596	89 414	18	53
Cas pondéré	20 585	72 281	12	43	18 506	64 744	11	38
Estimations sans fardeau fiscal :								
Cycle complet	18 675	67 425	11	40	16 759	60 332	10	36
Demi-cycle	42 129	105 054	25	62	37 760	93 952	22	55
Cas pondérée	26 477	80 457	16	47	23 786	72 022	14	42

Volume initial total de gaz brut récupérable : 169 472 x 10⁶ m³

Tableau C

Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de changements au niveau de variables clés sur les estimations du potentiel économique de toutes les zones gazifères bien explorées en Colombie-Britannique

Type d'analyse de sensibilité	Potentiel économique (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable		Changement (en %)	
	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³
Analyses de sensibilité : estimations moyennes pondérées						
Cas de référence : moyenne pondérée	20 585	72 281	12	43		
Hausse de 20 % des coûts totaux	10 612	63 588	6	38	-48	-12
Baisse de 30 % des coûts totaux	33 795	85 764	20	51	+64	+19
Taux de succès doublé (max. 1/2)	24 855	84 980	15	50	+21	+18
Distance d'un gazoduc fixée à 2,5 km	24 463	78 596	14	46	+19	+9
Vol. du gisement : niveau de prob. de 10 %	29 658	82 979	18	49	+44	+15
Analyse de sensibilité : estimations de cycle complet						
Cas de référence : cycle complet	13 350	61 242				
Taux de succès doublé (max. 1/2)	19 780	74 468	12	44	+48	+22
Analyse de sensibilité : estimations de demi-cycle						
Cas de référence : demi-cycle	34 087	99 975				
Distance d'un gazoduc fixée à 2,5 km	40 823	106 622	24	63	+20	+7

Volume initial total de gaz brut récupérable : 169 472 x 10⁶ m³

Tableau D

Intrants et estimations de coûts choisis relatifs au cas de référence : zones gazifères triasiques bien explorées de l'Alberta

Paramètres	Dépôts littoraux de Halfway-Doig			Roches carbon. de Charlie Lake		Sous-discordance sud de Montney		
	(Sinclair)			(Boundary Lake)		(Fir)		
Gaz en place non découvert								
Estim. des ressources non découvertes (10 ⁶ m ³)		27 905			9 128		23 258	
Vol. moyen du plus vaste gis. déc. (10 ⁶ m ³)		1 915			183		1 273	
Type de gaz	NA non	NA acide	S acide	NA non	S non	NA non	NA acide	S acide
Fraction des ressources totales	0,13	0,55	0,32	0,25	0,75	0,24	0,53	0,23
Facteur de récup. moyen	0,77	0,77	0,70	0,76	0,69	0,76	0,76	0,53
Prof. moyenne (mètres)	2 000	2 107	2 000	1 685	1 700	1 170	2 100	2 038
Données de forage								
Taux de succès : puits d'expl.		0,117			0,043		0,020	
Taux de succès : puits de mise en valeur		0,95			0,95		0,95	
Taux de succès en zone		0,420			0,767		0,254	
Proportion de découv. de cycle complet		0,625			0,254		0,303	
Distance moy. entre les puits (ha/puits)		256			256		256	
Coûts des puits								
Coûts : puits de mise en valeur S&A (10 ³ \$)*	380	473	NA	288	NA	257	553	NA
Coûts : puits de mise en valeur F&C (10 ³ \$)*	565	697	NA	445	NA	411	847	NA
Coûts d'exploitation (10 ³ \$/puits/mois)	2,5	4,3	NA	2,4	NA	2,2	4,3	NA
Installations de surface								
Équip. sur les sites de puits :								
Déshydratation				X				
Réchauffement des conduites	X	X			X	X	X	
Récupération de la vapeur			X					X
Coût (10 ³ \$/puit)	81	81	184	184	184	81	81	184
Routes								
Terrain		Forêt-parc			Forêt-parc		Forêt	
Coûts unit. (10 ³ \$/km)								
a) Routes de concession	26	26	0	26	0	39	39	0
b) Accès en tout temps	52	52	0	52	0	78	78	0
Gazoducs								
Distance moyenne d'un système collecteur (km)	10	10	10	8	8	12	12	12
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 2 po				39				
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 3 po	59	64				70	76	
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 4 po						84	91	91
Coûts unit. (10 ³ \$/km) pour 6 po	92	99	99					

*Ajouter 10 % pour les puits d'exploration

Tableau E

Estimations pour le cas de référence du potentiel économique et du volume initial de gaz commercialisable : ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques de l'Alberta

Type d'analyse	Potentiel économique				Volume initial de gaz commercialisable			
	Volume (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable		Volume (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable	
	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³
Estimations avec fardeau fiscal :								
Cycle complet	0	8 802	0	20	0	7 759	0	18
Demi-cycle	7 796	21 732	18	50	6 870	19 150	16	44
Cas pondéré	1 432	9 689	3	22	1 262	8 541	3	20
Estimations sans fardeau fiscal :								
Cycle complet	0	9 254	0	21	0	8 158	0	19
Demi-cycle	9 127	24 409	21	56	8 044	21 509	18	49
Cas pondéré	3 898	11 003	9	25	3 436	9 703	8	22

Volume initial total de gaz brut récupérable : 43 765 x 10⁶ m³

Tableau F

Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de changements au niveau de variables clés sur les estimations du potentiel économique de toutes les zones gazéifères bien explorées en Alberta

Type d'analyse de sensibilité	Potentiel économique (10 ⁶ m ³)		% du volume initial total de gaz brut récupérable		Changement (en %)	
	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³	44,13 \$/ 10 ³ m ³	88,25 \$/ 10 ³ m ³
Analyses de sensibilité : estimations moyennes pondérées						
Cas de référence : moyenne pondérée	1 432	9 689	3	22		
Hausse de 20 % des coûts totaux	0	9 254	0	21	-100	-4
Baisse de 30 % des coûts totaux	4 976	12 281	11	28	+247	+27
Taux de succès doublé (max. 1/2)	3 898	12 717	9	29	+172	+31
Distance d'un gazoduc fixée à 2,5 km	2 723	10 235	6	23	+90	+6
Vol. du gisement : niveau de prob. de 10 %	3 056	12 490	7	29	+113	+29
Analyse de sensibilité : estimations de cycle complet						
Cas de référence : cycle complet	0	8 802				
Taux de succès doublé (max. 1/2)	1 432	9 689	3	22	NA	+10
Analyse de sensibilité : estimations de demi-cycle						
Cas de référence : demi-cycle	7 796	21 732				
Distance d'un gazoduc fixée à 2,5 km	8 511	24 265	19	55	+9	+12

Volume initial total de gaz brut récupérable : 43 765 x 10⁶ m³