

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA  
OPEN FILE 2911

**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



## TABLE DES MATIÈRES

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

1	RÉSUMÉ
1	SOMMAIRE
4	INTRODUCTION
4	Envergure
4	Objectif
5	Terminologie
6	Méthode et contenu
7	PROCÉDÉ D'ÉVALUATION DES RESSOURCES
7	Analyse numérique
7	Définition géologique d'une zone gazéifère
7	Compilation des données sur les zones gazéifères
9	Modèle du processus de découverte
10	Distribution des dimensions des gisements
10	Estimation du potentiel d'une zone gazéifère
12	Estimation des ressources possibles
12	CONTEXTE GÉOLOGIQUE
12	Cadre sédimentaire et éléments tectoniques
12	Stratigraphie régionale
14	Assemblage 1. Formation de Montney du Trias inférieur
16	Assemblage 2. Formations de Doig, de Halfway et de Charlie Lake du Trias moyen à la base du Trias supérieur
17	Assemblage 3. Formations de Baldonnel et de Pardonet du Trias supérieur
17	Roches mères
18	ROCHES RÉSERVOIRS ET STYLES DE PIÉGEAGE MÈRES
18	Pièges stratigraphiques
18	Biseaux à variation du lithofaciès
18	Pièges par discordance
20	Pièges structuraux
21	ZONES GAZÉIFÈRES PROUVÉES - DÉFINITION GÉOLOGIQUE ET ÉVALUATION DES RESSOURCES
22	Zones gazéifères de la Formation de Montney
22	1. Sous-affleurement sud de Montney - Fir
26	2. Plate-forme continentale de Montney - Glacier (sommairement explorée)
28	3. Sous-affleurement nord de Montney - Ring (sommairement explorée)
30	Zones gazéifères des formations de Halfway et de Doig
30	4. Dépôts littoraux de Halfway/Doig (structure de Peace River) - Sinclair
34	5. Dépôts littoraux de Halfway/Doig - Peejay Milligan
37	6. Plate-forme continentale de Halfway/Doig (structure de Peace River) - Monias
41	7. Plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes
44	Zones gazéifères de la Formation de Charlie Lake
44	8. Roches clastiques de Charlie Lake - Inga
47	9. Roches clastiques Charlie Lake (structure de Peace River) - Cecil
50	10. Roches carbonatées de Charlie Lake (structure de Peace River) - Boundary Lake
54	Zones gazéifères de la Formation de Baldonnel
54	11. Sous-affleurement de Baldonnel - Laprise
57	12. Baldonnel (structure de Peace River) - Fort St. John

60	RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES BIEN EXPLORÉES
60	ANALYSE DES ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES
60	Estimation du potentiel des zones gazéifères possibles
61	Analyse géologique des zones possibles
62	RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES ET SOMMAIREMENT EXPLORÉES
62	DISCUSSION
62	Zones gazéifères bien explorées : discussion
65	Zones gazéifères possibles et sommairement explorées : discussion
65	Volumes totaux
65	CONCLUSIONS
66	REMERCIEMENTS
66	BIBLIOGRAPHIE
	 PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE
71	RÉSUMÉ
71	SOMMAIRE
74	INTRODUCTION
74	Terminologie
75	Portée de l'analyse
75	MÉTHODOLOGIE
75	Description générale
76	Gaz non associé/en solution et gaz acide/non corrosif
76	Analyse des ressources superposées
76	Utilisation d'un prix pondéré
77	Ventilation des coûts liés aux forages d'exploration
77	Technologie, coûts et production
78	Analyse économique
79	ESTIMATIONS DU POTENTIEL ÉCONOMIQUE
79	Hypothèses relatives au cas de référence
80	Estimations du potentiel économique du cas de référence
82	Extrapolation des résultats aux zones sommairement explorées et possibles
83	Estimations du gaz initial commercialisable
83	Nombre de gisements rentables
84	ANALYSE DE SENSIBILITÉ
85	Sensibilité aux coûts
85	Sensibilité au taux de succès du forage d'exploration
86	Sensibilité à la distance des réseaux de collecte
87	Sensibilité au volume estimé des gisements non découverts
87	COMPARAISON DES ZONES GAZÉIFÈRES
89	CONCLUSIONS
89	REMERCIEMENTS



90 BIBLIOGRAPHIE

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

**Figures**

- 91 A. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement récupérable, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 91 B. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement récupérable, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 92 C. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial économiquement récupérable pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 92 D. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial économiquement récupérable pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 92 E. Courbes d'offre montrant les répercussions des modifications des coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones pétrolières situées principalement en Colombie-Britannique
- 92 F. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique pondéré, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 93 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 triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 93 H. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gazoducs et les gisements futurs, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Colombie-Britannique
- 94 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 triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique
- 94 J. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Colombie-Britannique
- 95 K. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement récupérable, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 95 L. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial total récupérable, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 95 M. Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial total récupérable, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta

- 95 N. Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial total récupérable, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 96 O. Courbes d'offre montrant les répercussions des modifications des coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 96 P. Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique pondéré, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 96 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 triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 96 R. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gazoducs et les gisements futurs, sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones triasiques situées principalement en Alberta
- 97 S. Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation du volume des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta
- 97 T. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Alberta

#### Tableaux

- 98 A. Intrants et estimations de coûts choisies réalistes au cas de référence et s'appliquant aux zones gazéifères triasiques bien explorées de la Colombie-Britannique
- 99 B. Estimations du potentiel économique, du gaz initial commercialisable et du nombre de gisements rentables pour le cas de référence s'appliquant aux ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques de la Colombie-Britannique
- 99 C. Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de la modification de variables clés sur les estimations du potentiel économique des zones gazéifères bien explorées en Colombie-Britannique
- 100 D. Intrants et estimations de coûts choisies relatifs au cas de référence et s'appliquant aux zones gazéifères triasiques bien explorées de l'Alberta
- 101 E. Estimations du potentiel économique, du gaz initial commercialisable et du nombre de gisements pour le cas de référence s'appliquant aux ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques de l'Alberta
- 101 F. Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de la modification de variables clés sur les estimations du potentiel économique des zones gazéifères bien explorées en Alberta

#### FIGURES

- 4 1. Distribution des ressources en gaz de l'Ouest canadien par système géologique
- 5 2. Distribution des sédiments triasiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
- 8 3. Exemple d'une limite (polygone) de zone gazéifère utilisant la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair.
- 9 4. Série chronologique des découvertes dans la zone gazéifère de Halfway/Doig - Sinclair
- 11 5. Exemple montrant comment est produit un diagramme des dimensions des gisements selon leur rang, en utilisant la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair. a) Dimensions non ajustées des gisements. b) Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang, obtenu en ajustant tous les intervalles de dimension des gisements sur le rang des gisements découverts correspondants
- 12 6. Diagramme de la séquence de découverte dans les 10 zones gazéifères triasiques bien explorées

- 13 7. Diagramme des dimensions des zones gazéifères selon leur rang des 10 zones gazéifères triasiques bien explorées
- 13 8. Carte isopaque des sédiments triasiques dans le bassin de l'Alberta
- 14 9. Tableau des formations triasiques souterraines et affleurantes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
- 15 10. Coupes schématiques illustrant les trois principaux assemblages triasiques
- 19 11. Carte figurant a) l'emplacement général de la zone structurale de l'arche de Peace River et b) la zone modifiée par l'arche de Peace River
- 22 12. a) Carte figurant la zone gazéifère du sous-affleurement de Montney – Fir. Les puits de découverte des 20 plus vastes gisements et leur rang respectif sont indiquées. Se reporter au tableau 2 pour les volumes de ces gisements et à la figure 13 pour la coupe A-A'. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Montney
- 23 13. Coupe A-A' (fig. 12) illustrant la distinction entre la zone gazéifère du sous-affleurement de Montney – Fir et la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale de Montney – Glacier
- 25 14. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Montney – Fir
- 26 15. Carte de la zone gazéifère sommairement explorée de la plate-forme continentale distale de Montney – Glacier figurant : a) l'emplacement des puits de découverte des sept gisements connus; b) l'emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Montney
- 27 16. Diagraphies représentatives montrant les zones productives dans la base de la formation de Montney à 2 emplacements dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale de Montney – Glacier
- 28 17. Carte de la zones gazéifère sommairement explorée du sous-affleurement nord de Montney – Ring montrant : a) l'emplacement du champ de Ring/Pedigree (Border) et le tracé de la coupe B-B' et b) l'emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Montney
- 29 18. Coupe B-B' (fig. 17) montrant les zones productrices à la bordure du sous-affleurement dans le champ de Ring/Pedigree (Border)
- 31 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) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux zones gazéifères de Halfway/Doig
- 32 20. Coupe structurale C-C' (fig. 19) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig – Monias et la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig – Sinclair (accentuée) révélant un contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway/Doig
- 33 21. Diagramme des dimensions 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)
- 34 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 leurs volumes. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Halfway/Doig
- 35 23. Carte isopaque de la Formation de Halfway
- 36 24. Diagramme des dimensions 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)
- 37 25. a) Carte de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig (structure de Peace River) – Monias. 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. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères

- 38 26. Coupe structurale C-C' (fig. 25) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias (accentuée) et la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair montrant le contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway/Doig
- 40 27. Diagramme des dimensions 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)
- 41 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) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Halfway/Doig
- 42 29. Carte isopaque de la Formation de Halfway. La zone accentuée délimite la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes
- 43 30. Diagramme des dimensions 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)
- 44 31. a) Carte de la zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake - Inga. L'emplacement des 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. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Charlie Lake
- 45 32. Coupe structurale D-D' (fig. 31) traversant le champ d'Inga illustrant la division entre le style de piégeage structural dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée) et le style de piégeage stratigraphique dans les membres clastiques de North Pine et d'Inga
- 46 33. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake - Inga indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts)
- 47 34. a) Carte de la zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake (structure de Peace River) - Cecil. L'emplacement des 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. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Charlie Lake
- 48 35. Coupe structurale E-E' (fig. 34) illustrant l'influence du morcellement par failles sur l'accumulation de gaz dans les membres clastiques de North Pine et de Coplin de la zone gazéifère de Charlie Lake - Cecil et de la zone gazéifère de Baldonnel (structure de Peace River - Fort St. Jophn)
- 49 36. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake (structure de l'arche de Peace River) - Cecil indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts)
- 50 37. a) Carte de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (structure de Peace River) - Boundary Lake. 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. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Charlie Lake
- 51 38. Coupe structurale F-F' (fig. 37) illustrant l'influence du morcellement par failles sur l'accumulation de gaz dans le Membre de Boundary de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (arche de Peace River) - Boundary Lake
- 52 39. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (structure de l'arche de Peace River) - Boundary Lake indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts)
- 54 40. a) Carte de la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise. L'emplacement des 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. b) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Baldonnel
- 55 41. Coupe structurale G-G' (fig. 40) illustrant la distinction entre le style de piégeage structural dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée) et le style de piégeage par sous-affleurement dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise

- 56 42. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts)
- 57 43. a) Carte de la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel (structure de Peace River) - Fort St. John indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). 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) Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Baldonnel
- 59 44. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel (structure de Peace River) - Fort St. John indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts)
- 61 45. Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans les 10 zones gazéifères triasiques bien explorées
- 66 46. Diagramme circulaire illustrant la relation entre les ressources découvertes et les ressources potentielles dans les plaines Intérieures triasiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
- 75 47. Organigramme illustrant la méthode utilisée pour estimer les courbes d'offre
- 80 48. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement rentable, dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 80 49. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement rentable, dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 81 50. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au pourcentage de volume total du gaz brut initial récupérable, dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 81 51. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au pourcentage du volume total de gaz brut initial récupérable, dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 83 52. Courbes d'offre montrant les estimations pondérées du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au volume de gaz brut initial récupérable, en ce qui concerne les ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques bien explorées, sommairement explorées et possibles
- 83 53. Courbes d'offre montrant les volumes de gaz brut initial économiquement récupérable et de gaz initial commercialisable dans les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence
- 84 54. Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts rentables dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 86 55. Courbes d'offre montrant les répercussions des changements dans les coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 86 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 toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 86 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, pour toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées
- 87 58. Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gazoducs et les gisements futurs, pour toutes les zones triasiques bien explorées
- 87 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 toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées

- 88 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 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

#### TABLEAUX

- |    |  |
|----|--|
| 20 | 1. Liste et brève description des zones gazéifères triasiques  |
| 25 | 2. Zone gazéifère du sous-affleurement sud de Montney - Fir, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation  |
| 33 | 3. Zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig (structure de Peace River) - Sinclair, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 36 | 4. Zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Peejay Milligan, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 40 | 5. Zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig (structure de Peace River) - Monias, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 43 | 6. Zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 46 | 7. Zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake - Inga, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 49 | 8. Zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake (structure de Peace River) - Cecil, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 52 | 9. Zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (structure de Peace River) - Boundary Lake, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation  |
| 56 | 10. Zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 59 | 11. Zone gazéifère de Baldonnel (structure de Peace River) - Fort St. John, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation   |
| 60 | 12. Toutes les zones gazéifères triasiques, résultats d'évaluation   |
| 63 | 13. Les zones gazéifères triasiques bien explorées - par ordre décroissant du volume découvert (gaz initial en place)  |
| 63 | 14. Les zones gazéifères triasiques bien explorées - par ordre décroissant du volume prévu   |
| 64 | 15. Les zones gazéifères triasiques bien explorées - par ordre décroissant du volume non découvert exprimé en pourcentage des ressources totales   |
| 64 | 16. Les zones gazéifères triasiques bien explorées - par ordre décroissant du volume du plus vaste gisement non découvert  |
| 78 | 17. Résumé des coûts pris en compte dans le modèle technique et de prévision des coûts   |
| 79 | 18. Caractéristiques des profils de production par catégorie de volume   |
| 82 | 19. Estimations pour le cas de référence du potentiel économique, du gaz initial commercialisable et du nombre de gisements rentables en ce qui concerne les ressources en gaz naturel non découvertes dans toutes les zones triasiques bien explorées |
| 84 | 20. Nombre de gisements rentables par catégorie de volume (volume basé sur la quantité de gaz en place initial non découvert)  |
| 85 | 21. Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de la modification de variables clés sur les estimations du potentiel économique de toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées   |
| 88 | 22. Les zones gazéifères triasiques classées par ordre du volume de gaz brut initial 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 des couches triasiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (excluant la zone des contreforts) a été réalisée en combinant une analyse géologique des zones gazéifères et une estimation statistique. Les couches triasiques font partie d'une succession de sédiments silico-clastiques, carbonatés et évaporitiques mélangés formant une plate-forme le long des parties occidentales du bassin de l'Ouest canadien. Les dépôts les plus épais, et la grande partie du pétrole et du gaz, sont situés dans le centre de sédimentation maximale, appelé baie de Peace River, qui s'épaissit et s'approfondit vers l'ouest.

Dans la succession triasique, on a découvert un volume en place total 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 constituées de pièges stratigraphiques et stratigraphiques-structuraux et les roches réservoirs sont 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. 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 de ces zones gazéifères pourraient contenir plus de la moitié du potentiel gazéifère (non résiduel). Ce sont la zone des grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig, touchée par les structures de l'arche et la baie de Peace River (par ex. le champ de Monias); la zone du sous-affleurement de la Formation de Baldonnel, participant à un faible plissement d'âge laramien (par ex. le champ de Laprise) et les grès réservoirs littoraux des formations de Halfway et de Doig, modifiés par les structures de l'arche et de la baie de Peace River (par ex. le champ de Sinclair). Selon l'analyse statistique des zones gazéifères bien explorées, il existerait 13 zones au total, soit 10 zones bien explorées, 2 zones sommairement explorées (la zone du sous-affleurement nord de Montney - Ring et la zone de la plate-forme continentale distale de Montney-Glacier) contenant des réserves totales de gaz en place non découvertes de  $28\,162 \times 10^6 \text{ m}^3$  et une zone possible contenant  $5615 \times 10^6 \text{ m}^3$  de gaz en place. La quantité de gaz relativement faible estimée dans les zones possibles et sommairement explorées ( $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$  - 11 % des ressources totales) est représentative de la faible exploration du bassin et est attribuable au fait que les définitions établies pour les zones sont suffisamment générales pour inclure 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 en place totales restent à découvrir. Les couches triasiques continuent d'être des cibles d'exploration intéressantes, comme en témoignent les récents travaux entrepris à Valhalla, Spirit River et Grande Prairie.

### *Sommaire*

Les ressources en gaz contenues dans les couches triasiques des plaines faisant partie du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont décrites en deux parties. La partie I contient l'analyse géologique détaillée des zones gazéifères et une évaluation numérique des ressources non découvertes. La partie II présente une analyse économique des ressources non découvertes prédites 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, appelée le modèle du processus de découverte, qui est basée sur la taille (volume) et la séquence de découverte de chaque

gisement ou zone gazéifère au sein d'une population naturelle de gisements ou de zones gazéifères pour prédire les ressources non découvertes. Les zones gazéifères prouvées sont définies comme celles qui comportent des gisements découverts dont les réserves sont prouvées et qui sont classées parmi les zones sommairement ou zones bien explorées selon le nombre de gisements contenus dans la zone. Les réserves de gaz en place des zones bien explorées et sommairement explorées totalisent  $288\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$  de gaz découvert 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 recoupant les ressources découvertes dans la population modélisée d'une zone.

Une analyse géologique par la cartographie des roches souterraines, utilisant les données sur les gisements des gouvernement 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 style de sédimentation, la structure ou la géométrie des pièges. Ces facteurs géologiques influent sur la délimitation d'une zone et sur la distribution des gisements dans la zone en question. Lorsque la zone a été définie, des analyses quantitatives basées sur l'historique de l'exploration et les distributions des volumes 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 zones bien explorées présentent un potentiel élevé de contenir des quantités additionnelles de gaz naturel. Ce sont les suivantes :

- 1) les formations de Halfway et de Doig : grès réservoirs de plate-forme continentale, modifiées par les structures de l'arche et la baie de Peace River (par ex. le champ de Monias) dont le potentiel prévu s'élève à  $88\,934 \times 10^6 \text{ m}^3$ ;
- 2) les roches réservoirs carbonatées sous-affleurantes de la Formation de Baldonnel formant des plis faibles dans l'orogène laramien (par ex. le champ de Laprise) dont le potentiel prévu s'élève à  $66\,610 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; et
- 3) les formations de Halfway et de Doig : grès réservoirs de milieu littoral, modifiés par les structures de l'arche et de la baie de Peace River (par ex. le champ de Sinclair) dont le potentiel prévu est de  $27\,036 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Les estimations du potentiel et de la taille des zones sommairement explorées et possibles sont basées sur le modèle du processus de découverte en utilisant 10 zones bien explorées comme base de données sur les gisements. Le potentiel prévu des zones possibles et sommairement explorées est de  $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$ . 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 dans 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 3300 gisements. Une valeur probable plus incertaine de  $522\,647 \times 10^6 \text{ m}^3$  correspond à une évaluation plus optimiste des réserves restant à découvrir dans les zones bien explorées.



Quatre conclusions se dégagent des estimations numériques 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 % de ressources en gaz totales restent à découvrir.
2. Du potentiel en gaz triasique non découvert, 89 % serait présent dans 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  $2800 \times 10^6 \text{ m}^3$ .
3. Les zones bien explorées les plus intéressantes offrant le potentiel le plus élevé sont : i) la plate-forme continentale de Halfway/Doig (structure de Peace River) - Monias; ii) le sous-affleurement de Baldonnel - Laprise; et iii) les dépôts littoraux de Halfway/Doig (structure de Peace River) - Sinclair. Ces zones composent presque 60 % ( $182\,580 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) des ressources (non découvertes) totales prévues.
4. Onze pour cent du volume prévu estimé se trouve dans des zones possibles et sommairement explorées. De ce volume, les deux zones sommairement explorées contiennent plus de 80 % du volume prévu, le reste (jusqu'à  $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) se trouvant probablement dans une (ou plusieurs) zone(s) possible(s).

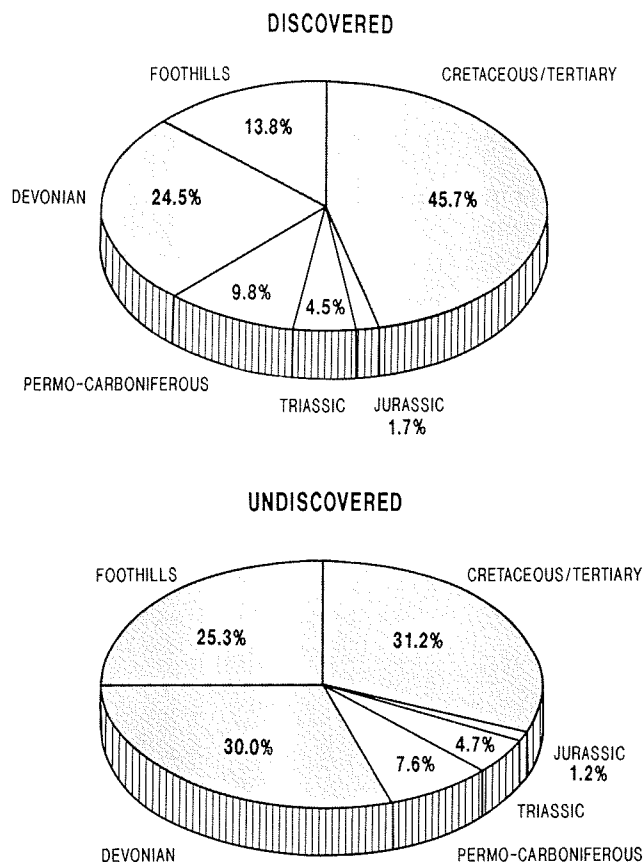
## INTRODUCTION

### Envergure

La Commission géologique du Canada produit périodiquement des estimations sur les ressources potentielles régionales 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). Le format et la façon de procéder utilisés pour présenter l'évaluation des ressources en gaz dans le présent document sont les mêmes que ceux qui ont été utilisés dans l'évaluation du pétrole de l'Ouest canadien (Podruski et al., 1988) et l'évaluation des ressources en gaz dévonien (Reinson et al., 1993b). La présente évaluation vise à présenter une estimation complète de tous les principaux groupes de zones présents dans le bassin (voir Reinson et al., 1993a).

Sept principaux groupes de zones ont été répertoriés dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Les critères géologiques forment la base d'identification et ils sont, en général, basés sur les principales unités stratigraphiques et/ou les provinces structurales ou tectoniques. Chaque groupe comporte un ensemble de facteurs géologiques qui influent sur la taille, la distribution et le type de la zone d'hydrocarbures ou de la roche réservoir. Les principaux groupes de zones sont répartis de la façon suivantes : Dévonien, Carbonifère-Permien, Trias, Jurassique à Crétacé inférieur (Mannville), Groupe de Colorado du Crétacé moyen, Crétacé supérieur-Tertiaire et Zone des contreforts des Rocheuses. Cinq pour cent environ des réserves de gaz en place 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 découvertes dans le Triasique logent dans les plaines Intérieures méridionales tandis que le tiers restant se trouve dans la zone des contreforts des Rocheuses dans la Cordillère (Zone déformée des contreforts).

Le présent rapport documente une évaluation des ressources en gaz triasique dans les plaines Intérieures de l'Ouest canadien (fig. 2). La région à l'étude se limite en grande partie à l'arche et à la baie de Peace River (où la grande partie de la succession triasique s'étend sous la surface). Elle exclut les zones structurales des contreforts qui sont actuellement évaluées avec d'autres zones gazéifères de la province structurale de la Cordillère (voir Osadetz et al., comm. pers.). Les couches triasiques reposant dans le bassin de Williston ne sont pas évaluées dans la présente étude étant donné qu'il ne recèle aucun gisement de gaz ou

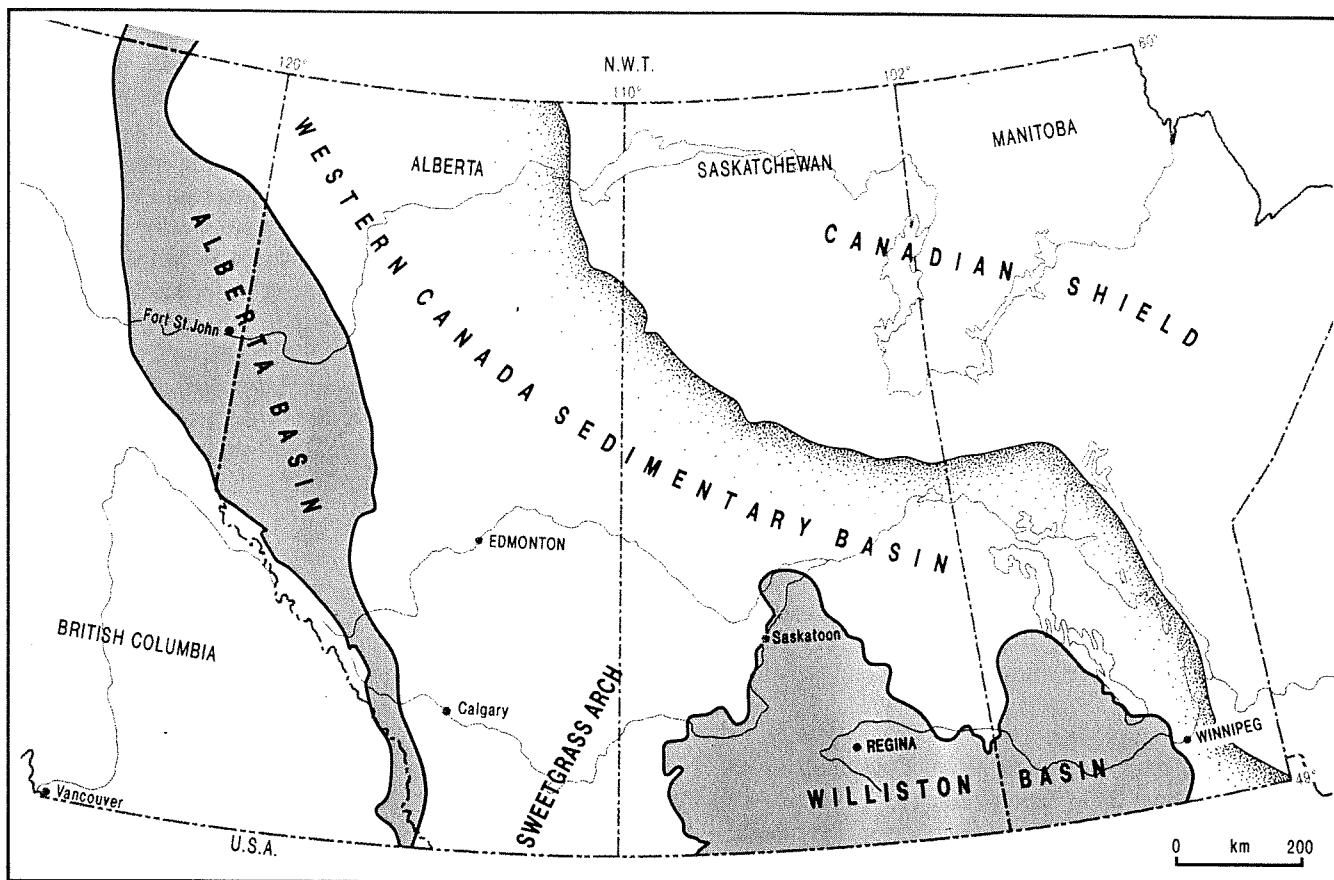


**Figure 1.** Distribution des ressources en gaz de l'Ouest canadien par système géologique (d'après les données contenues dans les documents suivants : Alberta Energy Resources Conservation Board (1989), British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources (1990) et modifiées d'après Reinson et al. (1993a).

que les indices de gaz n'y sont pas importants, et que le potentiel en gaz est faible.

### Objectif

Les objectifs de cette étude sont constitués de quatre volets : i) documenter et décrire les réserves de gaz présentes dans les couches triasiques en fonction des zones gazéifères dans lesquelles elles se trouvent; ii) établir la géologie des principales zones gazéifères dans le système triasique d'une façon qui permette à l'industrie d'utiliser ces données 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 informations sur la géologie et le potentiel en ressources dont ont besoin



**Figure 2.** Distribution des sédiments triasiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (modifiée d'après Barclay et al., 1993).

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 procédés utilisés dans le présent rapport suivent ceux énoncés par Reinson et al. (1993b). Ils sont résumés brièvement ci-dessous.

Le *gaz naturel* désigne tout gaz (dans des conditions normales de pression et de température de 101,33 kPa et 15° C) d'origine naturelle et composé principalement de molécules d'hydrocarbures pouvant être extraites 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 (c'est-à-dire  $H_2S$ ,  $CO_2$  et He). Dans la présente étude, il n'est pas possible de séparer ces composantes du potentiel total. On admet toutefois qu'il faut tenir compte de certaines composantes, en particulier du  $H_2S$ , dans toute analyse

économique de la rentabilité d'une source possible de gaz acide.

Le *gaz brut* est un gaz naturel non traité, contenant du méthane, des gaz inertes et acides, des impuretés et d'autres hydrocarbures, dont certains sont parfois récupérables sous forme liquide. Le *gaz du commerce* ou *gaz commercialisable* est un gaz naturel qui répond aux spécifications sur les utilisations ultimes et qui nécessite souvent un traitement pour éliminer les gaz acides, les impuretés et les composantes liquides. Le *gaz non associé* est un gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut dans une roche réservoir. Le *gaz associé* est un gaz naturel qui loge dans des roches réservoirs de pétrole brut sous forme de gaz libre. Le *gaz en solution* est un gaz naturel dissous dans le pétrole brut dans la roche réservoir. La présente évaluation ne porte que sur le gaz brut; elle exclut donc le gaz du commerce ou commercialisable.

Les termes *ressource*, *réserve*, et *potentiel* utilisés dans le présent rapport sont ceux définis par la Commission géologique du Canada (Podruski et al., 1988). *Ressource* est le terme employé pour désigner les

accumulations d'hydrocarbures dont l'existence est connue ou inférée. Le terme *réserve* s'applique à la partie de la ressource qui a été découverte, et le terme *potentiel* décrit la partie de la ressource qui est inférée mais qui n'a pas encore été découverte. À noter que le terme *réserve* a été utilisé ailleurs pour désigner le volume de gaz commercialisable initial, de sorte que pour éviter la confusion, le *volume en place découvert* a été choisi plutôt que *réserve* dans le présent document. Les termes *potentiel* et *ressource non découverte* sont synonymes et sont donc interchangeables.

Le terme *gaz en place* désigne le volume de gaz que l'on trouve dans les conditions normales dans le sol, 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 la technologie actuelle.

Les termes *zone gazéifère*, *zone d'intérêt*, *champ gazéifère*, *gisement de gaz* et *autre secteur* sont définis dans le présent rapport de la façon suivante. Une *zone gazéifère* est composée d'un groupe de gisements ou de sites d'intérêt ayant une histoire commune en ce qui concerne la formation des hydrocarbures, leur migration, la formation des roches réservoirs et la configuration des pièges (Énergie, Mines et Ressources Canada, 1977). Une *zone d'intérêt* est définie comme une cible d'exploration où aucun essai n'a été effectué et qui se trouve dans un intervalle stratigraphique unique; elle peut contenir ou non des hydrocarbures. Une zone d'intérêt n'est pas synonyme de 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 pétrolières ont été groupées en deux catégories principales : *zones prouvées* (celles dans lesquelles la découverte des gisements a été confirmée par des puits de découverte indiquant du gaz en place)

et les *zones possibles* (celles qui n'ont pas encore été découvertes mais dont l'analyse géologique et/ou statistique indique qu'elles pourraient exister). Les zones prouvées ont été subdivisées en zones *bien explorées* et *sommairement explorées* compte tenu de la pertinence des données sur les zones 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 du processus de découverte, selon la méthode d'évaluation PETRIMES (Lee and Tzeng, 1989; Lee and Wang, 1990; Lee, 1992). Les *zones sommairement explorées* sont celles dans lesquelles le nombre de gisements (et, par conséquent, la séquence de découverte) ne convient pas à l'application de ce modèle.

## Méthode et contenu

La présente étude comporte deux parties essentielles : une analyse géologique et une analyse statistique. L'analyse géologique est l'élément fondamental; elle inclut la caractérisation de la zone gazéifère qui fait l'objet de l'exploration. La géologie régionale et l'analyse géologique des zones gazéifères triasiques suit celle, tracée dans les grandes lignes par Podruski et al. (1988); elle inclut également les données découlant des travaux sur la géologie régionale réalisés plus récemment par Gibson et Barclay (1989) et Gibson et Edwards (1991, 1992).

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 au sein d'une zone gazéifère. Lorsque la zone a été définie, une évaluation numérique des ressources est entreprise en utilisant les données sur les gisements d'une zone gazéifère spécifique. Les données sur les gisements et les puits, 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, 1991). Comme les gisements de gaz peuvent être composés de gaz non associé, associé et en solution, des réserves ont été ajoutées pour décrire les gisements individuels. Par conséquent, le potentiel estimé ne s'applique qu'au gaz brut total 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. Un résumé de la définition des zones, de leur géologie, de l'historique de leur

exploration et de leur potentiel en ressources est présenté; ces informations sont appuyées par des figures d'appui. Chaque zone est désignée par sa formation géologique, le type de roche 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 des zones.

## PROCÉDÉ D'ÉVALUATION DES RESSOURCES

### Analyse numérique

Il existe plusieurs méthodes pour estimer la quantité d'hydrocarbures qui peut loger dans une zone gazéifère, une région ou un bassin (White et Gehman, 1979; Masters, 1984; Rice, 1986; Lee, 1992). Les méthodes informatiques d'évaluation statistique ont d'abord été élaborées par la Commission géologique du Canada (Lee et Wang 1983a, b, 1984, 1985, 1986) et, par la suite, affinées pour donner l'actuel Système d'exploration pétrolière et d'évaluation des ressources «PETRIMES» (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 utiliser la définition d'une zone d'exploration et les données sur les gisements dans un modèle de processus de découverte (Lee et Wang, 1990) pour évaluer la dimension des gisements non découverts et les ressources totales.

Selon l'hypothèse sous-jacente du modèle de processus de découverte, les découvertes faites dans le cadre d'un programme d'exploration représentent un échantillon biaisé de la population de gisements présents dans cette zone gazéifère. Le processus est biaisé dans le sens que les zones d'intérêt les plus vastes et les plus prometteuses dans une zone gazéifère sont les premiers à faire l'objet d'essais; par conséquent, les gisements les plus vastes sont généralement les premiers découverts dans le processus d'exploration d'une zone gazéifère. Comme le modèle de processus de découverte emploie deux ensembles de données les plus fiables sur les gisements, la dimension des gisements et la date de leur découverte, pour produire des estimations du potentiel de la zone gazéifère et de la dimension de chaque gisement, ce modèle reflète 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 en gaz totales contenues dans cette zone gazéifère.

Le procédé d'évaluation est illustré en établissant la liste des différentes étapes de l'analyse géologique et numérique en utilisant l'une des zones bien explorées, par exemple la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfaway/Doig (structure de Peace River) - Sinclair.

### Définition géologique d'une zone gazéifère

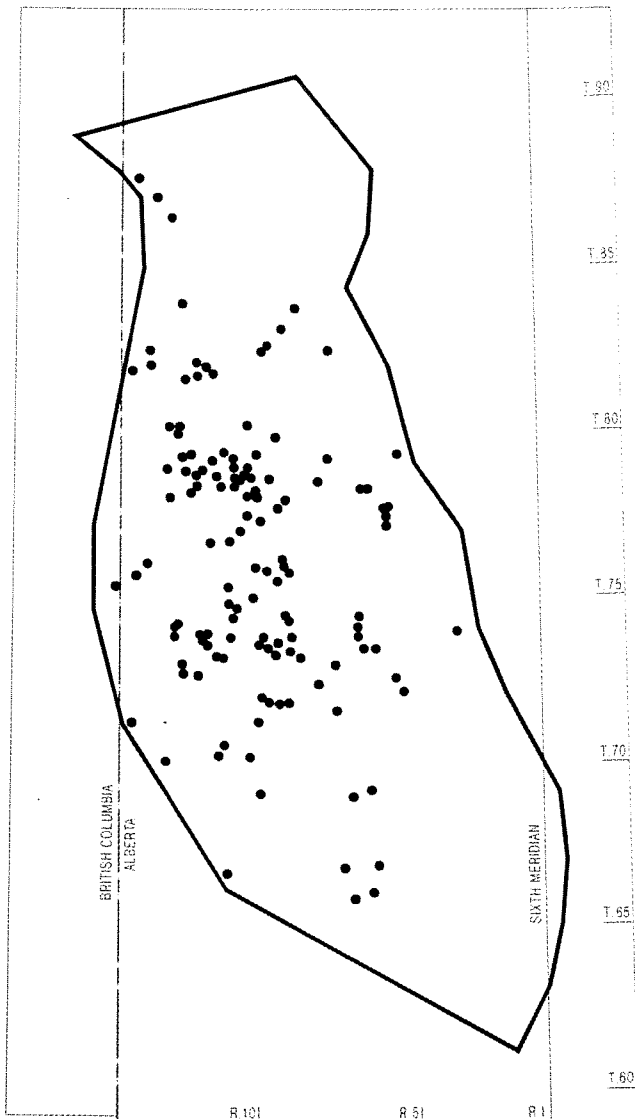
Les principaux objectifs de l'analyse géologique des bassins précédant avant toute évaluation numérique des ressources est de définir le type de zone gazéifère et son étendue étant donné qu'une zone gazéifère bien définie possède une population unique de gisements et satisfait, de ce fait, aux hypothèses requises pour le traitement des modèles d'évaluation statistique. Une population mixte, établie à partir d'une zone gazéifère mal définie, ajoute de l'incertitude aux estimations des ressources réalisée par une évaluation statistique. L'étendue de la zone est comprise dans une *limite de zone* ou un *polygone de zone* (fig. 3). La limite de la zone gazéifère est déterminée par la distribution des gisements au sein de la zone et par les connaissances géologiques sur la répartition des roches et la zone prometteuse. Par définition, les gisements dans 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 les zones gazéifères

Une fois qu'une zone gazéifère a été définie et délimitée par un polygone fermé, tous les puits et gisements de cette zone sont extraits de la base de données sur les puits et les gisements PETRIMES. Les listes de puits et de 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 le procédé utilisé pour compiler les données et définir les zones gazéifères :

1. Regrouper et manipuler les données provinciales sur les gisements et les puits (Alberta Energy



**Figure 3.** Exemple d'une limite (polygone) de zone gazéifère utilisant la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair. Les points indiquent l'emplacement des puits de découverte de chaque gisement dans cette zone.

Resources Conservation Board, 1991; le ministère des Ressources naturelles de la Colombie-Britannique; la base de données PETRIMES et le logiciel de la base de données interne).

2. Effectuer une recherche documentaire dans les publications touchant à la géologie régionale et pétrolière du Trias dans l'Ouest canadien, en particulier dans celles décrivant les zones gazéifères triasiques (Barclay, 1993; McCrossan et Glaister, 1964; Nelson, 1970; Anderson et al., 1989; Rose,

1990; Mossop, sous presse); vérifier la nomenclature stratigraphique (Glass, 1990), les descriptions des gisements, le cadre régional, etc.

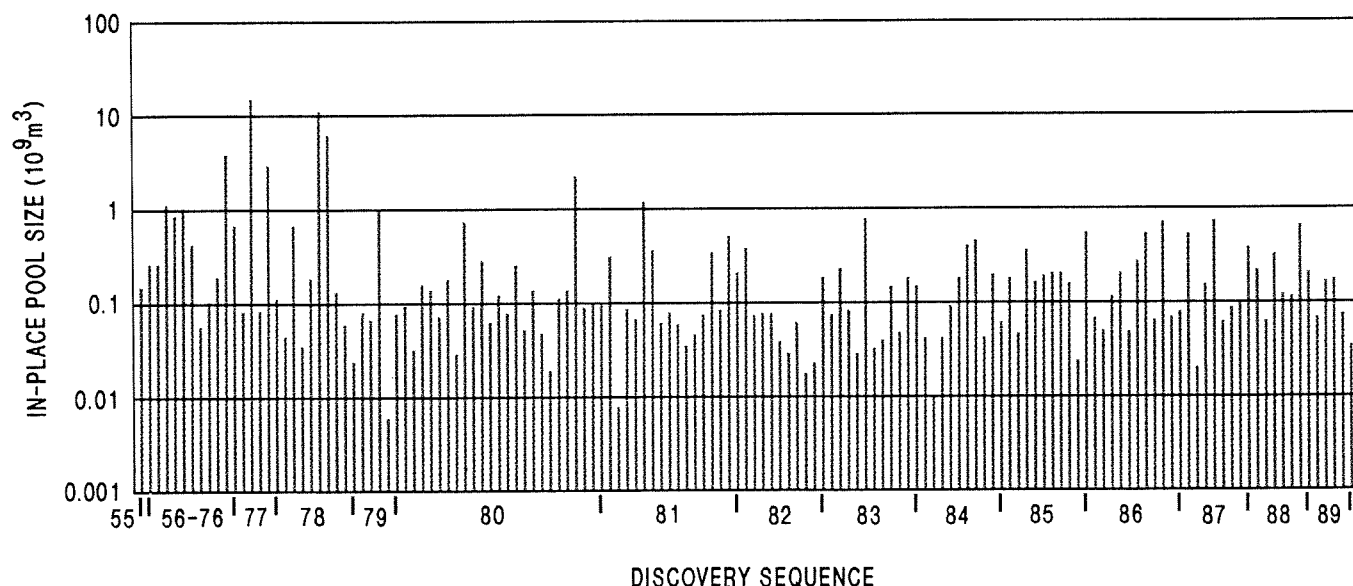
3. Indiquer les puits «de découverte» qui permettent d'identifier par intervalle stratigraphique les gisements et les puits «producteurs» dans les gisements afin de déterminer les grandes zones gazéifères et la répartition géographique des gisements.
4. Produire des cartes isopaques et structurales à grande échelle en utilisant des bases de données informatisées et PETRIMES ainsi qu'un logiciel interne. Comparer les cartes de faciès à grande échelle disponibles pour cartographier les bordures des sous-affleurements et tracer les zones des faciès réservoirs prometteurs. Produire des coupes sur des gisements choisis pour déterminer les styles de piégeage.
5. Établir des groupements de zone initiaux, basés sur l'intervalle stratigraphique.
6. Établir des groupements de zone plus détaillés, basés sur le mécanisme de piégeage dominant - structural vs stratigraphique, en séparant les zones gazéifères classiques dans les contreforts des zones à la fois stratigraphiques et structurales dans les plaines, limiter les principales zones gazéifères en se basant sur le style de surimpression structurale et le faciès des roches réservoirs.
7. Vérifier les affinités géologiques entre les zones gazéifères en utilisant les graphiques comparatifs PETRIMES des paramètres des roches réservoirs; vérifier par échantillonnage les gisements pour déterminer les paramètres communs; vérifier les 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 le nombre de gisements est insuffisant.
8. Dresser la liste des gisements dans chaque groupe de zones gazéifères et vérifier les gisements de gaz associé, non associé et en solution, afin de tenir compte de tous les gisements présents dans la base de données.
9. Établir un «polygone de la zone gazéifère» 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 du processus de découverte

Les occurrences de gaz dans un puits d'exploration spécifique peuvent prendre différentes formes, allant d'un gisement de taille commerciale à une récupération significative par un essai aux tiges, à quelques bulles de gaz dans la boue de forage et(ou) une récupération d'eau émulsionnée. Tous ces «indices» de gaz doivent être considérés 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 définition aussi restreinte sur la population de gisements sous-jacente a pour effet de tronquer de façon importante la distribution des dimensions 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 donnaient lieu à des indices de gaz significatifs ont été examinés pour déterminer si ces essais indiquaient un nouveau gisement.

Les gisements découverts dans une zone gazéifère spécifique représentent un échantillon de la population totale de cette zone gazéifère. Les gisements découverts 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 dans les zones d'intérêt les plus prometteuses et généralement les plus vastes. La nature biaisée de cette population soulève un

problème pour l'estimation des ressources pétrolières selon les méthodes statistiques ordinaires. Le modèle du processus de découverte a été élaboré pour tenir compte de la nature biaisée de l'échantillon de 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 sous-jacente. Deux hypothèses sont inhérentes à ce modèle. La première est que la probabilité de découvrir (échantillonner) un gisement est proportionnel à sa dimension. Pour appuyer cette hypothèse, les listes de puits et de gisements sont utilisées pour produire un diagramme de la série chronologique des découvertes, qui est un diagramme des dimensions des gisements par ordre de découverte dans le temps (fig. 4). La seconde hypothèse est que l'échantillonnage se produit sans remplacement, 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 dimensions des gisements, mais également sur le nombre total de gisements contenus dans la zone gazéifère. Le modèle a pour autre conséquence d'établir une relation inverse entre le nombre de gisements et la moyenne de la distribution des dimensions 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 en ce qui concerne la distribution des dimensions des gisements a été utilisée pour obtenir l'estimation appropriée. Les modèles paramétriques (log-normale dans le présent rapport) et non paramétriques (sans supposer une distribution antérieure 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 à cause du fait 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 dimensions des gisements en place dans un diagramme quantile-quantile (Lee, 1993).

Il faut noter qu'étant donné que l'ensemble de données sur les dimensions 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 les dimensions 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 des dimensions des gisements

Le modèle du 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. Le modèle produit en outre la valeur  $\beta$  que l'on peut considérer comme une mesure de l'efficacité de l'exploration, indicateur de l'importance de la relation entre la dimension des gisements et la séquence de découverte. Si  $\beta = 0$ , le processus de découverte est alors aléatoire. Si  $\beta$  est supérieur à zéro, la probabilité de découvrir un gisement dépend alors fortement de la dimension du gisement, et la dimension des gisements découverts diminue dans le temps. Si  $\beta$  est inférieur à zéro, la dimension du gisement augmente dans le temps.

Le modèle prédit la dimension de chaque gisement et son rang, du plus grand au plus petit. Les gisements

individuels prédits par le modèle sont représentés sous forme graphique par des barres qui indiquent l'intervalle des dimensions possibles de chaque gisement (fig. 5a). Une barre couvrant un intervalle de fréquences de 5 à 95 indique qu'il est à 90 % probable que la dimension du gisement prédit se situera quelque part dans cet intervalle.

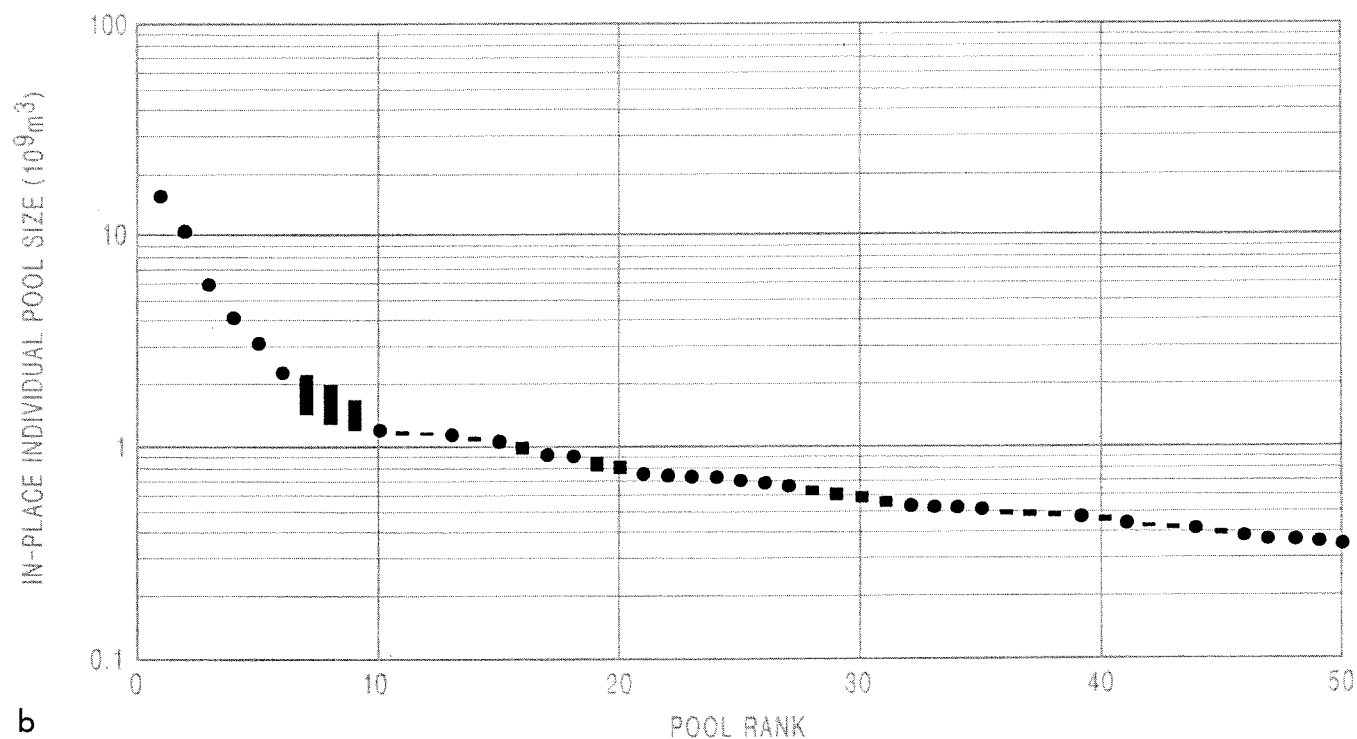
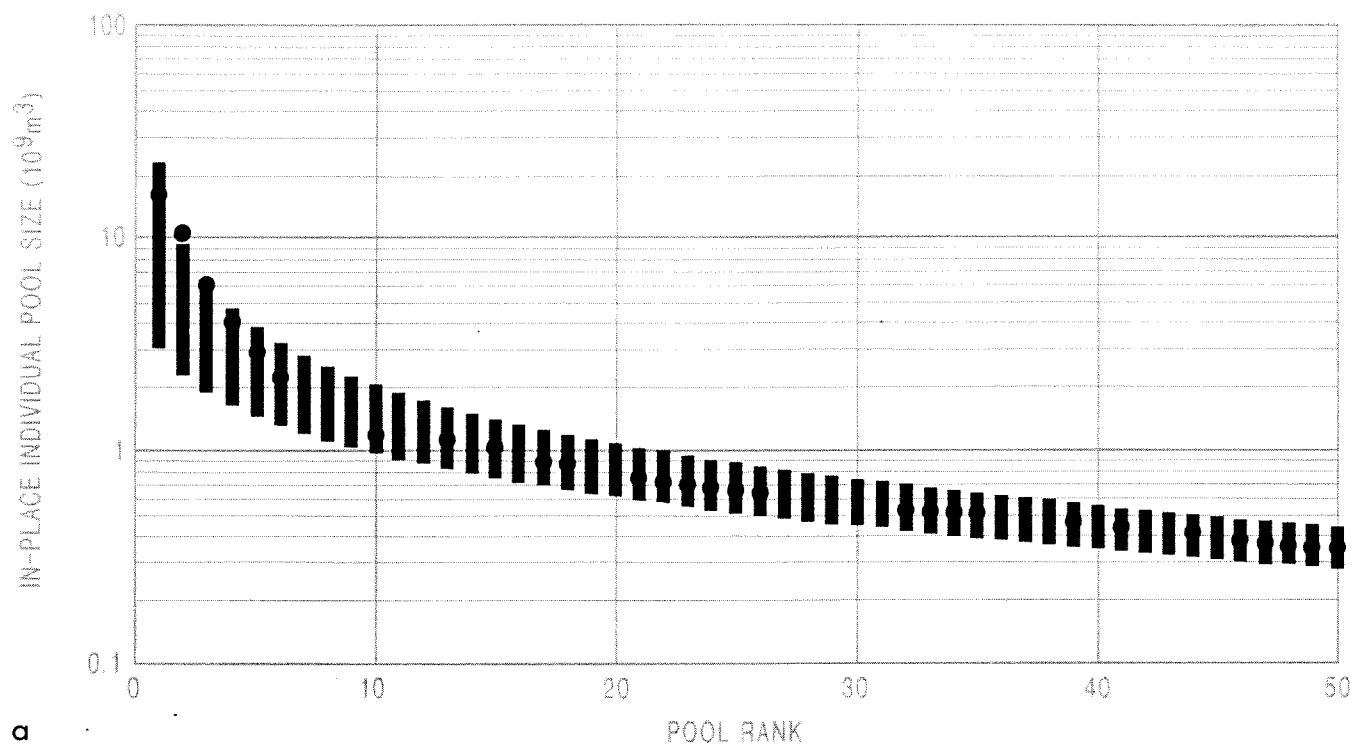
Après avoir estimé le volume de tous les gisements, on fait correspondre les dimensions des gisements découverts aux dimensions estimées des gisements. Les gisements mis en correspondance sont indiqués sur le diagramme par des points et ceux qui ne le sont pas (non découverts) sont indiqués par des barres. Les dimensions des gisements non découverts sont d'autant mieux déterminées que leur intervalle de dimension ne peut pas dépasser ou être inférieur à tout gisement découvert (mis en correspondance) de rang supérieur ou inférieur au gisement non découvert (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 des dimensions des gisements. La somme de la moyenne des dimensions 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 dépend de l'intervalle des valeurs estimées pour chaque dimension de gisement et du rang assigné à chaque gisement. La gamme des dimensions des gisements individuels et les rangs des gisements dépendent de la qualité de la base de données sur les gisements découverts. Si les dimensions des gisements découverts ont été estimées de façon erronée dans les bases de données provinciales ou si leur valeur est accrue ou diminuée ou si l'on modifie l'attribution des rangs, on modifie également la valeur du potentiel prévu. En supposant que la géologie de la zone gazéifère est bien connue et bien documentée, la valeur prévue devrait constituer une estimation fiable du potentiel de cette zone. Le potentiel d'une zone gazéifère peut également être dérivée en estimant la ressource totale d'une zone gazéifère compte tenu des ressources déjà découvertes. Un **potentiel probable** est indiqué pour les zones bien explorées en utilisant cette probabilité conditionnelle. Cette valeur est considérée plus spéculative que la valeur prévue indiquée dans le présent rapport.





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

## Estimation des ressources gazéifères possibles

Dans les évaluations précédentes du potentiel des zones gazéifères possibles (Roy, 1979; Lee et Wang, 1990), on a eu recours à une méthode basée sur le jugement géologique plutôt que sur les données. Reinson et al. (1993) ont utilisé le modèle de processus de découverte pour estimer le potentiel des zones gazéifères possibles; c'est cette méthode qui est utilisée dans le présent rapport. Le nombre et la dimension des zones possibles qui existent dans un bassin bien exploré peuvent être estimés par le modèle de processus de découverte sans supposer de log-normalité. Par conséquent, après avoir compilé les données sur le potentiel total (volume en place découvert et prévu) de chaque zone gazéifère bien explorée et leur date de découverte respective (la date de découverte du premier gisement dans chaque zone gazéifère), une séquence de découverte des ressources dans une zone gazéifère a été établie pour toutes les zones bien explorées (fig. 6). En supposant que les zones bien explorées font partie d'une population unique plus nombreuse, le modèle de processus de découverte peut servir à estimer à la fois le nombre et

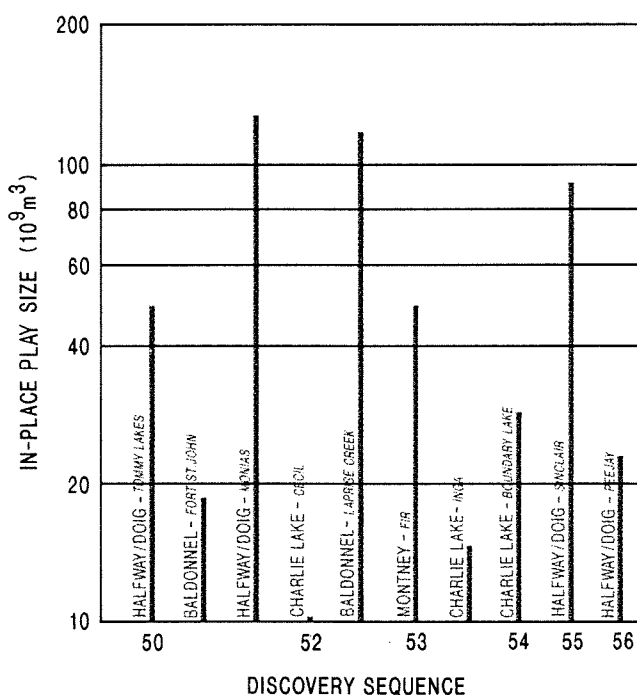
la dimension de chaque zone possible dans le bassin (fig. 7).

## CONTEXTE GÉOLOGIQUE

### Cadre sédimentaire et éléments tectoniques

Les sédiments triasiques, mesurant jusqu'à environ 1200 m d'épaisseur, se sont principalement déposés dans une grande baie littorale longeant 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 couches triasiques sont composées d'un mélange de sédiments silico-clastiques, carbonatés et évaporitiques. La marge formait une vaste plate-forme faisant face à l'océan vers l'ouest. La plate-forme continentale était caractérisée par une stabilité tectonique générale, comme en témoigne le manque de variation lithologique des roches clastiques sur de grandes étendues (Barss et al., 1964). Des fluctuations secondaires du niveau de la mer ont provoqué la formation de petites baies pendant que s'élaboraient des plates-formes le long de la plate-forme continentale submergée (Barss et al., 1964; Gibson, 1993a). Le jeu 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 du pétrole dans cette région (Cant, 1988).

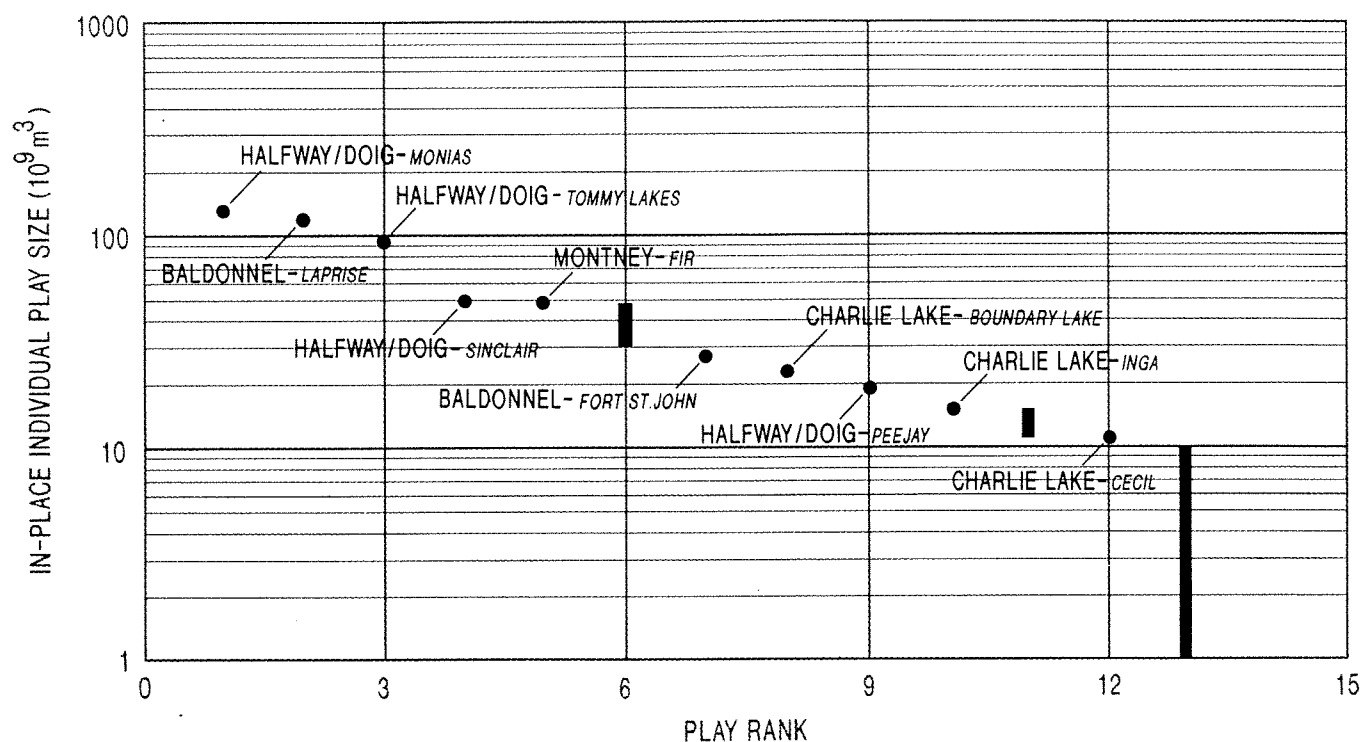
Les sédiments silico-clastiques triasiques proviendraient de couches permienues et carbonifères émergeant à l'est et au nord de la baie de Peace River. La roche d'origine était probablement située dans un terrain relativement mature à faible relief produisant en plusieurs cycles des débris quartzeux (Barss et al., 1964; Gibson, 1993a). Aucun indice définitif indiquant une provenance occidentale n'a été recueilli (Gibson, 1975). Les couches triasiques à l'ouest du sillon des Rocheuses sont interprétées comme un terrane exotique accréte près du continent durant les phases orogéniques de la fin du Mésozoïque (Porter et al., 1982) et elles ne sont pas liées sur le plan sédimentaire aux sédiments de la plate-forme continentale dont il est question.



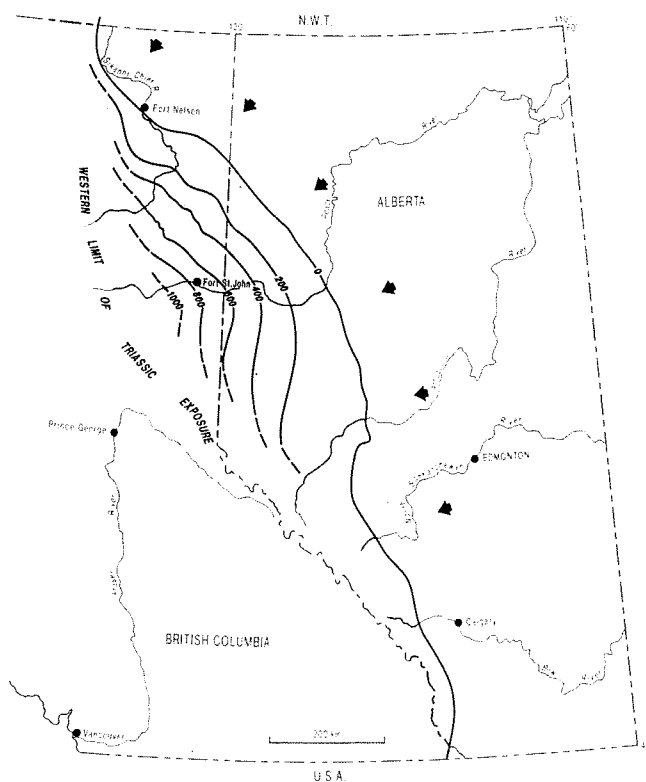
**Figure 6.** Diagramme de la séquence de découverte dans les 10 zones gazéifères triasiques bien explorées. L'abscisse indique la date de découverte en séquence du premier gisement dans chaque zone gazéifère. L'ordonnée est la somme des volumes en place découverts et du volume du potentiel prévu, ou les ressources totales.

### 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 des dimensions des zones gazéifères selon leur rang des 10 zones gazéifères triasiques bien explorées. 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 sédiments triasiques dans le bassin de l'Alberta. La bordure orientale est définie par le sous-affleurement de Montney. La marge occidentale est définie par la limite de l'affleurement triasique. Les flèches indiquent la direction probable du transport des sédiments. Modifiée d'après Edwards et al. (1994) et Barss et al. (1964).

PERIOD / EPOCH / AGE		FRONT RANGES / WESTERN FOOTHILLS		EASTERN FOOTHILLS / INTERIOR PLAINS		RELATIVE SEA LEVEL			
		SUKUNKA & BOW RIVERS EXPOSURE B.C. / ALTA.	SIKANNI CHIEF & SPINE RIVERS EXPOSURE BRITISH COLUMBIA	SUBSURFACE PEACE RIVER EMBAYMENT BRITISH COLUMBIA	SUBSURFACE PEACE RIVER EMBAYMENT ALBERTA	TRANSGRESSIVE REGRESSIVE			
CRETACEOUS / JURASSIC		FERNIE GROUP	FERNIE GROUP	FERNIE GROUP	FERNIE GROUP	BLUESKY / GETHING FMS			
TRIASSIC	LATE	NORIAN	BOCOCK FM				3		
			PARDONET FM	PARDONET FM					
		CARNIAN	Winnifred Mbr Brewster Limestone Mbr	BALDONNEL FM Ducette Mbr	BALDONNEL FM	BALDONNEL FM		Siphon Mbr Nancy Mbr Boundary Mbr Worsley Mbr	
			Starlight Evaporite Mbr	CHARLIE LAKE FM	Siphon - Cecil - Nancy - Boundary - Coplin Mbrs Kobes - Inga - North Pine - Braeburn - Valhalla - 'A' Marker - Artex Mbrs	CHARLIE LAKE FM		Braeburn Mbr Valhalla Mbr 'A' Marker	
	MIDDLE	LADINIAN	LIARD FM	DOIG FM	DOIG FM		2		
		ANISIAN	TOAD FM	DOIG FM	DOIG FM				
	EARLY	SPATHIAN	Whistler Mbr				1		
		SMITHIAN	Vega Siltstone Mbr Phroso - Phroso Siltstone Mbr	GRAYLING FM	MONTNEY FM	MONTNEY FM			
		DIENERIAN							
		GRIESBACHIAN							
	PERMIAN / CARBONIFEROUS		ISHBEL GROUP	FANTASQUE FM	BELLOY FM	BELLOY / DEBOLT FMS			

**Figure 9.** Tableau des formations triasiques souterraines et affleurantes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Modifié d'après Gibson et Barclay (1989).

Ces assemblages sont les suivants :

- 1) les roches silico-clastiques de plate-forme continentale et de littoral de la Formation de Montney du Trias inférieur;
- 2) les roches silico-clastiques, évaporitiques et carbonatées de plate-forme continentale et de littoral des formations de Doig, de Halfway et de Charlie Lake, du Trias moyen à la base du Trias supérieur;
- 3) les roches carbonatées de zone infralittorale à plate-forme continentale distale des formations de Baldonnel et de Pardonet du Trias supérieur.

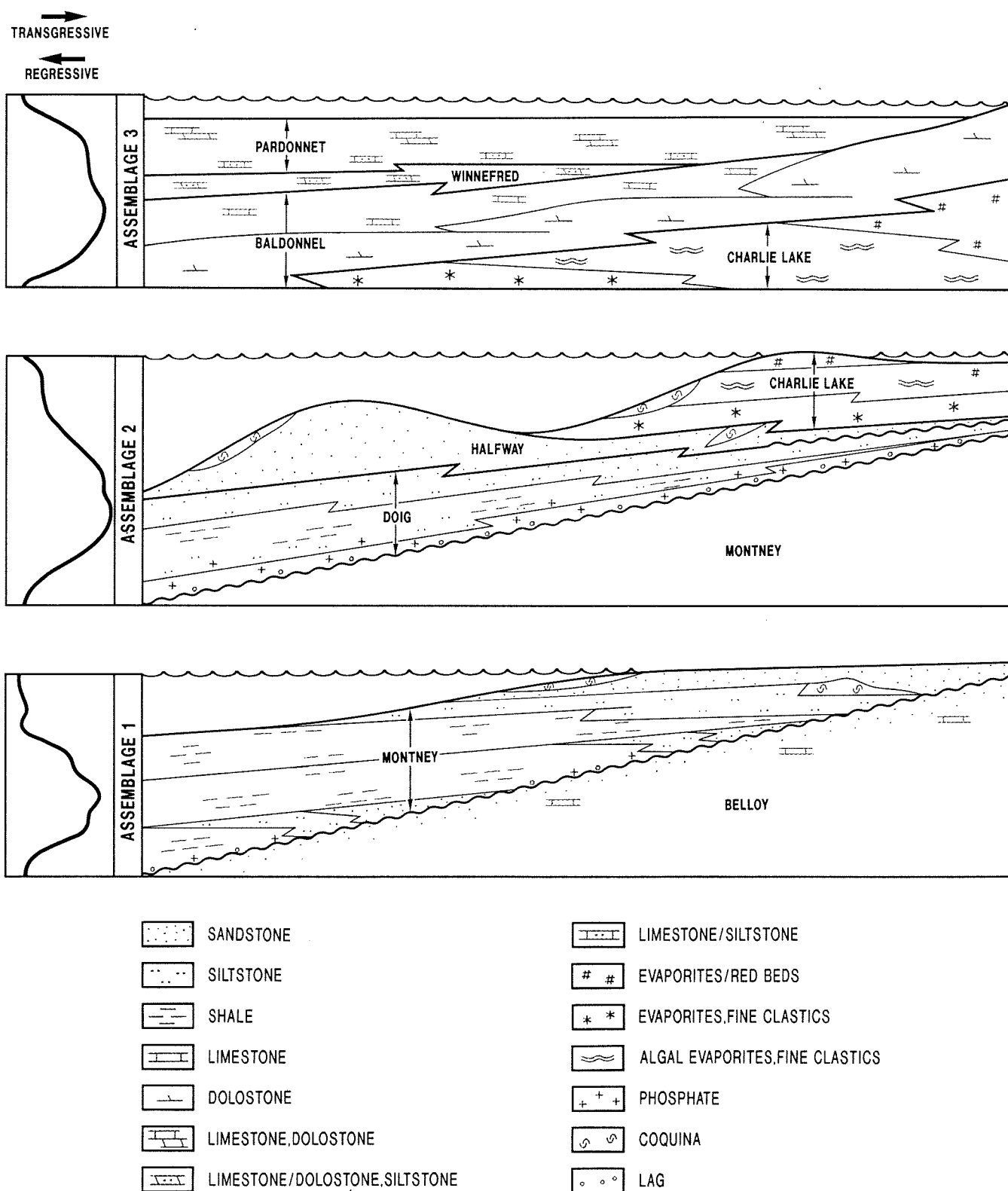
Chaque grand cycle semble être nettement asymétrique, caractérisé par une phase transgressive plutôt abrupte suivie par une régression globale prolongée (Embry, 1988). Ces assemblages sont comparables en durée, mais elles ne sont pas nécessairement corrélatives des cycles triasiques de troisième ordre 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 pétrolière. Les cycles sont régis par une activité tectonique combinée à un apport sédimentaire, des changements climatiques, des variations du niveau de la mer d'origine eustatique et la topographie sous-jacente.

#### **Assemblage 1. Formation de Montney du Trias inférieur**

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

La partie transgressive de l'assemblage, la base de la Formation de Montney, repose sur la surface aplanie lisse de la Formation de Belloy du Permien. Un grès transgressif basal contenant des cailloux de phosphate



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

et de chert est présent au contact. Il est recouvert de shale et de mudstone calcaireux gris foncé finement stratifiés pratiquement dépourvus de faune. Ces sédiments se seraient déposés sur un plate-forme continentale distale ou dans un bassin. Vers l'est, en direction de la marge du bassin, le grès glauconitique à grain fin intercalé de shale représente un faciès de plate-forme continentale proximale (Gibson et Barclay, 1989).

La partie régressive de l'assemblage comporte les parties intermédiaire et supérieure de la Formation de Montney. Ces couches sont composées de siltstone dolomitique à calcaireux de couleur claire ainsi que de calcaire et de grès micritique et bioclastique et de quelques couches de shale, déposés 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 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*

Dans le sous-sol, la base de l'assemblage 2 est marquée par une zone phosphatique radioactive au contact des formations de Montney et de Doig. Ce contact affleure à l'ouest, là où se trouve un dépôt de déflation composé de conglomérat phosphatique (Gibson, 1975). La partie inférieure de la Formation de Doig est composée d'un siltstone phosphatique et calcaireux gris, se transformant vers le haut en siltstone calcaireux, un shale bitumineux et un siltstone argileux, représentant une sédimentation dans un milieu allant de plate-forme continentale à avant-plage distal (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 négative de shale près de la base, se transformant vers le haut en grès à grain fin puis en grès à grain grossier au sommet (Gibson, 1968; Cant, 1986; Aukes et Webb, 1986). Ces couches sont caractérisées par un siltstone sableux et un grès calcaireux phosphatique à grain fin, une bioturbation, des fragments coquilliers et des acritarches (Armitage, 1962; Cant, 1986). Sur ces sédiments de plate-forme continentale reposent des grès d'avant-plage, généralement dolomitique et lumachellique, ainsi que du siltstone, du shale et du rare calcaire. Les milieux sédimentaires seraient constitués d'un complexe de chenaux de marée et d'estuaire, d'îles barrières, d'estrans, et de massifs sableux stratifiés marins (Aukes et Webb, 1986; Cant, 1986). Les roches réservoirs de grès et de lumachelles de la Formation de

Doig sont mieux développés dans les parties infralittorales orientales de la formation, comme à Peejay-Milligan, Wembley et Spirit River (Barss et al., 1964; Cant, 1986; Aukes et Webb, 1986). Wittenberg (1992) et Wittenberg et Moslow (1992a, b) traitent des grès de Doig qui sont anormalement épais aux champs de Sinclair, de Wembley et de Valhalla, qu'ils interprètent comme étant le produit de phénomènes de mouvement de masse dans un milieu allant de plate-forme continentale externe à marge de plate-forme, à partir de l'avant-plage.

Même si la nature régionale du contact de Halfway-Doig est controversée (Armitage, 1962; Barss et al., 1964), la troncation progressive est mise en évidence par le modelé régressif des sédiments de plate-forme continentale de la Formation de Doig à granulométrie négative vers les grès de milieu marin peu profond et de littoral de la Formation de Halfway, qui à leur tour, se transforment vers le haut en sédiments de sebkha dans la base de la Formation de Charlie Lake. Le contact Halfway-Charlie Lake est net dans le sous-sol oriental, mais il l'est moins vers l'ouest là où la Formation de Charlie Lake est surtout composée d'un grès de milieu marin peu profond (Barss et al., 1964; Armitage, 1962). La granulométrie négative de la succession des formations de Halfway et de Doig est localement interrompue par des lumachelles et des grès qui se seraient 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 modelé est plus difficile à décrypter à cause de la possibilité de chutes intermittentes du niveau de la mer relatif durant le dépôt de la Formation de Halfway, causant des lignes de rivage multiples (Hunt et Ratcliffe, 1959) et peut-être des phénomènes d'érosion multiples (Campbell et al., 1989). À l'ouest des unités littorales, la Formation de Halfway est constituée d'une «nappe» latéralement étendue de grès à grain fin représentant une sédimentation d'avant-plage inférieure à plate-forme continentale (Clark, 1961; Armitage, 1962; Torrie, 1973).

Dans les parties orientales de la baie de Peace River, le lithofaciès de la Formation de Charlie Lake inclut des couches rouges de mudstone, shale et siltstone à dolomie anhydritique et évaporitique, des roches carbonatées stromatolitiques et bioclastiques, des brèches de dissolution, du grès et du sel (Barss et al., 1964; Gibson 1975; Aukes et Webb, 1986; Cant, 1986; Higgs 1990). Le lithofaciès de roche réservoir est surtout présent dans les carbonates bioclastiques

stromatolitiques (par ex. les membres de Boundary Lake, de Coplin, de Nancy, de Braeburn, de LaGlace, de Demmit, de Mica, de Cutbank) et le grès (par ex. les membres d'Inga, de North Pine, de Siphon, de Cecil, d'Artex; Torrie, 1973; Stewart, 1984; Higgs, 1990). Ces faciès représentent une sédimentation dans des milieux supratidaux et intertidaux, comme les lagunes restreintes et les lacs saumâtres peu profonds, les estrans, les dunes éoliennes, les bancs et les récifs littoraux (Gibson, 1975, Edwards et al., 1994) et les chenaux de marée dans une plaine littorale aride. Dans les parties occidentales de la baie de Peace River, l'intercalation de roches carbonatées et de grès avec le faciès oriental représente des milieux marins légèrement plus profonds.

### *Assemblage 3. Formations de Baldonnel et de Pardonet du Trias supérieur*

Les calcaires, les siltstones et les dolomies marins 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 transgression continue de la partie supérieure de la Formation de Baldonnel est suivie par les roches carbonatées et les roches silico-clastiques de la Formation de Pardonet (Bever et McIlreath, 1984). L'assemblage se termine par une discordance post-triasique.

Dans l'assemblage 3, les roches carbonatées transgressives de la partie inférieure de la Formation de Baldonnel 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). Le lithofaciès de cet assemblage comprend un mudstone à grainstone dolomitique, un grès à grain très fin et un siltstone argileux (Hunt et Ratcliffe, 1959; Gibson, 1975; Bever et McIlreath, 1984). Les faciès sont interprétés comme le résultat d'une sédimentation dans des milieux d'avant-plage à littoral.

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

Dans les parties occidentales de la baie de Peace River, une unité inférieure de la Formation de

Pardonet, composée de siltstone dolomitique et argileux foncé, représente 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 : un lithofaciès relativement pur et un lithofaciès argileux (Barss et Montandon, 1981). Le faciès relativement pur est dominé par un calcaire et une dolomie sableux, à pelotes, oolitiques, bioclastiques et intraclastiques. Le lithofaciès argileux est dominé par un siltstone argileux et des carbonates silteux. Les roches carbonatées plus pures correspondent à une sédimentation d'avant-plage à zone subtidale et les unités argileuses indiquent une origine de plate-forme continentale distale en eau profonde (Barss et Montandon, 1981). Les fortes concentrations de matières carbonées dans les unités argileuses indiquent une sédimentation dans des conditions marines restreintes à anoxiques (Gibson, 1975) et peuvent, de ce fait, représenter un potentiel en roches mères de pétrole.

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) dans la région de Worsley du nord-ouest de l'Alberta (fig. 9). À cause de l'absence de fossiles caractéristiques, l'unité pourrait être corrélée à la partie supérieure de la Formation de Bock du Norien dans les contreforts à l'ouest. Les autres équivalents possibles sont notamment la partie supérieure de la Formation de Pardonet ou les carbonates jurassiques inférieurs 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 corrélative d'un faciès restreint de la Formation de Baldonnel.

Le contact du Trias avec les formations jurassiques sus-jacentes est concordant dans toute la région. Ce contact pénètre par sapement basal vers l'est les couches triasiques progressivement plus anciennes jusqu'au delà de la bordure du sous-affleurement triasique, là où les couches paléozoïques sont recouvertes en discordance par des unités jurassiques. La surface d'érosion sub-jurassique fusionne vers l'est et nord avec la surface d'érosion sub-crétacée, réduisant davantage les limites triasiques actuelles.

### **Roches mères**

D'épaisses séquences de shale organique reposent dans le biseau sédimentaire plongeant vers l'ouest. Les études sur les roches mères menées par Creaney et

Allan (1990) et 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 semblables.

La roche mère la plus abondante 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, tel qu'illustré par les corrélations des biomarqueurs (Riediger et al., 1990). Les autres roches mères possibles sont notamment les shales supérieurs de la Formation de Montney et les mudstones et les évaporites de la Formation de Charlie Lake. Les roches mères situées plus profondément dans cette coupe pourraient être des shales organiques contenus dans les formations carbonifères de Kiskatinaw, de Golata et de Debolt (Barclay, 1988) ainsi que dans les 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 et se déplaçant le long de vastes trajectoires de migration. Moslow et Davies (1992) traitent du rôle de la réduction thermo-chimique du sulfate dans la formation de  $H_2S$ , principale composante de nombreux gisements logés dans des roches carbonatées. La réduction du sulfate en présence d'hydrocarbures en migration, sous des températures élevées causées par un enfouissement en profondeur ou des anomalies thermiques d'origine structurale, serait à l'origine de la formation de  $H_2S$ . La proximité des anhydrites dans la partie supérieure de la Formation de Charlie Lake, source du sulfate, et un mécanisme d'approvisionnement en eau sont également des composantes importantes de la réaction.

## ROCHES RÉSERVOIRS ET STYLES DE PIÈGEAGE MÈRES

Le style structural et le degré de déformation varient dans toute la région et les mécanismes de piégeage stratigraphique incluent en général un certain contrôle structural. La déformation laramienne domine dans

l'ouest, tandis que dans l'est, les couches triasiques sont modifiées par des mouvements verticaux sur des blocs de horst et de graben associés à l'arche et à la baie 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

#### *Biseaux à variation de lithofaciès*

Les roches réservoirs triasiques sont en général situées dans des grès et roches carbonatées de milieu littoral à marin peu profond, enveloppées verticalement et latéralement par des évaporites de milieu marin restreint ou des roches couvertures composées de shale et de siltstone de milieu marin profond. À titre d'exemple, mentionnons les grès d'estran, de barrière et chenal tidal de la Formation de Halfway limités par des mudstones abyssaux ou des évaporites de sebkha. Les réservoirs de roches carbonatées stromatolitiques de la Formation de Charlie Lake, en particulier du Membre de Boundary, sont scellés par des anhydrites et des couches rouges de sebkha (Roy, 1972).

#### *Pièges par discordance*

Les pièges par discordance sont situés à une discordance angulaire régionale qui tronque progressivement des unités triasiques anciennes selon une direction ouest-est. Les unités du Jurassique inférieur reposent sur le sommet du Trias, sauf vers le nord où les sédiments crétacés sont présents sur la discordance (Armitage, 1962; Barss et al., 1964). L'accroissement du lessivage et de la porosité dans les couches triasiques a également touché à la discordance régionale. Les gisements de pétrole et de gaz sont logés dans des calcaires dolomitisés et lessivés longeant les bordures sous-affleurantes des formations de Baldonnel et de Charlie Lake. Campbell et al. (1989) décrivent une troncation par une érosion en amont-pendage des séquences littorales des formations de Halfway et de Doig par un phénomène d'érosion antérieur à la formation de Charlie Lake, créant une série de zones sous-affleurantes à direction nord-ouest.

Si des discordances importantes agissent comme des pièges régionaux et locaux, des discordances plus petites au sein des formations créent également des pièges plus localisés. Les unités au sein de la Formation



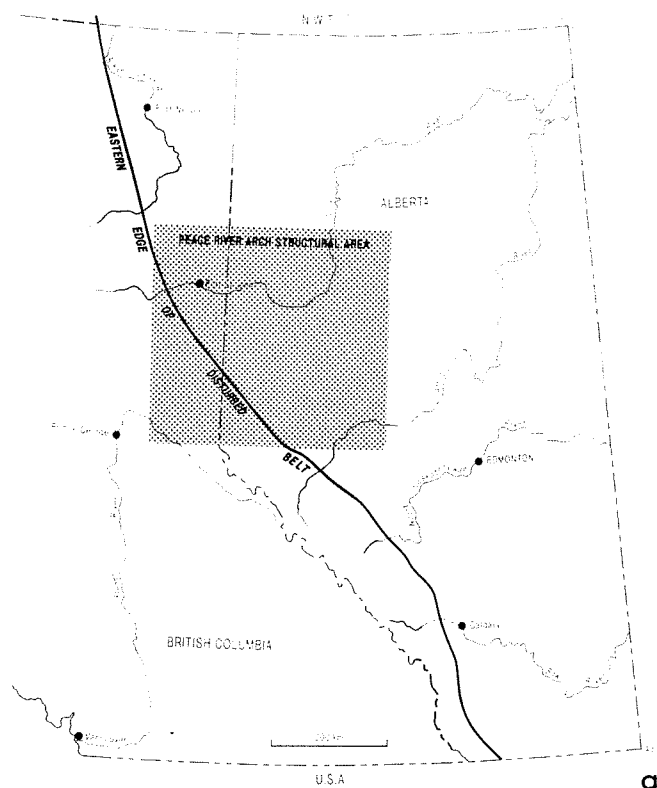


Figure 11. Carte figurant a. l'emplacement général de la zone structurale de l'arche de Peace River et b. la zone modifiée par l'arche de Peace River. Modifiée d'après Barclay et al. (comm. pers.).



**Tableau 1**  
**Liste et brève description des zones gazéifères triasiques**

Play #	Play name	Description
1	Montney Subcrop South – Fir play	sandstones and coquinas close to erosional edge; may also be affected by draping over Peace River Arch-related horsts or Devonian reefs, e.g., Kaybob South
2	Montney Distal Shelf – Glacier play (Immature)	sandstone lenses overlain by thick shales distant from erosional edge; may drape deeper structures, e.g., Gordondale, Boundary
3	Montney Subcrop North – Ring play (Immature)	shoreline sandstones at erosional edge affected by pre-Cretaceous and pre-Jurassic erosion, e.g., Ring/Pedigree
4	Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) – Sinclair play	shoreline sandstones and coquinas; reservoirs influenced by drape over Peace River Arch horst blocks or Devonian reefs, e.g., Valhalla, Sinclair, Wembley
5	Halfway/Doig Shore Zone – Peejay Milligan play	shoreline sandstones distant from strong Peace River Arch structural influence, e.g., Peejay, Milligan, Willow
6	Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) – Monias play	shelf sandstones draped over Peace River Arch horst blocks or Devonian reefs, e.g., Monias, Wilder
7	Halfway/Doig Shelf – Tommy Lakes play	shelf sandstones forming reservoirs overprinted by Laramide structural influence (gentle folds), e.g., Tommy, Cache Creek, Martin
8	Charlie Lake Clastics – Inga play	dominantly shallow marine sandstones with Laramide structural influence (gentle folds), e.g., Inga, Cache Creek, Silverberry
9	Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) – Cecil play	dominantly sandstones draped over Peace River Arch horst blocks or Devonian reefs, e.g., Cecil, Siphon
10	Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) – Boundary Lake play	algal carbonates draped over Peace River Arch horst blocks or underlying topography, e.g., Boundary Lake, Pouce Coupe
11	Baldonnel Subcrop – Laprise play	coquinas and algal carbonates near erosional edge; with overprint of Laramide structural influence (gentle folds), e.g., Laprise, Nig
12	Baldonnel (Peace River Structure) – Fort St. John play	coquinas and algal carbonates draped over Peace River horst blocks, e.g., Boundary Lake, Braeburn

de Charlie Lake sont modifiées par ces discordances. Forbes et al. (1991) traitent du rôle de trois discordances au sein de la Formation de Charlie Lake aux champs de Manir, Kakut, Rycroft et Cecil. Parmi les autres exemples, mentionnons la géométrie d'avant-butte du champ de Spirit River (Aukes et Webb, 1986) et l'isolation par érosion des roches réservoirs composées de roches carbonatées 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 inclut les structures paléozoïques liées à l'arche de Peace River, tandis qu'un second groupe est composé des roches réservoirs plissées associées à l'orogène laramien.

Les pièges dus à un moulage structural sont contrôlés par des structures paléozoïques secondaires formées dans un complexe de horsts et de grabens enracinés dans le socle précambrien. Les failles sont

normales à angle élevé et forment des blocs de horst et graben sur au moins plusieurs kilomètres de superficie. Les failles présentent deux orientations orthogonales principales, soit nord-ouest-sud-est et nord-est-sud-ouest (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 la faille du lac Boundary, orientée NE-SW à travers les cantons de la C.-B.

Les structures laramiennes ont créé de vastes anticlinaux et plis faillés dans les contreforts qui s'atténuent vers l'est dans la région des plaines. Ce style de compression est important pour localiser les hydrocarbures par surimpression des pièges stratigraphiques. Une combinaison de pièges 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 le caractère 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 zones non structurées 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 une fermeture sur 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 contreforts et les Rocheuses a provoqué l'affaissement du biseau sédimentaire lui faisant adopter une attitude plus inclinée vers l'est, causant la maturation des couches mères et permettant une éventuelle migration du pétrole et du gaz en amont-pendage vers l'est.

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

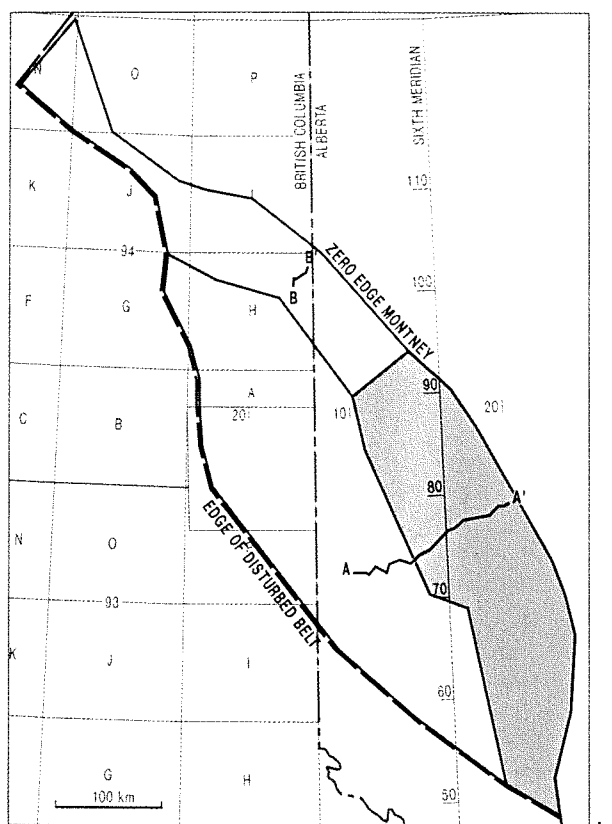
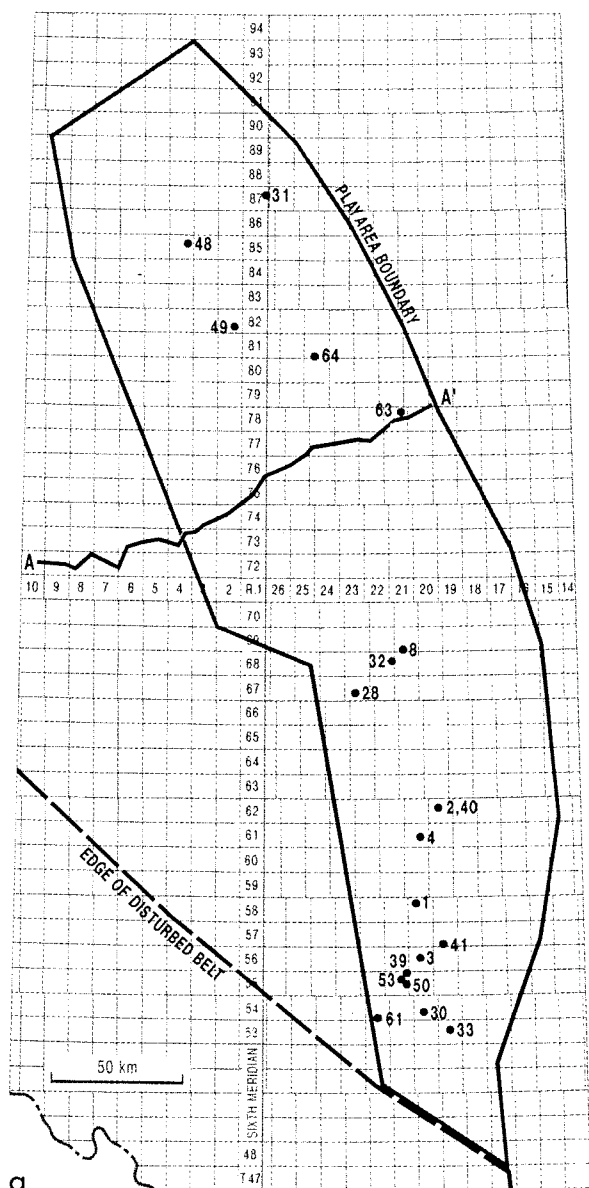
La combinaison de la troncation régionale de la succession triasique en amont-pendage, de ses variations de faciès internes et de son évolution structurale complexe offre de nombreuses possibilités de piégeage des gaz en migration à partir des parties profondes du bassin. Dans les formations de Montney, de Halfway, de Doig, de Charlie Lake, de Baldonnel et de Pardonnet (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 variable, due soit à l'orogène laramien ou au morcellement par failles de l'arche et de la baie de Peace River. Les zones gazéifères sont désignées par le nom de la formation, le type de piège et un gisement important ou caractéristique. Chaque type de zone est traité en séquence en fonction de la définition, de la géologie, de l'historique de l'exploration et du potentiel prévu.

## Zones gazifères de la Formation de Montney

### 1. Sous-affleurement sud de Montney - Fir

**Définition de la zone gazifère.** Cette zone inclut tous les gisements de gaz et les zones d'intérêt logés dans des pièges stratigraphiques formés dans les roches réservoir composées de grès et de lumachelles de la Formation de Montney. Le gaz est piégé dans : 1) des troncations par érosion à la bordure sous-affleurante orientale, 2) une enveloppe structurale sur des éléments

paléozoïques, 3) des biseaux à variation de faciès et 4) des combinaisons des trois facteurs précédents. La zone gazifère mesure jusqu'à 130 km de largeur, limitée à l'est par la bordure d'érosion de Montney, à l'ouest et au sud par la bordure sédimentaire des grès à faciès de roche réservoir, et au nord-ouest par la limite septentrionale de l'influence structurale de l'arche de Peace River (fig. 12). Au nord de l'influence de l'arche, la zone gazifère (sommairement explorée) du sous-affleurement nord de Montney - Ring prolonge la direction du sous-affleurement caractérisée par un



#### POOLS BY RANK

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

**Figure 12. a.** Carte figurant la zone gazifère du sous-affleurement de Montney - Fir. Les puits de découverte des 20 plus vastes gisements 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.** Emplacement de cette zone gazifère par rapport aux autres zones gazifères de Montney.

mécanisme de piégeage diagénétique et hydro-dynamique moins influencé par la structure.

**Géologie.** Les roches réservoirs occupent plusieurs unités de grès et de dolomie bioclastique de la Formation de Montney, représentant des impulsions de progradation de sédiments d'avant-plage qui sont interstratifiés avec des sédiments de plate-forme continentale distale à proximale (fig. 13). Les roches réservoirs moins productives sont composées de grès quartzueux silteux à grain très fin à fin cimenté avec des roches carbonatées (Metherell, 1966; Miall, 1976).

La troncation par érosion est un mécanisme de piégeage courant là où la surface de discordance post-triasique tronque progressivement des unités triasiques plus anciennes vers l'est. L'accroissement de la porosité par lessivage des grains solubles à la surface d'érosion ou près de cette surface est possible n'importe où le long de la zone sous-affleurante. Les variations locales de faciès influent sur la porosité primaire. La présence de fractures a des répercussions importantes sur la distribution et la qualité des roches réservoirs. Le moulage du faciès réservoir de la Formation de Montney et la compaction différentielle sur les récifs enfouis de Leduc est le mécanisme piégeage du gisement de Sturgeon Lake South. Les pièges par biseau à variation de faciès sont causés par

l'interruption latérale des faciès réservoirs de grès et de lumachelles qui se transforment en siltstone et en shale. Les roches barrières latérales et sommitales, ainsi que les roches mères, sont probablement le résultat de l'introduction de shale et de siltstone dans la Formation de Montney et de shale dans la Formation de Fernie sus-jacente du Jurassique.

**Historique de l'exploration.** Dans cette zone gazéifère, les premières découvertes ont été faites en 1951 à Whitelaw et Tangent. Le gisement Sturgeon Lake South a été découvert en 1956 lorsque des essais ont été réalisés dans la Formation de Montney considérée comme un intervalle productif secondaire dans un puits de développement foré dans le récif dévonien de Leduc (Shell Oil Company, 1956; Sproule et Boggs, 1956). Le premier gisement Kaybob South Montney a été découvert en 1962, après une découverte plus profonde. Durant les années 70, de nombreux gisements ont été découverts, notamment Fir en 1971 et Oldman en 1977. Les travaux d'exploration qui ont suivi ont mené à la découverte de nombreux petits gisements associés à d'autres zones cibles primaires. Cette zone gazéifère contient 73 gisements correspondant à un volume en place total de  $25\,876 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les valeurs typiques de l'intervalle productif net et la porosité sont de 4 m et 15 % respectivement

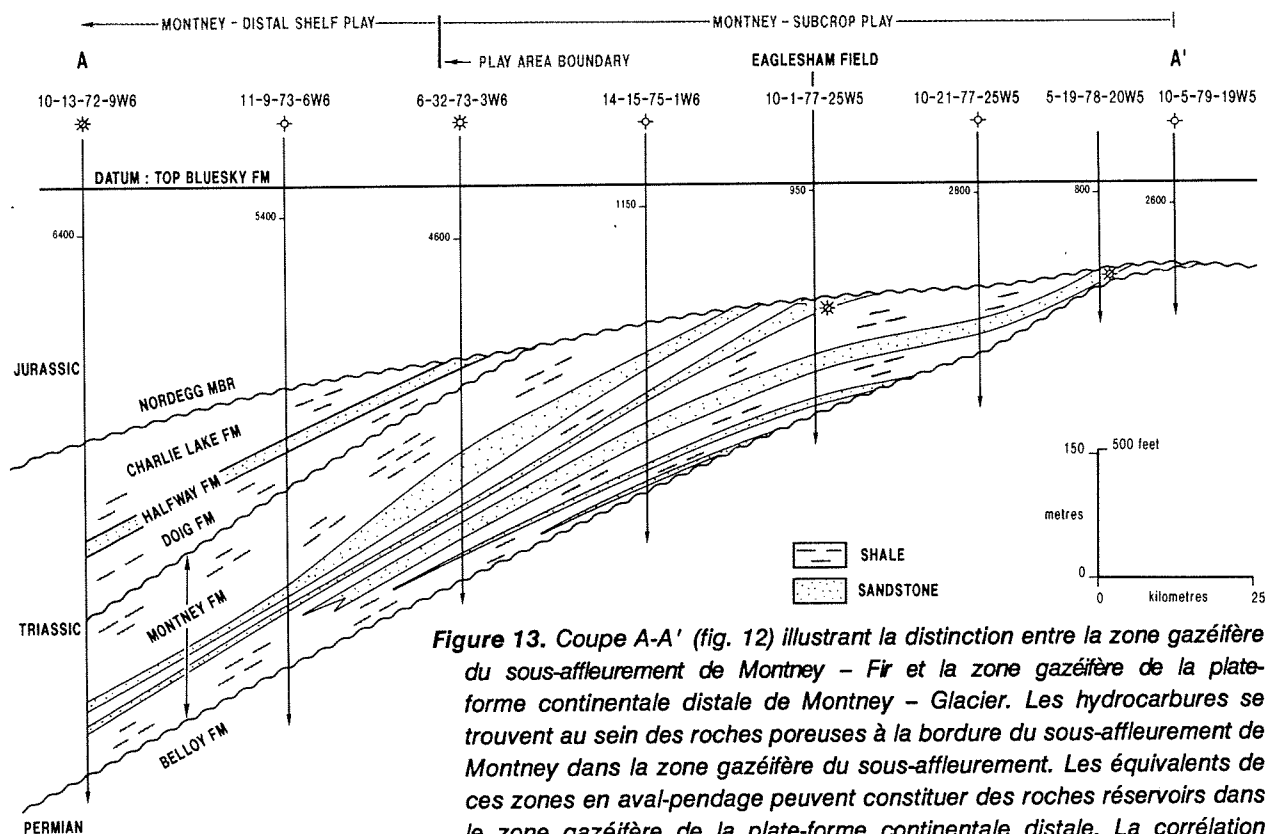
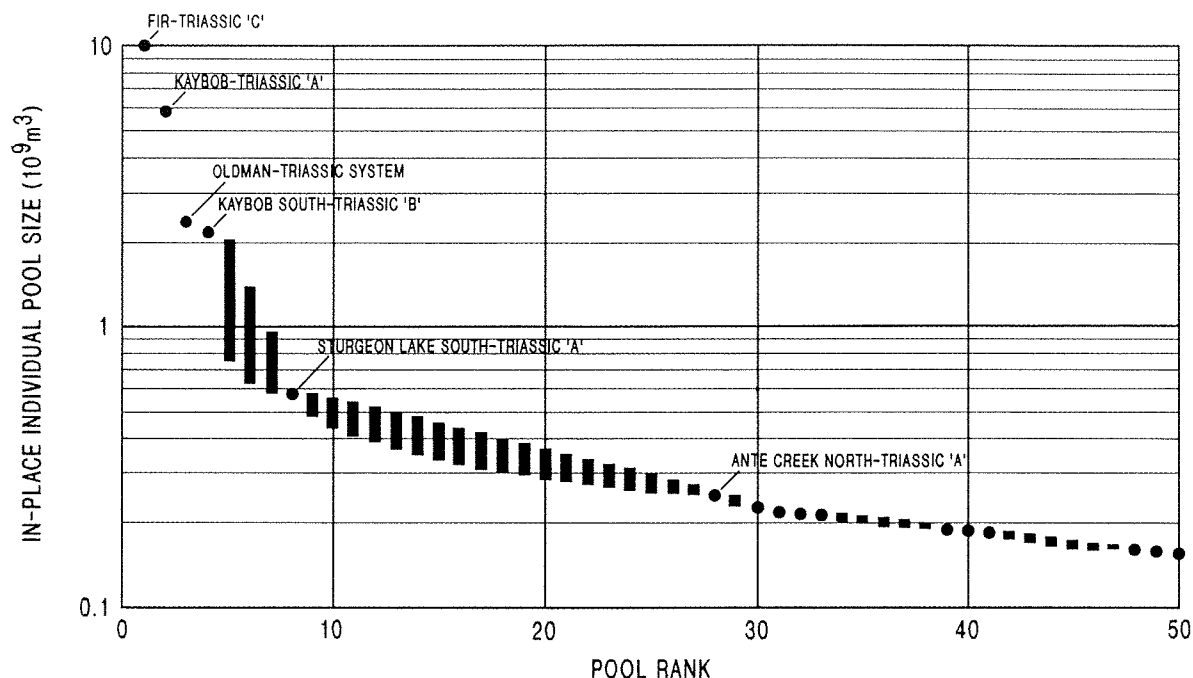


Figure 13. Coupe A-A' (fig. 12) illustrant la distinction entre la zone gazéifère du sous-affleurement de Montney - Fir et la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale de Montney - Glacier. Les hydrocarbures se trouvent au sein des roches poreuses à la bordure du sous-affleurement de Montney dans la zone gazéifère du sous-affleurement. Les équivalents de ces zones en aval-pendage peuvent constituer des roches réservoirs dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale. La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits additionnels le long du tracé de la coupe.

(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 par l'épaisseur limitée et la répartition variable des roches réservoirs. La faible résolution sismique des roches ne facilite pas non plus l'exploration.

*Potentiel de la zone gazéifère.* Le volume en place initial potentiel de cette zone gazéifère est de  $23\,258 \times 10^6 \text{ m}^3$ , volume que l'on s'attend de découvrir dans les

427 gisements dont la taille varie de  $180$  à  $1000 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 14). On prévoit découvrir des gisements dans les pièges locaux liés à des biseaux à variation de faciès ou à la bordure d'érosion. Les travaux d'exploration peuvent être facilités par l'étude détaillée des failles et des réseaux de fractures liés à la diagenèse et à la migration des hydrocarbures. IL existe un potentiel de gisements non découverts dans la partie peu forée, située dans le nord-est de la zone gazéifère, près de la zone sous-affleurante.



**Figure 14.** Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Montney – Fir. Six grands gisements découverts sont indiqués (points), les barres représentant l'intervalle de dimension des gisements non découverts, jusqu'au 50<sup>e</sup>. Pour les emplacements des 20 gisements découverts les plus vastes, se reporter à la figure 12 et, pour les paramètres des gisements, au tableau 2.

**Tableau 2**

**Zone gazéifère du sous-affleurement sud de Montney – Fir, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
1	Fir, Triassic C	NA	9 974	71/12/12	2.3	22 527	2 661	0.80	0.10	0.20
2	Kaybob South, Triassic A	AG + SG	5 552	62/12/06	*	*	2 055	0.53	*	*
3	Oldman, Tria Sys	NA	2 361	77/05/15	3.8	2 473	2 897	0.80	0.15	0.15
4	Kaybob South, Triassic B	NA	2 206	75/12/28	3.5	1 721	2 377	0.80	0.11	0.25
8	Sturgeon Lake South, Triassic A	AG + SG	578	56/11/22	1.8	335	1 498	0.75	0.15	0.35
28	Ante Creek North, Triassic A	NA	252	54/07/29	3.6	505	1 868	0.90	0.11	0.30
30	Sundance, Triassic A	NA	229	74/06/04	1.6	718	3 230	0.75	0.08	0.25
31	Dixonville, Tria Sys	NA	219	58/11/20	5.2	440	841	0.80	0.20	0.30
32	Sturgeon Lake South, Triassic B	AG + SG	217	56/02/18	1.4	607	1 539	0.75	0.14	0.45
33	Ansell, Triassic A	NA	217	77/11/10	3.7	400	3 077	0.75	0.09	0.20
39	Plante, Tria Sys	NA	188	76/12/30	3.7	200	2 981	0.80	0.15	0.40
40	Kaybob South, Triassic A	AG	187	62/12/06	1.8	782	2 091	0.75	0.10	0.25
41	Fir, Tria Sys	NA	186	78/03/10	3.3	400	2 632	0.75	0.09	0.30
48	Jack, Mont	NA	161	78/05/28	1.9	1 095	1 096	0.70	0.16	0.40
49	Whitelaw, Triassic A	NA	159	51/03/26	4.9	200	1 009	0.90	0.21	0.30
50	Plante, Mont	NA	156	80/12/11	5.2	200	3 002	0.75	0.09	0.15
53	Plante, Tria Sys	NA	148	66/02/12	2.8	128	2 914	0.80	0.20	0.25
61	Obed, Mont	NA	130	81/05/20	4.1	200	3 535	0.75	0.11	0.40
63	Normandville, Tria Sys	NA	127	81/05/21	9.0	200	910	0.75	0.13	0.30
64	Tangent, Triassic D	NA	125	51/08/02	1.5	200	868	0.75	0.23	0.25
Total initial in-place volume (discovered)			25 876							
Total initial in-place volume (potential)			23 258							
Per cent play resource undiscovered			47							
Total pools discovered			73							
Total pool population			500							

\*Indicates numbers not given in data base

## 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 dans la partie inférieure de la Formation de Montney, à l'ouest de la bordure principale du sous-affleurement. Ces grès à grain fin peuvent représenter des turbidites ou des sédiments de déflation transgressifs déposés sur une plate-forme distale (fig. 15, 16). Sept gisements de gaz contenant un volume en place initial de  $713 \times 10^6 \text{ m}^3$  sont disposés selon une direction générale nord-ouest allant de Glacier, Pouce Coupe et Gordondale à Boundary Lake. L'intervalle productif net est généralement de 4 m et la porosité de 9 %.

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

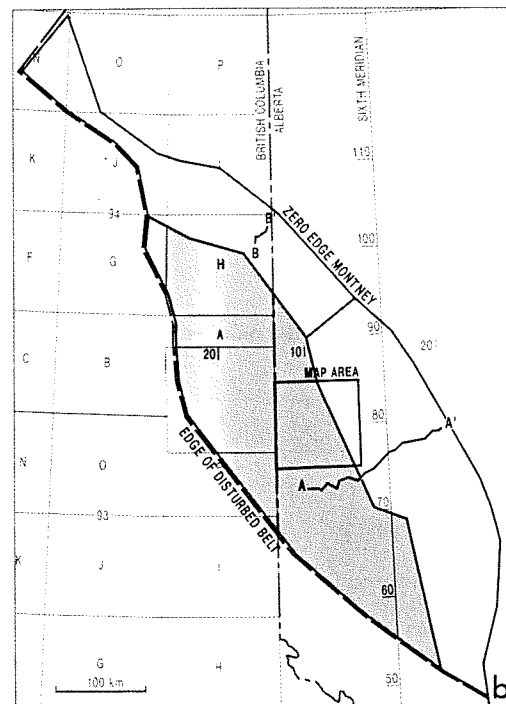
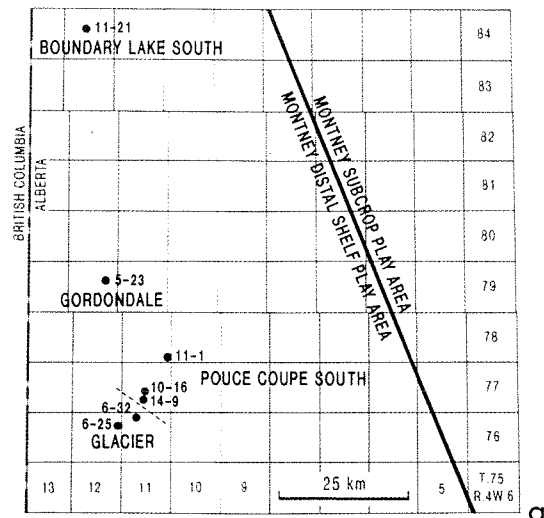
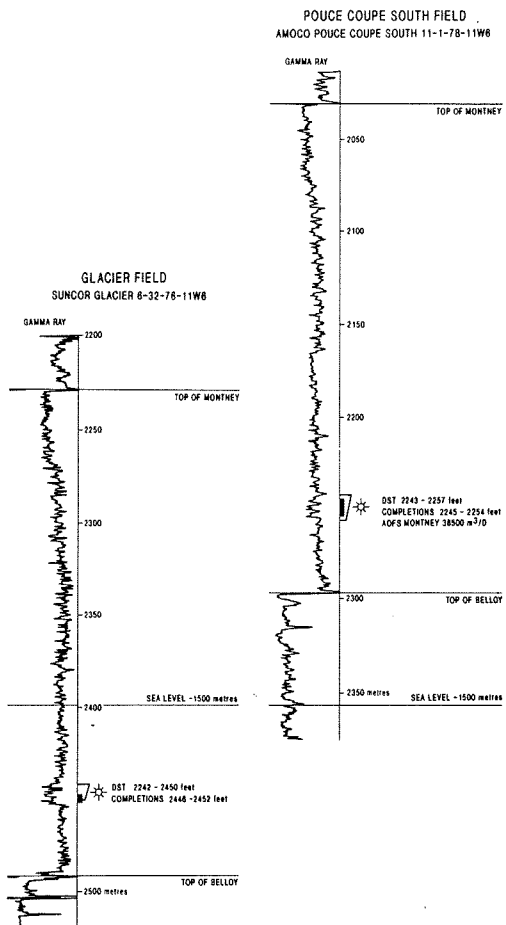


Figure 15. Carte de la zone gazéifère sommairement explorée de la plate-forme continentale distale de Montney – Glacier figurant : a. l'emplacement des puits de découverte des sept gisements connus; b. l'emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Montney.





**Figure 16.** *Diagraphies représentatives montrant les zones productives dans la base de la formation de Montney à 2 emplacements dans la zone gazéifère de la plate-forme continentale distale de Montney - Glacier. Se reporter à la figure 15 pour les emplacements.*

### 3. Sous-affleurement nord de Montney – Ring (sommairement explorée)

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone n'a pas été beaucoup explorée étant donné qu'un seul gisement a été découvert (fig. 17). Même si cette zone présente des caractéristiques semblables à celles du sous-affleurement sud de Montney – Fir, elle se distingue par un mécanisme de piégeage d'une roche réservoir sous-pressurisée dans un milieu hydrodynamique inhabituel (N.R. Wemyss, comm. pers., 1992). Même si les structures paléozoïques sous-jacentes et les effets structuraux synsédimentaires jouent réellement un rôle

sur la distribution locale des hydrocarbures au sein du gisement, la structure n'est pas le mécanisme de piégeage dominant. L'élément clé est la formation de grès réservoirs de qualité par lessivage des grains de dolomie détritiques dans des grès à grain très fin 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 pré-crétacée.

**Historique de l'exploration.** C'est en 1978 qu'a été foré le premier puits dans la zone de Montney à Ring (Sturrock et Dawson, 1991). Le gouvernement de la

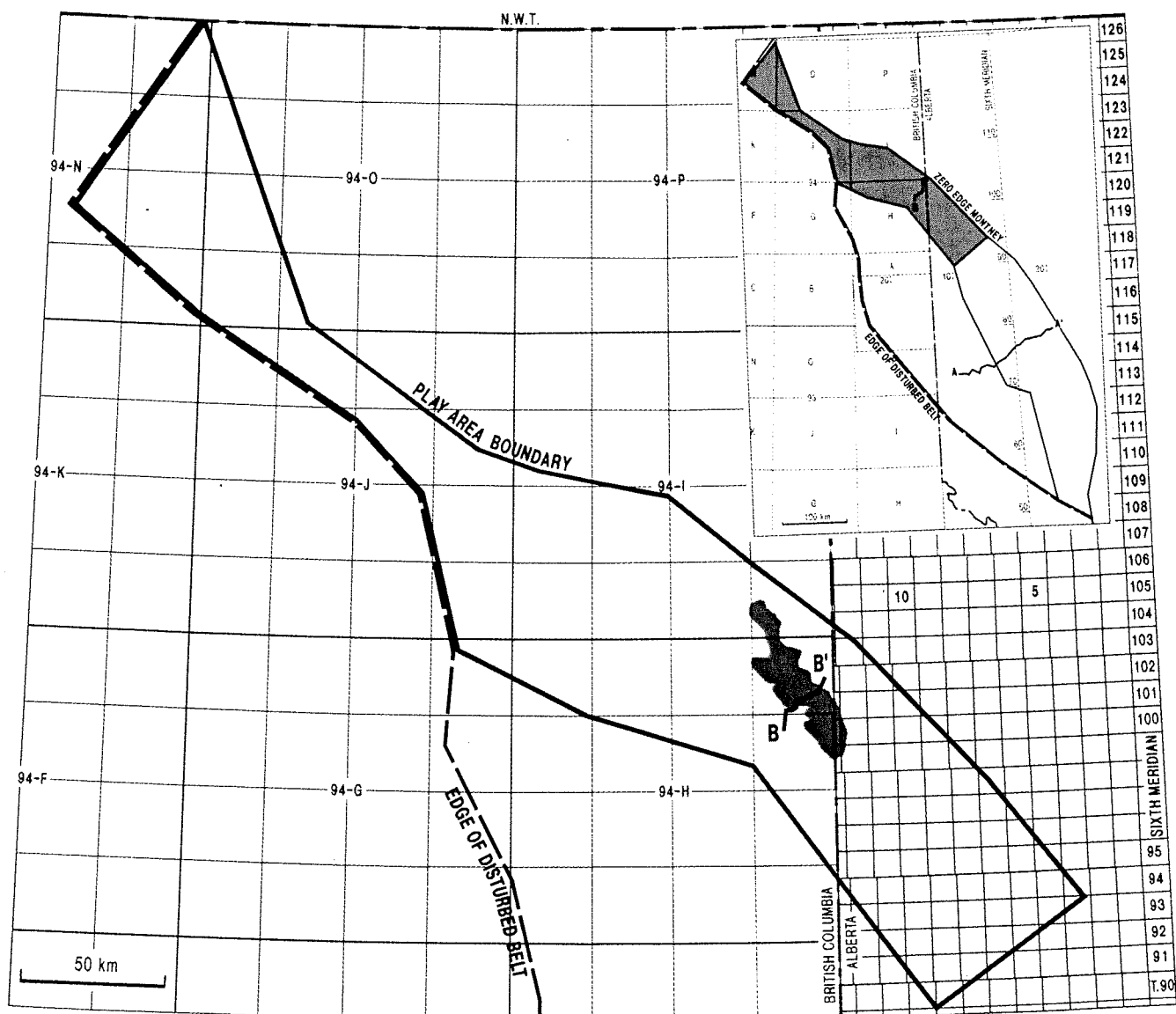


Figure 17. Carte de la zones gazéifère sommairement explorée du sous-affleurement nord de Montney – Ring montrant : a. l'emplacement du champ de Ring/Pedigree (Border) et le tracé de la coupe B-B' et b. l'emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Montney. Se reporter à la figure 18 pour la coupe B-B'.

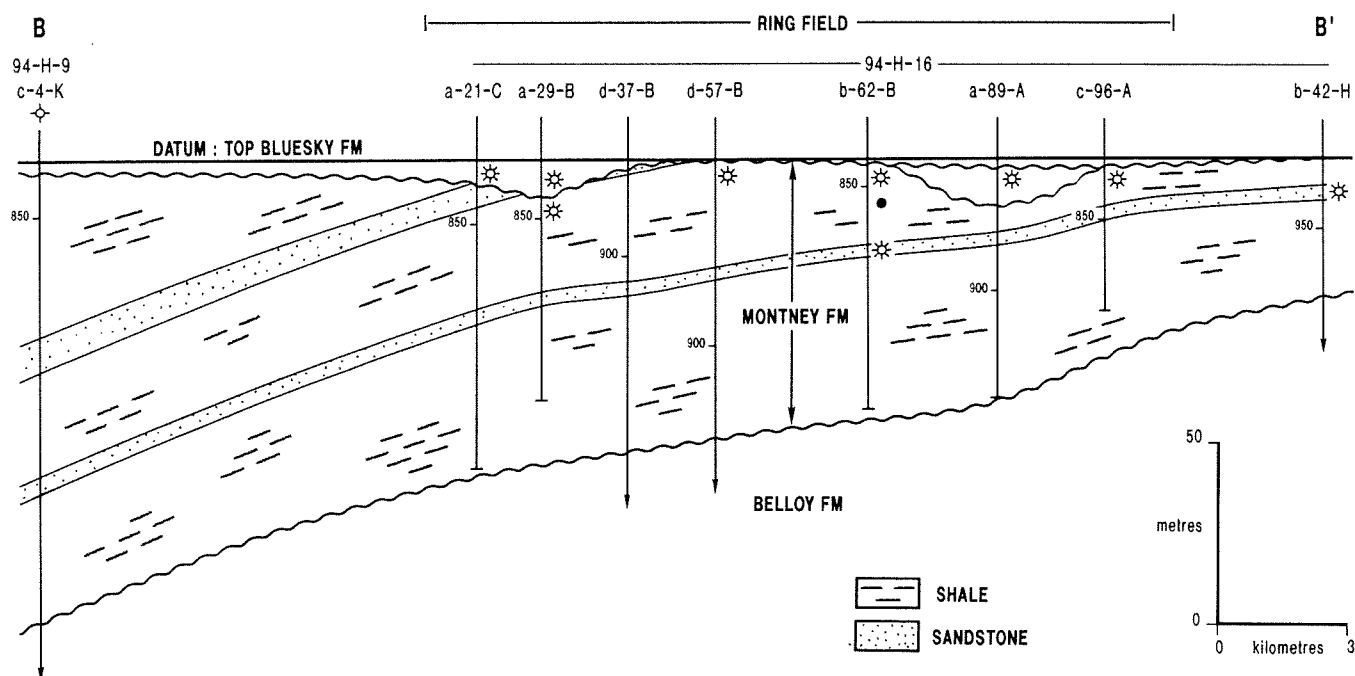


Figure 18. Coupe B-B' (fig. 17) montrant les zones productrices à la bordure du sous-affleurement dans le champ de Ring/Pedigree (Border).

Colombie-Britannique a officiellement inscrit cette découverte au début de 1980. Cependant, comme ce gisement était éloigné des directions connues et des installations de collecte, ce n'est pas avant 1989 qu'un vaste programme de forage a pu confirmer le volume important de ce gisement. Les estimations du volume en place, données par 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 et les 15 % restants aux formations crétacées immédiatement sus-jacentes de Bluesky et de Gething. Sur le côté est de la frontière Alberta-Colombie-Britannique, la partie des réserves attribuées au champ de Pedigree s'élève, selon les estimations, à  $5\,645 \times 10^6 \text{ m}^3$ , pour donner un volume en place total découvert de  $22\,993 \times 10^6 \text{ m}^3$  pour le gisement de Ring-Pedigree. La porosité moyenne est de 14 %, l'intervalle productif net est de 10 m en moyenne 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 en roches à grain plus fin contenant moins de dolomie détritique. Une région mal explorée, qui pourrait contenir du gaz piégé dans d'autres faciès poreux de la Formation de Montney, s'étend à la limite nord du Trias, dans la région de Liard située dans le nord de la Colombie-Britannique, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. Au sud-est, la zone gazéifère peut également présenter un certain potentiel dans les zones non forées, mais la discordance sub-crétacée découpe verticalement la roche réservoir laissant une section plus mince et plus proche du niveau d'eau interprété.

## Zones gazéifères dans les formations de Halfway et de Doig

### 4. Dépôts littoraux de Halfway/Doig (structure de Peace River) – Sinclair

**Définition de la zone pétrolière.** Cette zone comprend tous les gisements de gaz et les zones d'intérêts logés dans des pièges à variation de faciès formés dans des grès et des lumachelles infralittorales 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 à la baie de Peace River. La limite orientale de la zone gazéifère est définie par les bordures d'érosion des formations de Halfway et de Doig. La bordure ouest de la zone gazéifère est délimitée par un changement vers l'ouest de massifs sableux isolés mis en place sur un littoral et une avant-plage à un vaste grès de plate-forme continentale continue. Les limites nord et sud de la zone gazéifère sont prouvées par l'étendue des effets tectoniques de l'arche de Peace River, tels que définis par O'Connell et al. (1990). Cette zone gazéifère contient également des gisements de gaz dans des pièges hydrodynamiques inhabituels dans la région de Deep Basin (fig. 19).

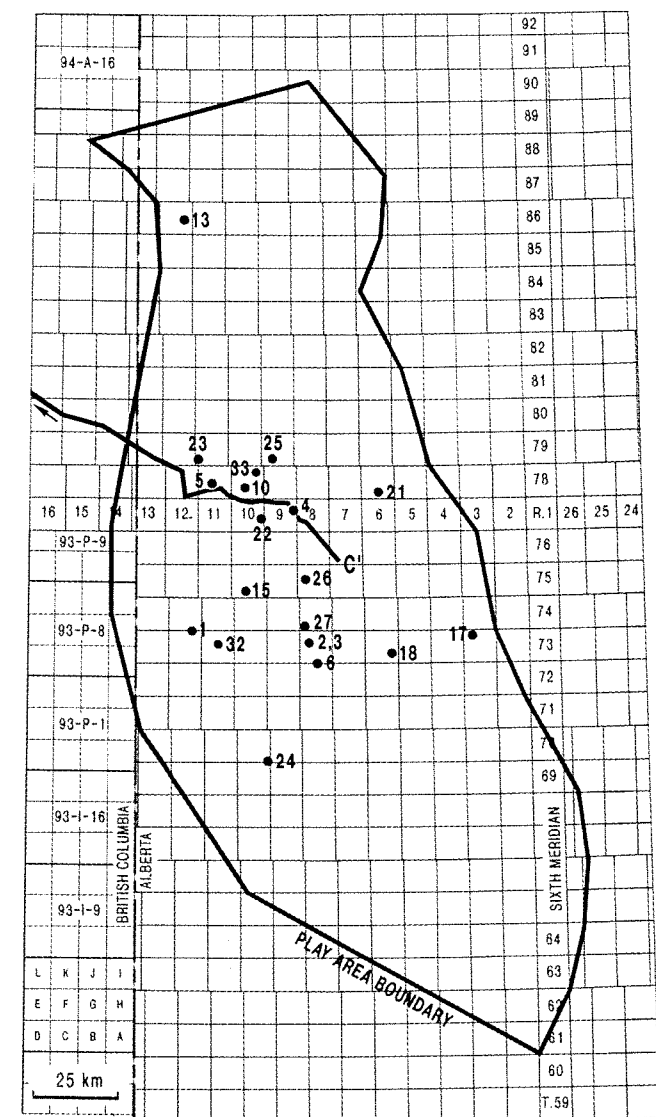
**Géologie.** Les formations de Halfway et de Doig s'étendent sur une large zone arquée et contiennent une séquence des roches clastiques, d'évaporites et de roches carbonatées interstratifiées qui plongent et s'épaississent selon une direction sud-ouest (fig. 20). Les milieux de sédimentation sont notamment ceux de plate-forme continentale proximale, d'avant-plage, d'île barrière et de sebkha (Barclay et Leckie, 1986; Moslow et Davies, 1992). Plusieurs lignes de côte en échelon à direction nord-ouest, recelant des champs de pétrole et de gaz, sont attribués à des impulsions de progradation. La séparation de certains de ces massifs sableux aurait été causée par des phénomènes d'érosion épisodiques (Campbell et al., 1989).

Au sein d'une ceinture parallèle au littoral de Halfway, des barres de grès et des grès lumachelliques de crête de tempête se sont également déposés. Les

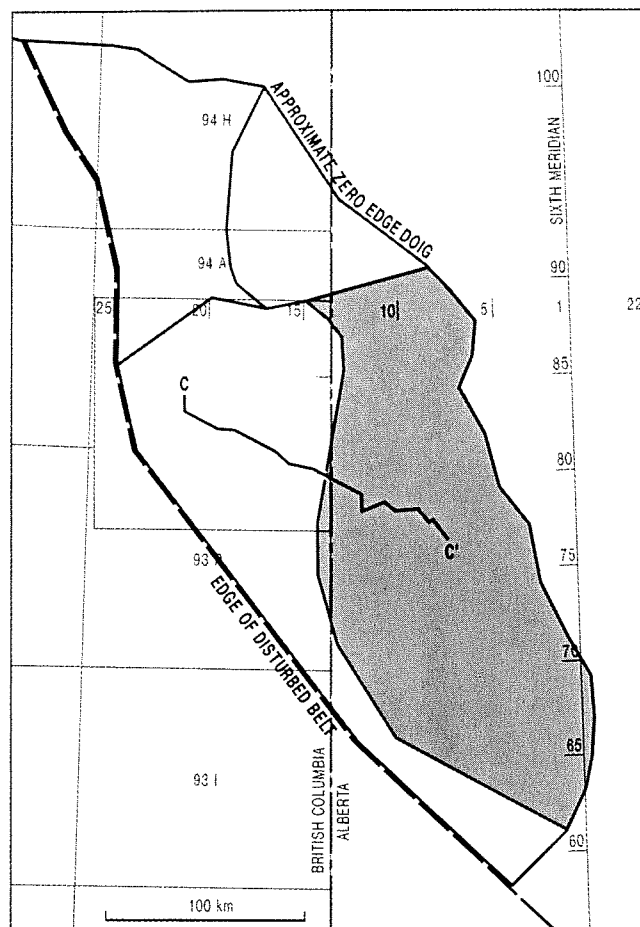
barres de grès sont composées de grains de quartz fins, bien triés, subarrondis à porosité intergranulaire satisfaisante. Le faciès à lumachelles est composé d'un mélange de sable et de dolomie contenant des coquilles fossiles lessivées en abondance. Certaines accumulations de lumachelles occupent d'anciens chenaux tidaux qui recoupent les bancs et sont orientés perpendiculairement au littoral. Certains grès de Doig anormalement épais ont pu être formés par des mouvements de masse près du rebord de la plate-forme continentale à partir de l'avant-plage (Wittenberg, 1992; Wittenberg et Moslow, 1992b).

**Historique de l'exploration.** L'exploration des roches 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 gazéifère, considérée bien explorée, mais faisant encore l'objet de travaux de développement, présente une densité de puits moyenne. Les techniques d'exploration reposent sur une cartographie géologique détaillée, conjuguée à une stratigraphie et une cartographie sismique des structures associées à l'arche de Peace River. Le volume en place total découvert dans 143 gisements s'élève à  $66\,600 \times 10^6 \text{ m}^3$ . L'intervalle productif net typique est de 5 m et la porosité, de 10 % (tableau 3).

**Potentiel de la zone gazéifère.** Le potentiel prévu de cette zone gazéifère est un volume en place initial de  $27\,036 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 217 autres gisements (fig. 21). Ce sont les régions où les puits sont éparpillés, en particulier au nord et au sud de la concentration de gisements découverts, qui présentent le potentiel le plus élevé. Les cibles visées sont notamment des grès dans des bancs ou des dunes de sable littorales, des flèches de lagune, des passes, chenaux et deltas de marée ainsi que des roches carbonatées algaires de sebkha. Des pièges supplémentaires pourraient également être présents le long de la bordure d'érosion (par ex. Teepee Creek, canton 73, rang 3, W6M). Les facteurs limitatifs sont la grande profondeur de la zone gazéifère dans le sud et la nature discontinue des roches réservoirs.



a



b

#### POOLS BY RANK

- |                                       |                                 |
|---------------------------------------|---------------------------------|
| 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 TRIASSIC 'G' | 27 - VALHALLA DOIG 'D'          |
| 15 - VALHALLA HALFWAY 'A'             | 32 - KNOPCICK 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. Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux zones gazéifères de Halfway/Doig.

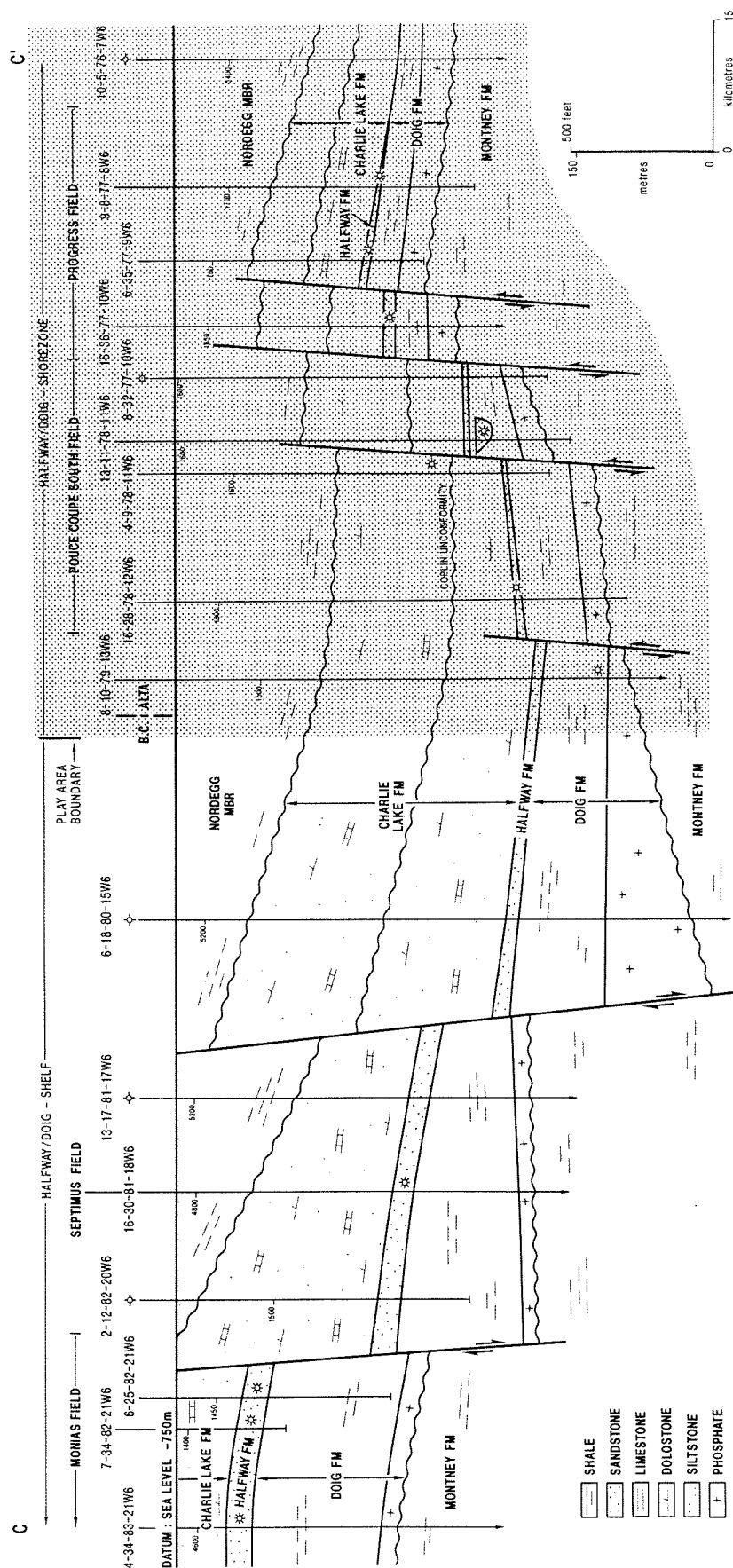
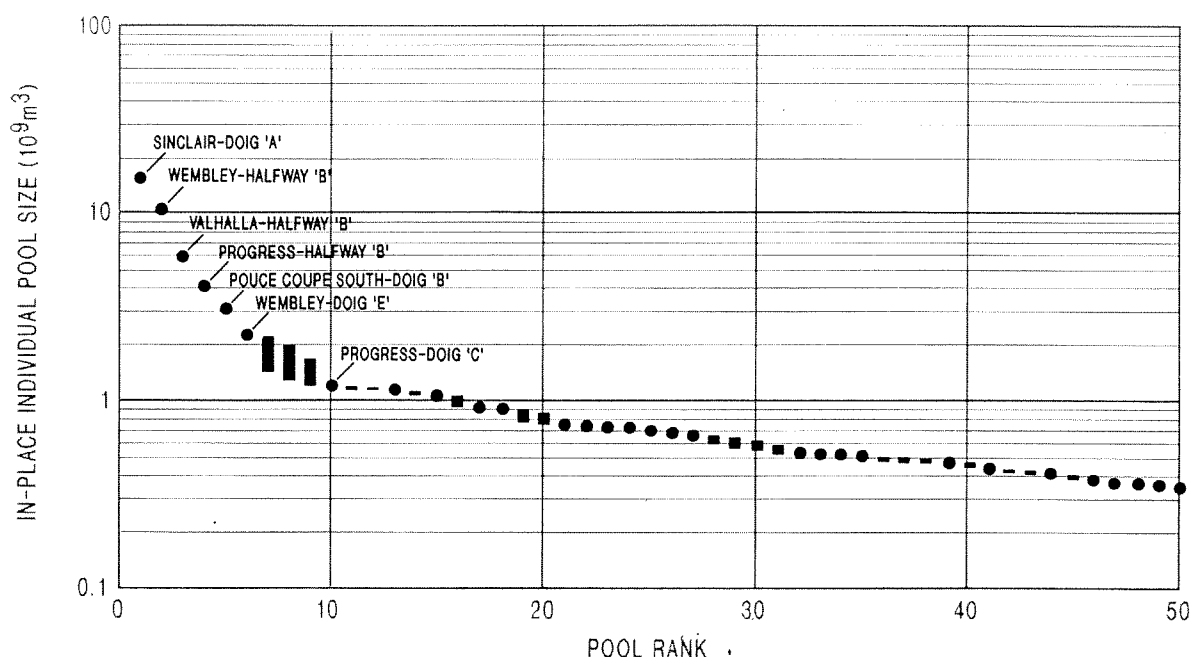


Figure 20. Coupe structurale C-C' (fig. 19) traversant la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias et la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair (accentuée) révélant un contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway/Doig. La zone gazéifère des dépôts littoraux se distingue par la présence de sables relativement minces et discontinus. La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits supplémentaires le long du tracé de la coupe (fig. 19).



**Figure 21.** Diagramme des dimensions 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 3.

**Tableau 3**

**Zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig (structure de Peace River) – Sinclair, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
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	SG + AG	10 302	78/10/09	*	*	2 128	0.65	*	*
3	Valhalla, Halfway B	AG	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	SG + AG	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, Triassic 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	SG + AG	886	79/03/19	*	*	1 906	0.23	*	*
21	Spirit River, Charlie Lake K	SG	719	83/08/07	*	*	1 429	0.36	*	*
22	Progress, Halfway B	SG	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, Half P	AG	667	87/09/13	4.9	574	1 653	0.90	0.17	0.15
26	Valhalla, Halfway C	SG + AG	648	86/09/22	*	*	1 954	0.65	*	*
27	Valhalla, Doig D	SG + AG	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
Total initial in-place volume (discovered)			66 600							
Total initial in-place volume (potential)			27 036							
Per cent play resources undiscovered			29							
Total pools discovered			143							
Total pool population			360							

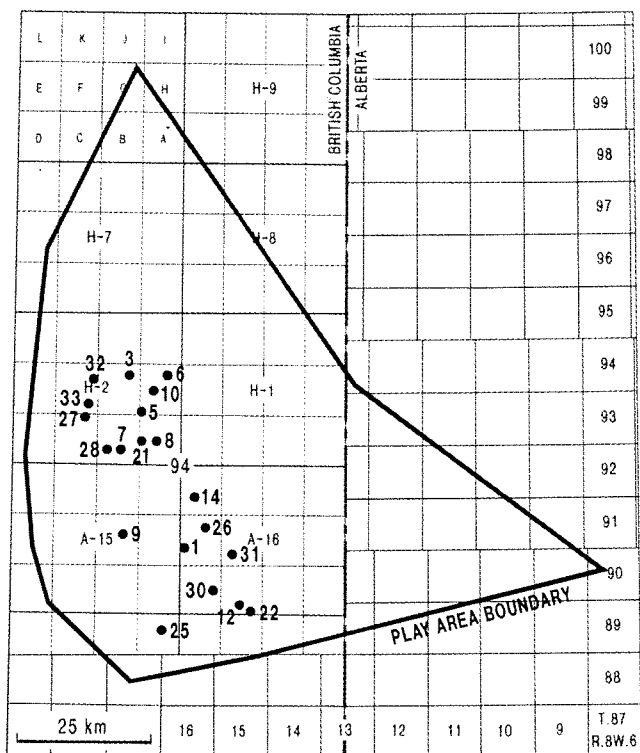
\*indicates numbers not given in data base

## 5. Dépôts littoraux de Halfway/Doig - Peejay Milligan

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone comprend les roches réservoirs isolés dans les formations de Halfway et de Doig qui se sont déposées dans des milieux marins peu profonds à infralittoraux et qui ont été recouvertes de roches évaporitiques de la Formation de Charlie Lake. Le gaz a été piégé dans les biseaux à variation de faciès. Les siltstones et les grès à grain fin de la Formation de Doig sous-jacente forment les roches barrières latérales. Les limites de la zone gazéifère sont définies par une bordure d'épaisseur nulle à l'est et au nord et un changement de faciès en grès de plate-forme continentale à l'ouest. Au sud, la zone gazéifère est limitée par une zone de transition

vers la zone gazéifère de Halfway/Doig - Sinclair ayant subi des modifications d'origine plus structurales (fig. 22).

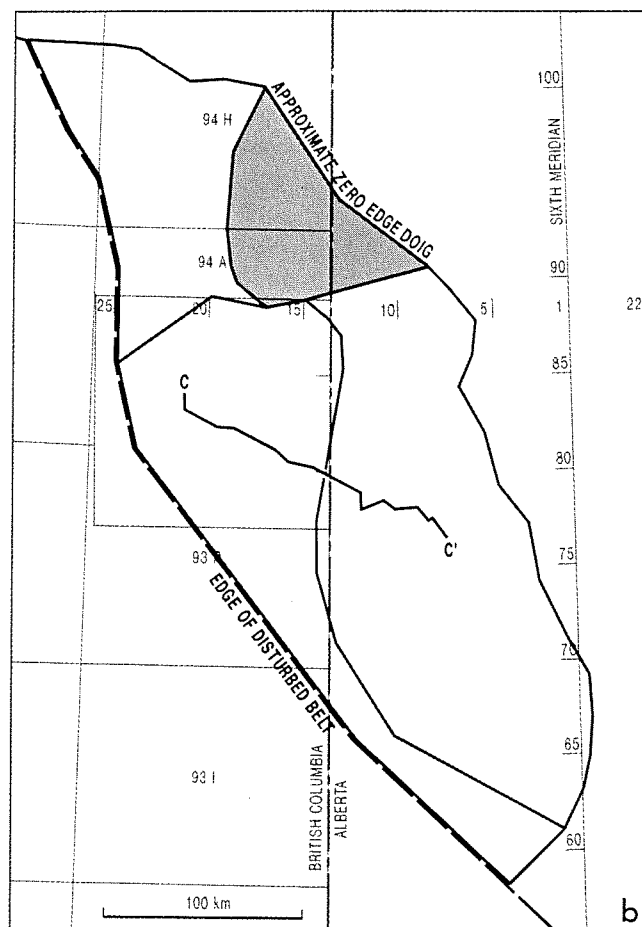
**Géologie.** Les formations de Halfway et de Doig sont mises en valeur dans le prolongement nord de la vaste zone gazéifère arquée dans les dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair au sud, et elles contiennent une séquence semblable de roches clastiques, d'évaporites et de roches carbonatées interstratifiées. Les milieux sédimentaires sont notamment ceux d'une plate-forme continentale proximale, d'une avant-plage, d'une île barrière et d'une sebkha. Les roches réservoirs sont composées de lentilles isolées de grès quartzeux et lumachelique remplissant des dépressions d'érosion sur la surface de Doig. Les grès formant des



a

### POOLS BY RANK

- |                                |                                      |
|--------------------------------|--------------------------------------|
| 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 leurs volumes. **b.** Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Halfway/Doig.

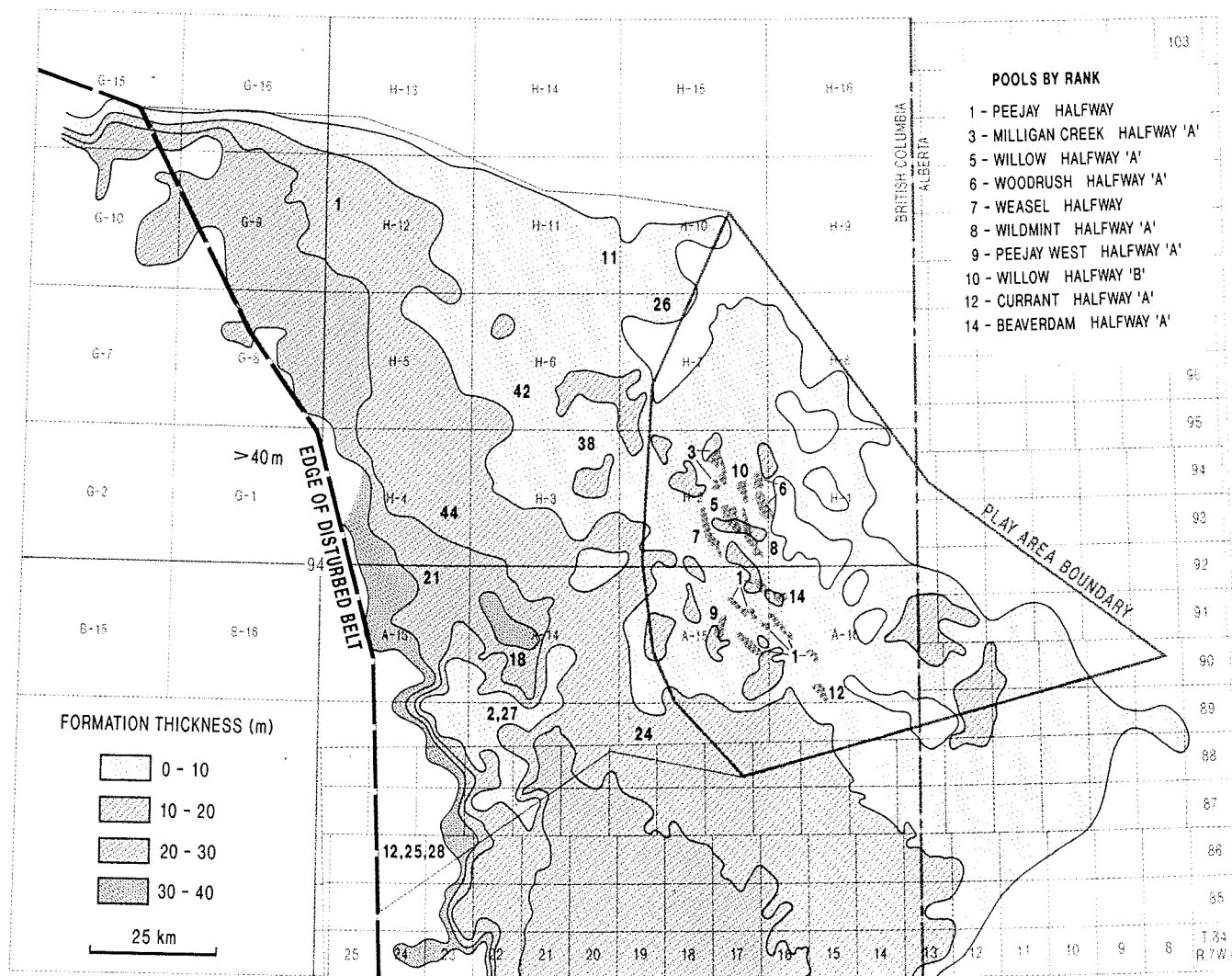


massifs allongés à direction sud-est, se sont déposés dans des passes de marée sur une surface irrégulière de la Formation de Doig (fig. 23).

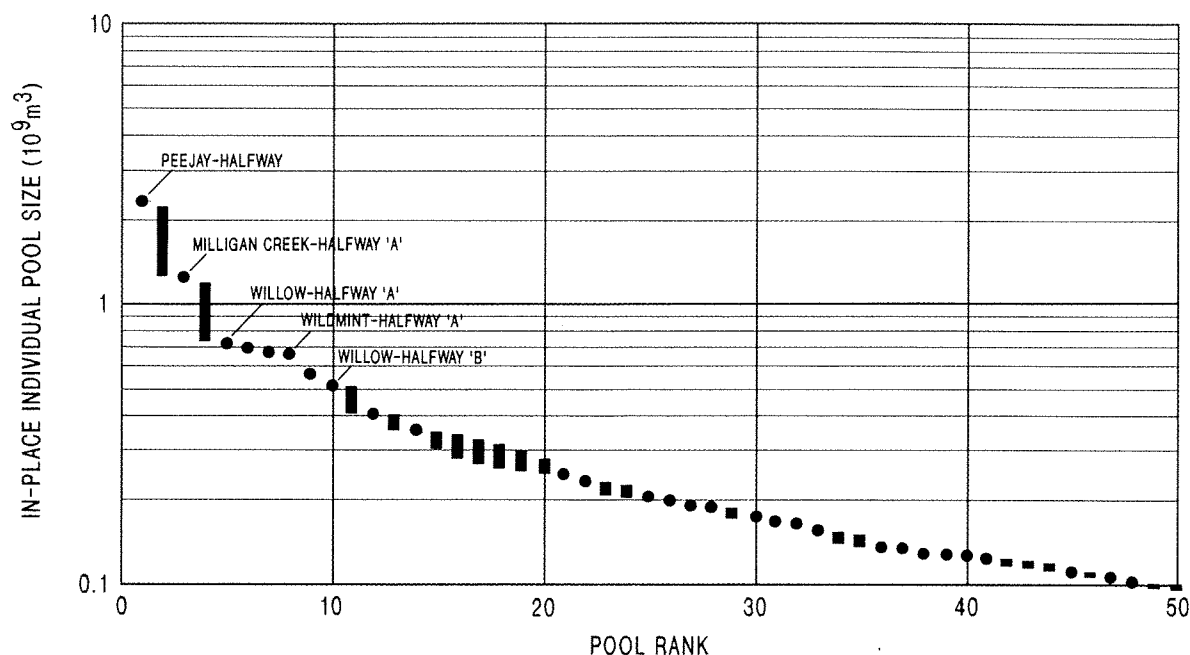
**Historique de l'exploration.** Du pétrole a été découvert à Milligan Creek au cours du printemps de 1957 dans un puits foré en amont-pendage d'un indice de gaz. À cause d'un accès difficile et d'opérations réalisables seulement en hiver, la mise en valeur de cette zone gazéifère à tendance pétrolifère a été lente jusqu'en 1961, année au cours de laquelle plusieurs champs pétrolifères ont été raccordés à des pipelines. Par la suite ont 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'installations de collecte près des champs de Willow, de Weasel, de Wildmint et de Nettle. Les réserves en place initiales contiennent  $12\,731 \times 10^6 \text{ m}^3$  réparties dans 63 gisements, le plus grand gisement étant celui de Peejay ( $2\,338 \times 10^6 \text{ m}^3$ ). L'intervalle productif net typique est de 5 mètres et la porosité, de 18 % (tableau 4).

**Potentiel de la zone gazéifère.** Le volume potentiel en place prévu est de  $10\,839 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 337 gisements (fig. 24). Le plus grand gisement qui reste à découvrir est estimé à  $1600 \times 10^6 \text{ m}^3$  mais la pluparts des gisements non découverts contiendraient moins de  $300 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les futures découvertes seront de petits gisements dans la région immédiate des champs prouvés. Des gisements plus vastes pourraient être découverts dans des zones moins explorées au nord et à l'est.



**Figure 23.** Carte isopaque de la Formation de Halfway. La zone accentuée délimite la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Peejay Milligan. La délimitation des 10 champs de gaz les plus vastes est superposée pour illustrer leur position par rapport à la bordure à épaisseur nulle de Halfway.



**Figure 24.** Diagramme des dimensions 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 4.

**Tableau 4**

**Zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig – Peejay Milligan, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
1	Peejay, Halfway	AG	2 338	59/02/21	1.7	2 835	1 143	0.72	0.16	0.18
3	Milligan Creek, Halfway A	AG	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	AG	666	65/02/15	*	*	1 149	0.80	0.22	0.21
8	Wildmint, Halfway A	AG	651	59/12/14	3.7	994	1 129	0.85	0.21	0.20
9	Peejay West, Halfway A	AG	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	AG	399	65/03/05	3.7	719	1 199	0.50	0.16	0.16
14	Beaverdam, Upper Halfway A	NA	350	65/10/09	*	*	1 127	0.90	0.17	0.10
21	Weasel, Halfway F	AG	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	Other area, 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	AG	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
<b>Total initial in-place volume (discovered)</b>			<b>12 731</b>							
<b>Total initial in-place volume (potential)</b>			<b>10 839</b>							
<b>Per cent play resource undiscovered</b>			<b>46</b>							
<b>Total pools discovered</b>			<b>63</b>							
<b>Total pool population</b>			<b>400</b>							

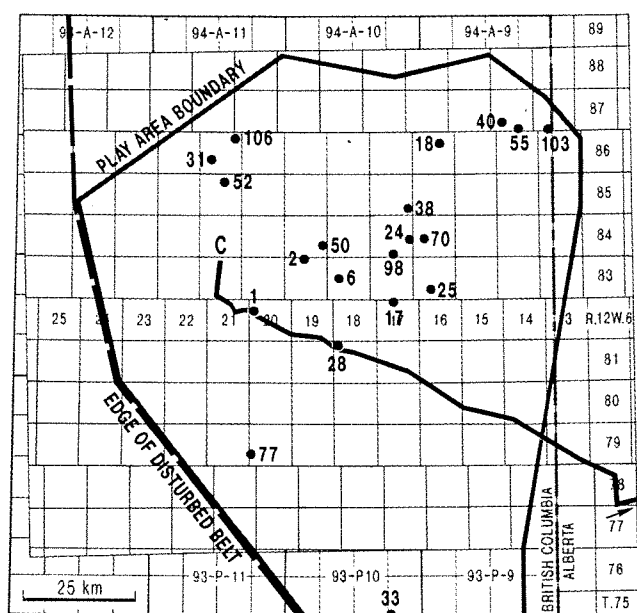
\*indicates numbers not given in data base

## 6. Plate-forme continentale de Halfway/Doig (structure de Peace River) – Monias

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone comprend tous les gisements de gaz et les zones d'intérêt logés dans les 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 la baie 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 dans Deep Basin. Elle est limitée à l'ouest par les zones gazéifères de la nappe de chevauchement des contreforts et à l'est par la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Sosie – Sinclair. Au nord, l'influence dominante de la structure de Peace River laisse libre cours à des mécanismes de piégeage associés au tectonisme

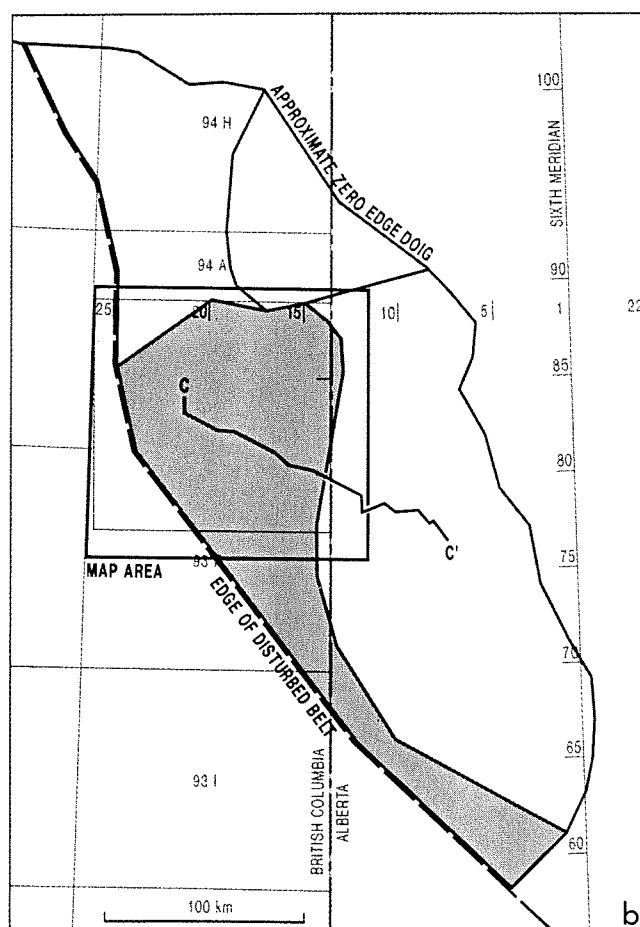
laramien et aux variations subtiles du faciès et de la diagenèse (fig. 25).

**Géologie.** La roche réservoir est un grès quartzueux à ciment carbonaté. Comparativement aux grès déposés près de l'avant-plage oriental, ces grès de plate-forme continentale sont à grain plus fin, plus mal triés, contiennent plus d'argiles interstitielles et moins de fragments bioclastiques et constituent généralement des roches réservoirs moins riches. Le champ de Monias est un exemple de ce type de zone gazéifère, où un grès réservoir en forme de nappe, surépaissi dans un centre de sédimentation local d'origine structurale, est piégé sur la bordure est en amont-pendage d'un bloc de horst. La surimpression et l'inversion des structures antérieures par le tectonisme laramien subséquent ont contribué à la formation du piège (fig. 26). Les changements subtils de faciès et de diagenèse sont



### POOLS BY RANK

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'



**Figure 25. a. Carte de la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig (structure de Peace River) – Monias. 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. b. Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères.**

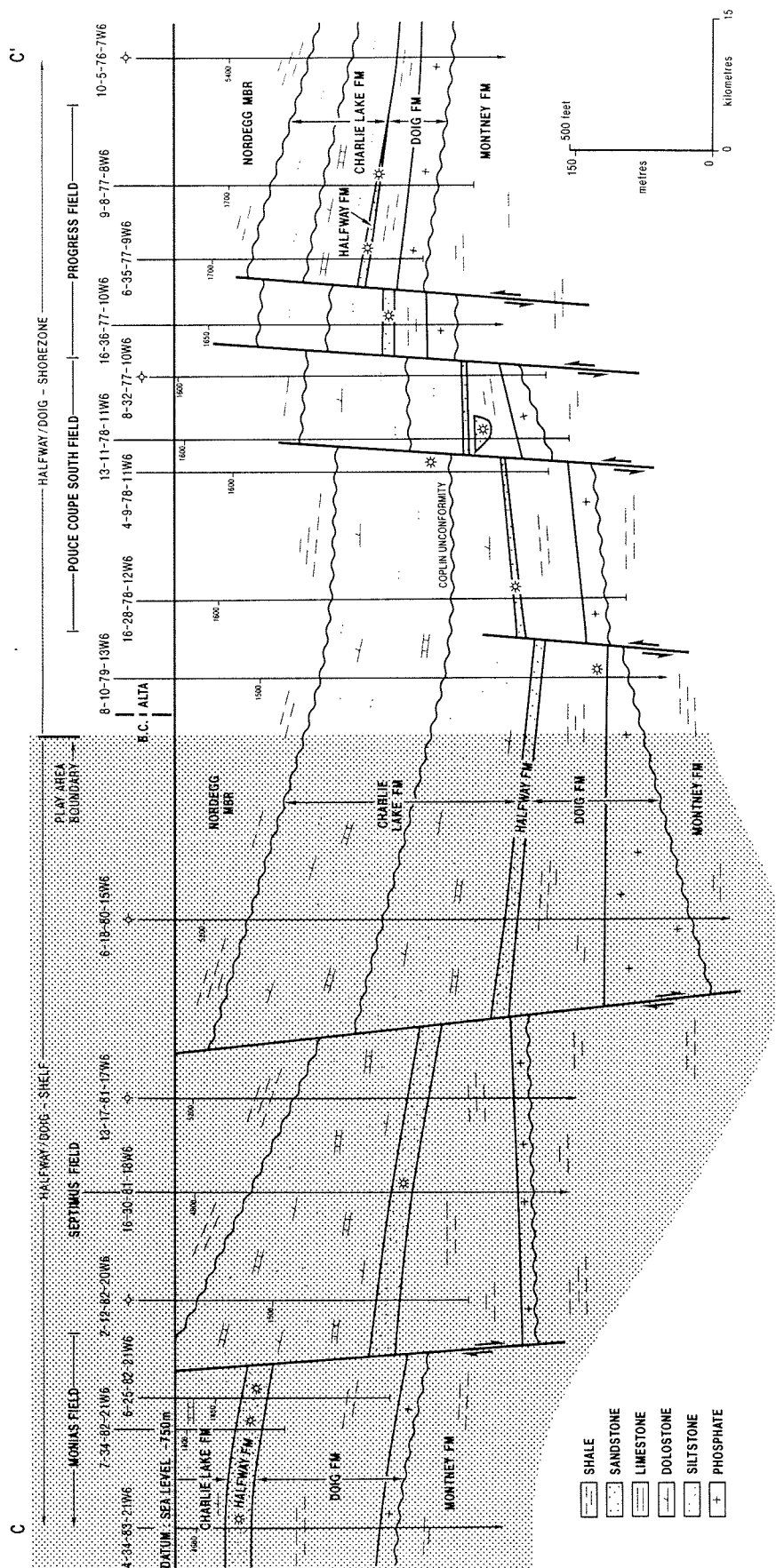


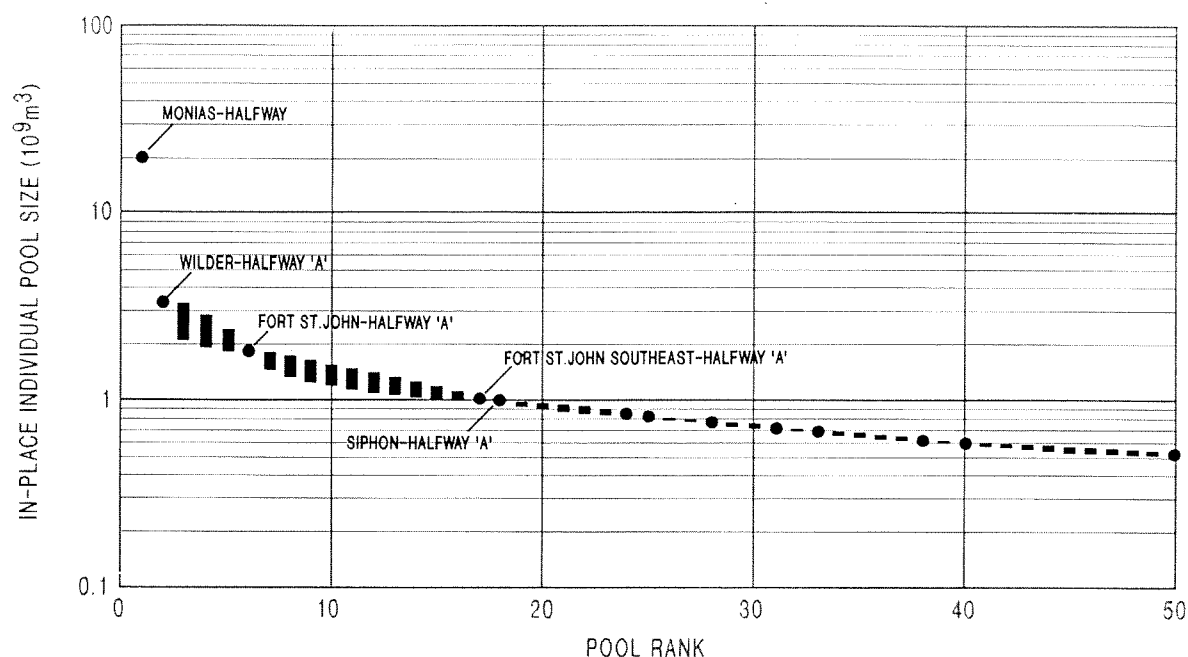
Figure 26. Coupe structurale C-C' (fig. 25) traversant la zone gazifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias (accentuée) et la zone gazifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair montrant le contrôle structural sur la présence d'hydrocarbures dans l'intervalle de Halfway/Doig. La zone gazifère de la plate-forme continentale se distingue par l'épaisseur plus grande et la continuité des formations de Doig et de Halfway. La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits supplémentaires le long du tracé de la coupe (voir fig. 25).

également des facteurs importants pour localiser les roches 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, à Wilder en 1952 et à Fort St. John en 1953. Plusieurs champs centrés près de Fort St. John ont été découverts durant les années 70. 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 cette zone gazéifère s'élèvent à  $39\,710 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 51 gisements.

Les deux gisements les plus vastes sont Monias et Wilder contenant respectivement  $20\,100$  et  $3184 \times 10^6 \text{ m}^3$ . L'intervalle productif net typique est de 7 m et la porosité, de 10 % (tableau 5).

*Potentiel de la zone gazéifère.* Le potentiel prévu est un volume en place initial de  $88\,934 \times 10^6 \text{ m}^3$  dans 449 autres gisements (fig. 27). Même si cette zone gazéifère a été explorée de façon modérée dans le centre de sa partie nord, il existe un potentiel au sud dans les zones plus profondes, où la faible densité des puits permet de prévoir de nouvelles découvertes. Les risques liés à l'exploration sont dus à la difficulté de prévoir les changements subtils de faciès et les variations diagénétiques.



**Figure 27.** Diagramme des dimensions 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 5.

**Tableau 5**

**Zone gazéifère de la plate-forme de Halfway/Doig (structure de Peace River) – Monias, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
1	Monias, Halfway	NA	20 100	79/07/27	21.1	*	1 450	0.90	0.09	0.30
2	Wilder, Halfway A	NA	3 183	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	AG	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	Other area, 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	AG	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
Total initial in-place volume (discovered)			38 710							
Total initial in-place volume (potential)			88 934							
Per cent play resource undiscovered			69							
Total pools discovered			51							
Total pool population			500							

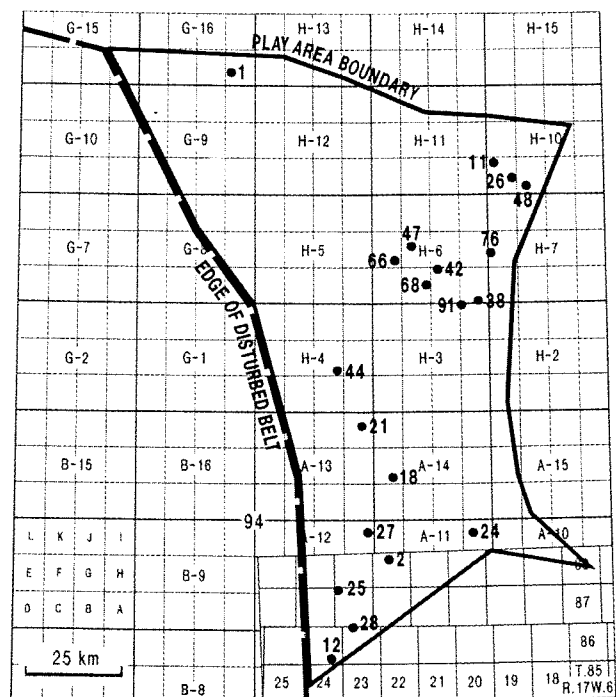
\*Indicates numbers not given in data base

## 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 enfermés par des pièges mixtes stratigraphiques-structuraux. De faibles plissements laramiens associés à la proximité de la zone de plissement occidental, un changement subtil de faciès en surimpression et un piégeage diagénétique se sont produits dans les grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig. La bordure d'érosion, qui forme la limite nord de la zone gazéifère, pourrait également avoir participé à la formation des pièges. À l'est, la limite bute contre la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig -

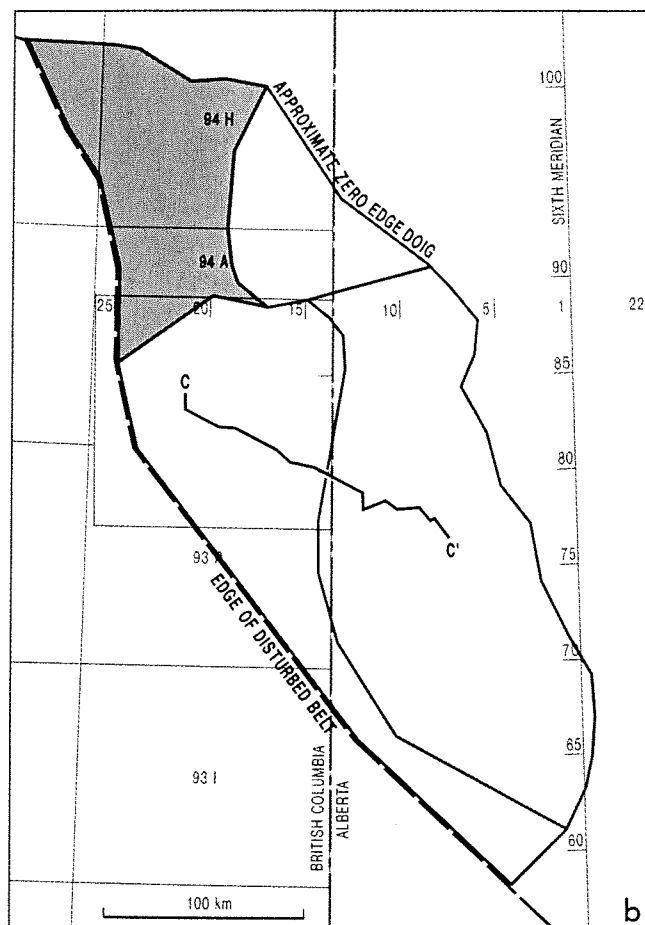
Peejay Milligan, zone principalement stratigraphique. La limite méridionale marque le passage de l'influence structurale dominante de l'arche de Peace River à un mécanisme lié à des plis faibles associés à une compression laramienne. La limite ouest est constituée par la bande des contreforts des Rocheuses (fig. 28).

**Géologie.** Les grès réservoirs de qualité 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 situés dans la partie supérieure d'une séquence de siltstones et de shales interstratifiés et représentent une partie d'une transition régressive des grès de la Formation de Halfway. Les grès de la Formation de Doig présentent

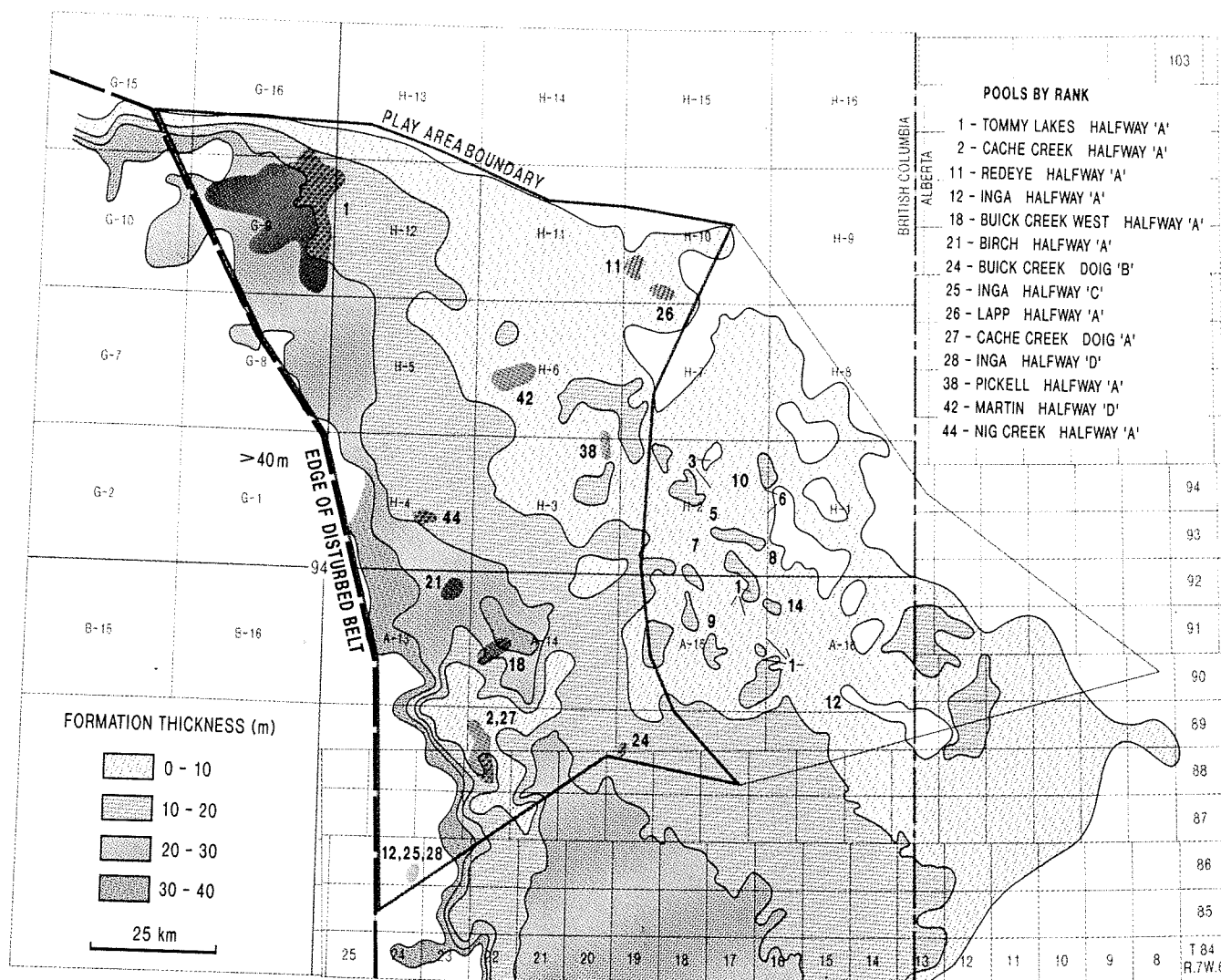


### POOLS BY RANK

- |                                   |                            |
|-----------------------------------|----------------------------|
| 1 - TOMMY LAKES HALFWAY 'A'       | 28 - INGA HALFWAY 'D'      |
| 2 - CACHE CREEK HALFWAY 'A'       | 38 - PICKEL 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 - PICKEL HALFWAY '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.** Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Halfway/Doig.



**Figure 29.** Carte isopaque de la Formation de Halfway. La zone accentuée délimite la zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes. La délimitation des 14 champs de gaz les plus vastes est superposée pour illustrer leur position par rapport à la bordure à épaisseur nulle de Halfway.

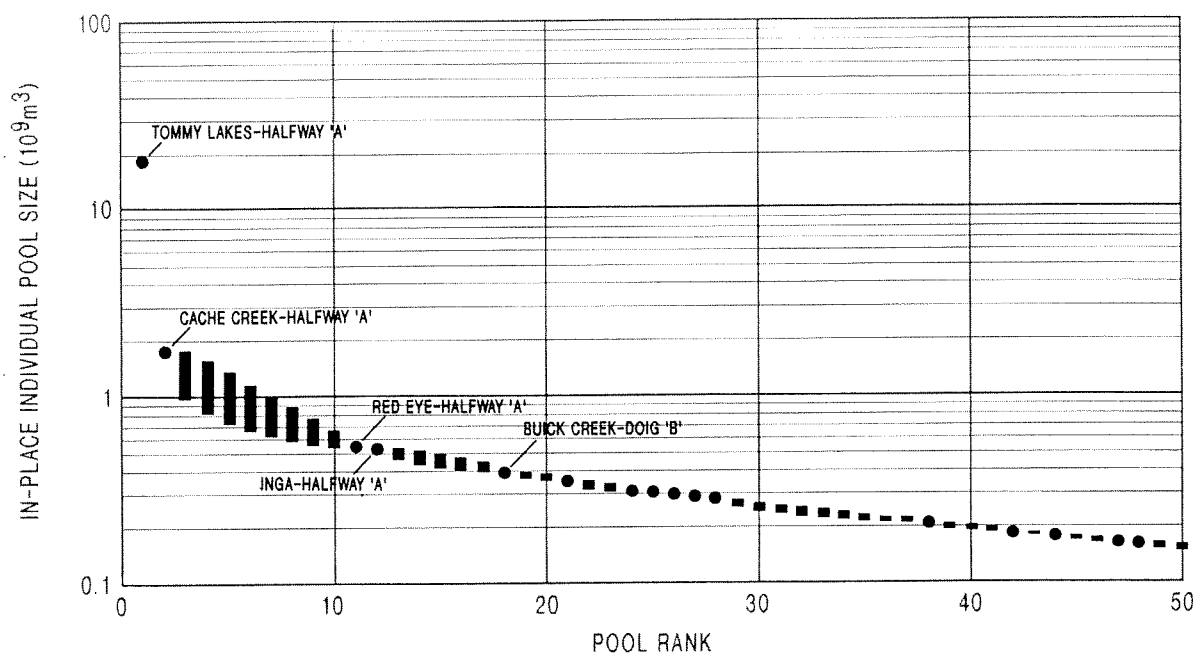
une stratification oblique, varient de stratifiés obliquement à massifs et sont à grain fin, argileux, cimentés avec des roches carbonatées et localement lumachelles (Armitage, 1962; Fulton, 1966; Aukes et Webb, 1986). Les grès de plate-forme continentale de Halfway sont à grain fin et mal triés, contiennent 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 de la roche réservoir est généralement plus faible dans cette zone gazéifère.

**Historique de l'exploration.** Le premier gisement de cette zone a été découvert à Buick Creek West en 1953. Le plus vaste gisement par le volume et l'étendue est

celui de Tommy Lakes (41 969 ha), découvert en 1960; ses réserves en place initiales s'élèvent à  $19\,247 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Depuis 1953, 26 gisements ont été découverts, représentant des réserves en place initiales totales de  $25\,915 \times 10^6 \text{ m}^3$ . L'intervalle productif net typique est de 7 m et la porosité, de 10 % (tableau 6).

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





**Figure 30.** Diagramme des dimensions 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 6.

**Tableau 6**

**Zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig – Tommy Lakes, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
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	AG	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	Other area, Halfway (D-42-C/94-H-6)	NA	110	80/03/22	4.3	259	1 246	0.90	0.17	0.22
76	Other area, 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
Total initial in-place volume (discovered)			25 915							
Total initial in-place volume (potential)			23 202							
Per cent play resource undiscovered			47							
Total pools discovered			27							
Total pool population			300							

\*Indicates numbers not given in data base

## Zones gazéifères dans la Formation de Charlie Lake

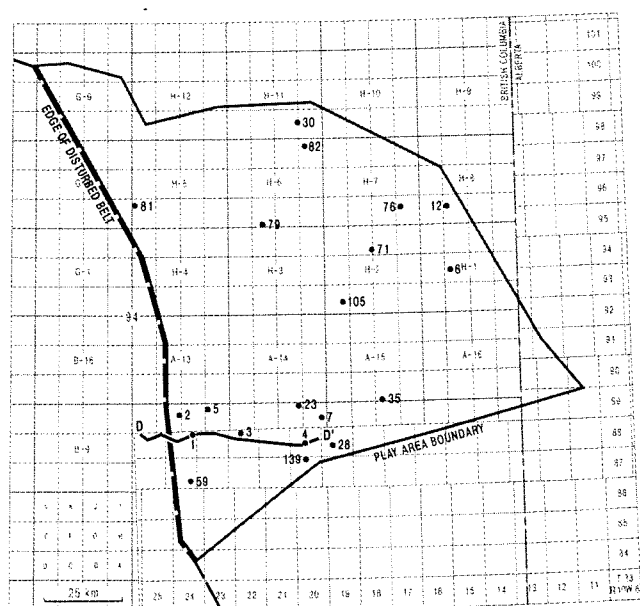
### 8. Roches clastiques de Charlie – Inga

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone inclut les gisements de gaz et les zones d'intérêt dans les grès de la Formation de Charlie. Les roches réservoirs occupent des pièges stratigraphiques qui comportent une surimpression d'influence structurale sous la forme de faible plis causés par le tectonisme laramien. La zone gazéifère est limitée au nord et à l'est par la bordure d'érosion de Charlie Lake, à l'ouest par la ceinture déformée et au sud par un changement de style structural par morcellement par failles sur l'arche de Peace River (fig. 31).

**Géologie.** Les roches réservoirs sont des grès littoraux et marins peu profonds déposés dans des milieux d'avant-plage, de sebkha et de sédimentation éolienne.

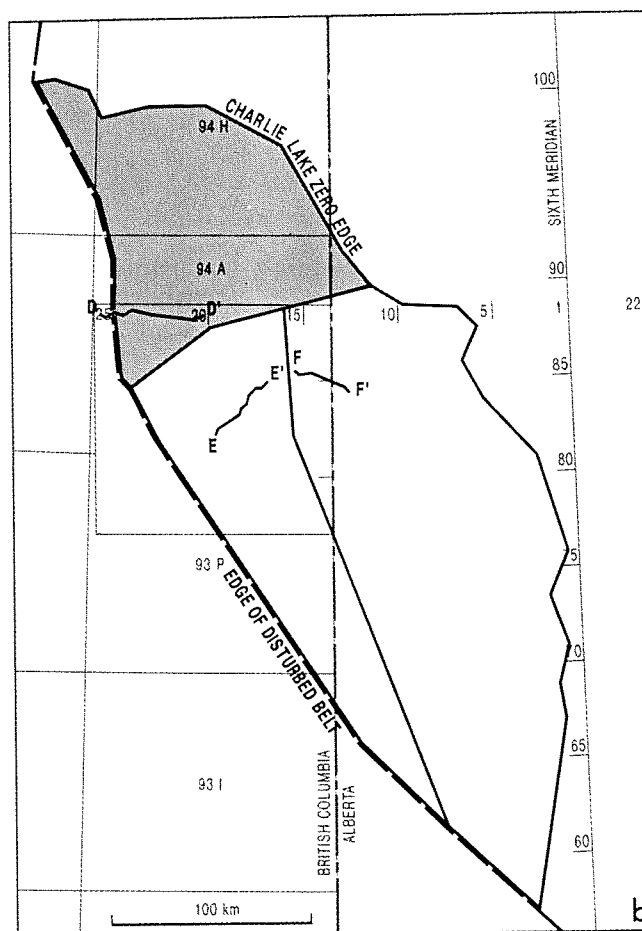
Les mécanismes de piégeage sont réalisés par biseaux à variation de faciès, par pièges hydrodynamiques et troncation d'érosion par la discordance post-triasique ou des discordances et des diastèmes intrasystème à plus petite échelle. La surimpression structurale laramienne, sous la forme de faibles plis, crée une fermeture, 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 à Inga par forage de puits dans une cible de la Formation de Debolt du Carbonifère sur une valeur sismique positive. 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 en place découvert dans cette zone gazéifère s'élève à  $6094 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 25 gisements. L'intervalle productif net typique est de 2 m et la porosité, de 12 % (tableau 7).

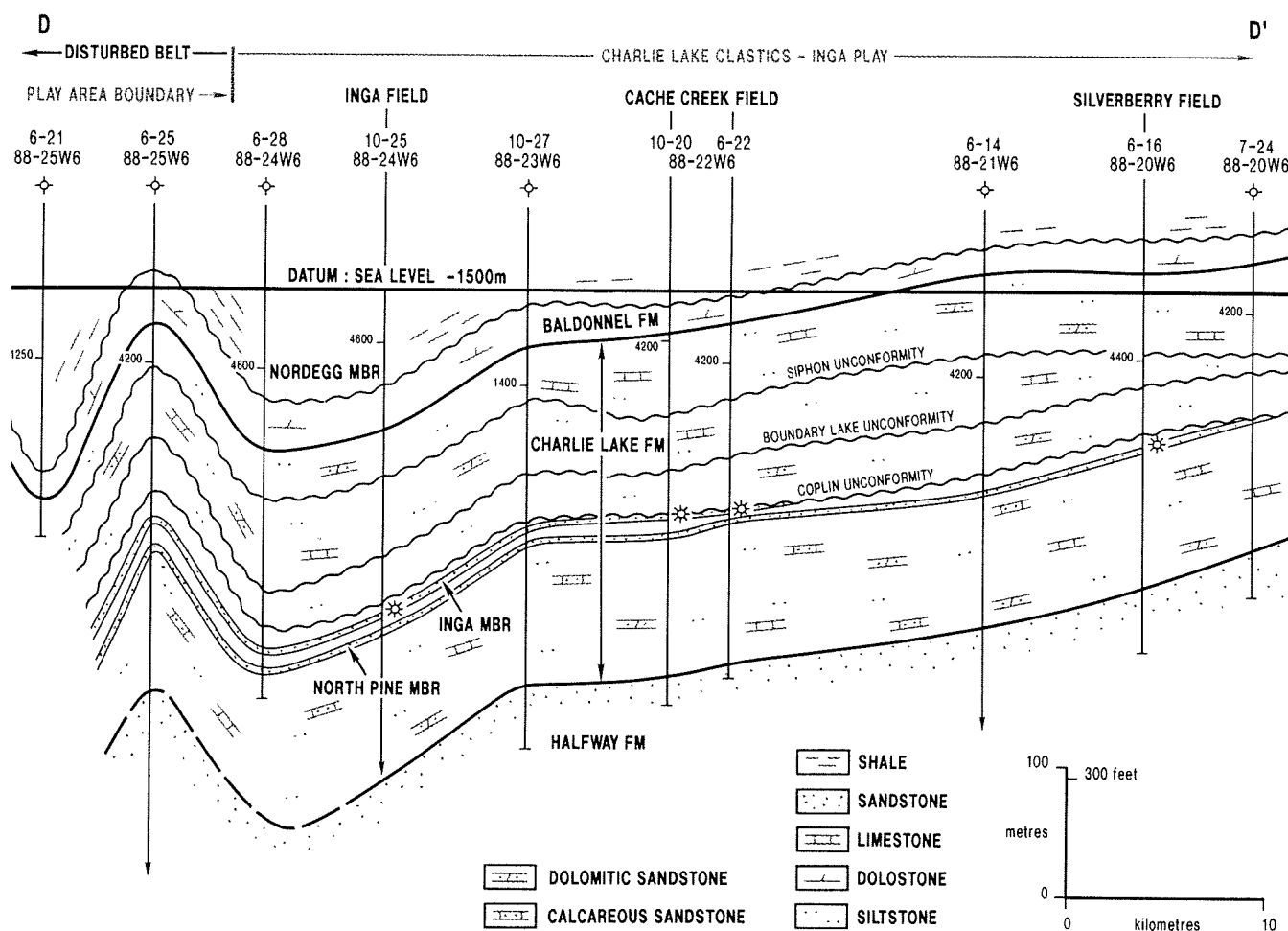


#### POOLS BY RANK

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 - BEATON RIVER FIRST GREEN MARKER
5 - CACHE CREEK COPLIN 'B'	76 - VELMA SIPHON
6 - DRAKE 'A' MARKER	79 - b-6-C/94-H-6 'A' MARKER
7 - BUICK CREEK NORTH PINE	81 - LAPRISE CREEK NANCY
12 - VELMA 'A' MARKER	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'



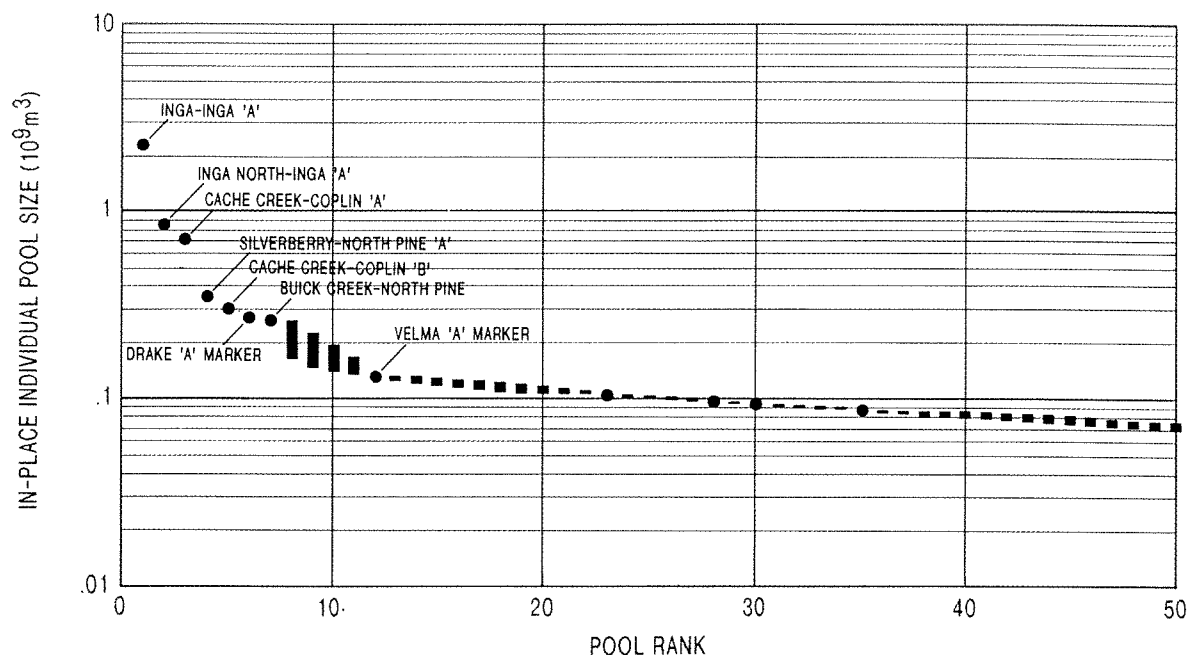
**Figure 31. a.** Carte de la zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake – Inga. L'emplacement des puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 7 pour les volumes de ces gisements. **b.** Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Charlie Lake.



**Figure 32.** Coupe structurale D-D' (fig. 31) traversant le champ d'Inga illustrant la division entre le style de piégeage structural dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée) et le style de piégeage stratigraphique dans les membres clastiques de North Pine et d'Inga. La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits additionnels le long du tracé de la coupe (voir fig. 31).

**Potentiel de la zone gazéifère.** Le potentiel prévu est un volume en place initial de  $8866 \times 10^6 \text{ m}^3$  qui sera contenu 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). Cette zone

est considérée plutôt bien explorée, et il est probable que des gisements plus petits seront découverts durant les forages d'exploration qui seront entrepris sur des cibles principales plus profondes.



**Figure 33.** Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches clastiques 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 7.

**Tableau 7**

**Zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake – Inga, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
1	Inga, Inga A	AG	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' Marker 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' Marker 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	Other area, Coplin (6-11-87-24W6)	NA	65	72/01/18	1.8	259	1 411	0.80	0.13	0.29
71	Beatton River, First Green Marker 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	Other area, 'A' Marker (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	Other area, Coplin (D-69-I/94-H-6)	NA	52	64/12/07	2.1	259	1 198	0.80	0.20	0.36
105	Other area, 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
Total initial in-place volume (discovered)			6 094							
Total initial in-place volume (potential)			8 866							
Per cent play resource undiscovered			59							
Total pools discovered			25							
Total pool population			200							

\*Indicates numbers not given in data base

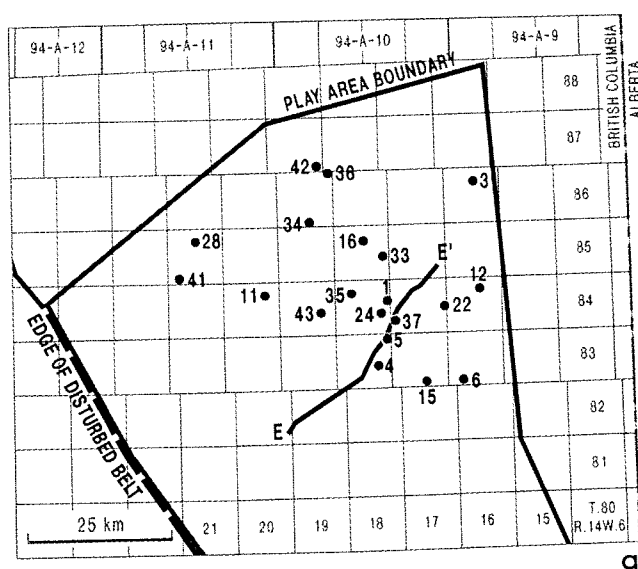
## 9. Roches clastiques de Charlie Lake (structure de Peace River) – Cecil

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone inclut les gisements de gaz et les zones d'intérêt dans les grès de la Formation de Charlie Lake. Les pièges se sont formés dans des biseaux stratigraphiques à variation de faciès semblables à ceux de la zone de Charlie Lake – Inga au nord, mais les roches réservoirs sont modifiées par un morcellement par failles associé à l'arche et à la baie de Peace River. La limite orientale de la zone gazéifère est définie par un changement lithologique en roches carbonatées dans la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (structure de Peace River) – Boundary Lake. À l'ouest et au sud, la zone gazéifère est limitée par la bande structurale des contreforts des Rocheuses (fig. 34).

**Géologie.** Les grès réservoirs se sont déposés dans des milieux éoliens, d'avant-plage et de littoral. Les mécanismes de piégeage sont liés, entre autres, à des

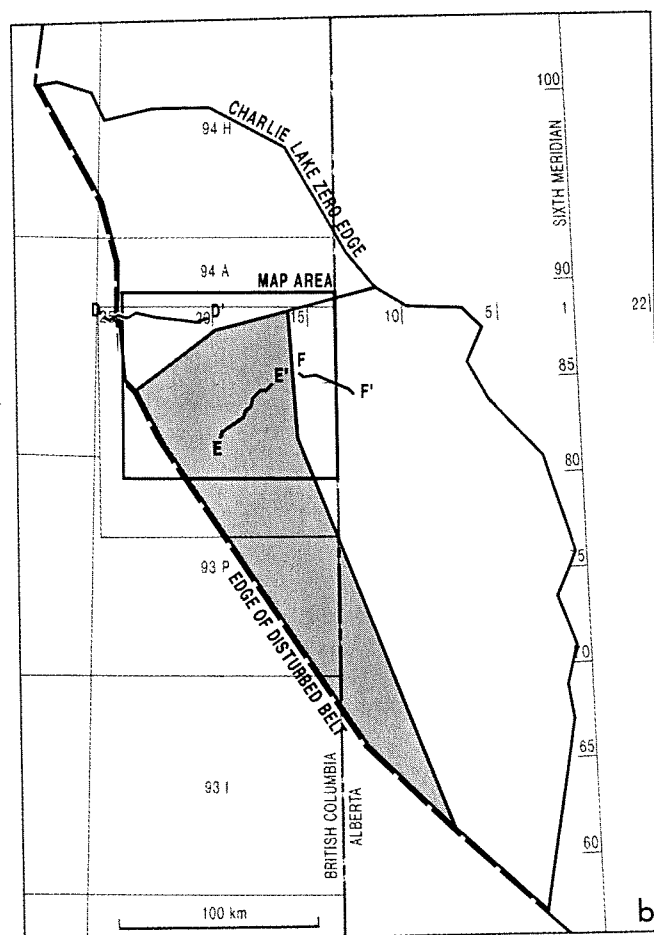
biseaux à variation de faciès, à des pièges diagénétiques, à des pièges hydrodynamiques, à une troncation d'érosion par la discordance post-triasique et ou à de plus petites discordances et diastèmes intra-formationnelles. Les influences structurales sont dues notamment à un moulage sur des horsts de l'arche de Peace River du Paléozoïque et à des pièges par failles perpendiculaires associés. Les roches barrières sont composées d'anhydrite, de dolomie évaporitique, de siltstone et de mudstone (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 cette date, la nature pétrolifère de cette zone, ainsi que la présence de cibles d'exploration superposées dans la région, ont favorisé une exploration continue. Le premier gisement de gaz important a été découvert en 1972 à Cecil Lake dans un membre de grès appelé le Membre de North Pine. Les récentes découvertes de pétrole dans des grès éoliens du Membre d'Artex au champ pétrolifère de

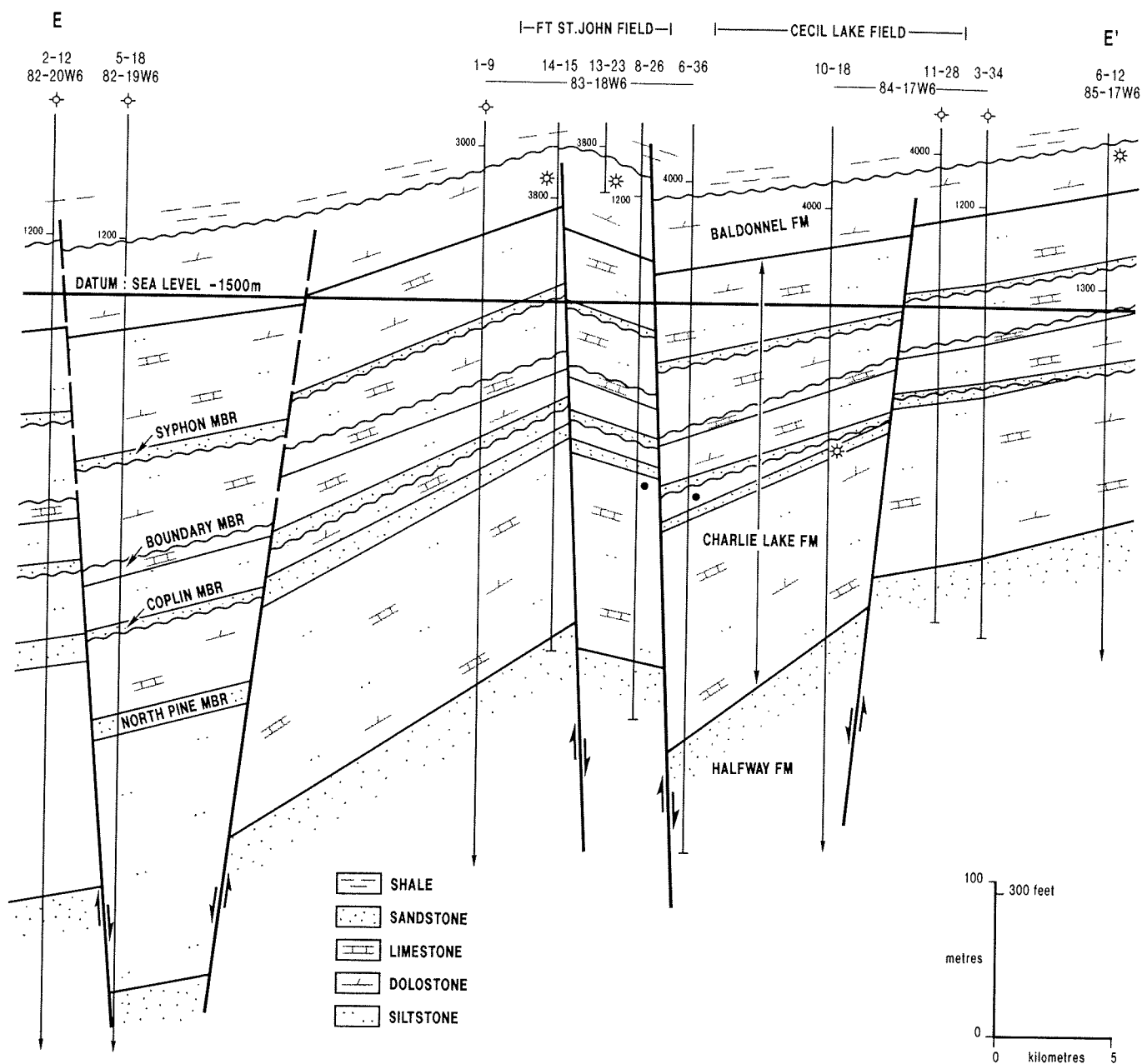


### POOLS BY RANK

- |   |                                   |
|---|-----------------------------------|
| 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 'A'        | 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 roches clastiques de Charlie Lake (structure de Peace River) – Cecil. L'emplacement des 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. **b.** Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres gazéifères de Charlie Lake.

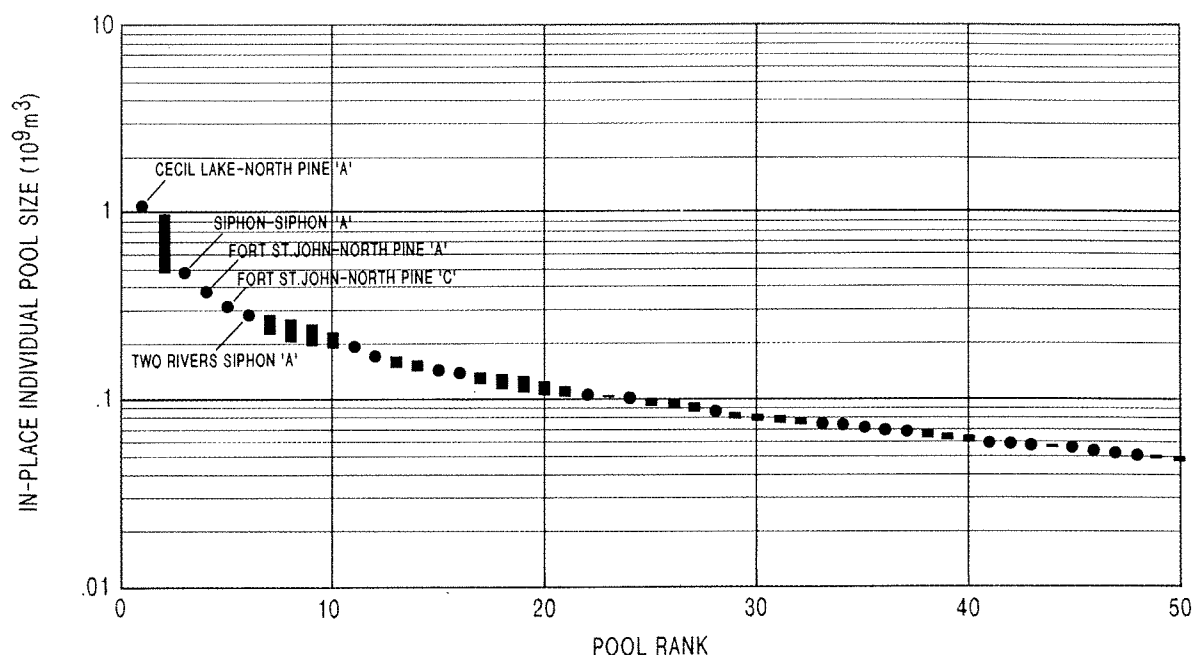


**Figure 35.** Coupe structurale E-E' (fig. 34) illustrant l'influence du morcellement par failles sur l'accumulation de gaz dans les membres clastiques de North Pine et de Coplin de la zone gazéifère de Charlie Lake - Cecil et de la zone gazéifère de Baldonnel (structure de Peace River - Fort St. John). La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits additionnels le long du tracé de la coupe (voir fig. 34).

Brassey ont souligné l'importance de l'analyse géologique détaillée dans la détermination des zones d'intérêt (Klein et Woofter, 1989; Higgs, 1990; Jackson, 1990). Le volume en place initial total de la zone gazéifère est de  $4259 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 39 gisements. L'intervalle productif net typique est de 3 m et la porosité, de 14 % (tableau 8).

**Potentiel de la zone gazéifère.** Le potentiel prévu de cette zone gazéifère est estimé à  $5915 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis

dans 236 gisements. Le plus grand gisement non découvert contiendrait  $700 \times 10^6 \text{ m}^3$ , mais la plupart des gisements non découverts contiendraient entre 60 et  $300 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Les gisements restants devraient être situés dans la partie méridionale de la zone gazéifère où la profondeur accrue et l'absence de cibles d'exploration multiples dans des horizons les autres zones se sont traduits par une densité limitée des puits de forage.



**Figure 36.** Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake (structure de l'arche de Peace River) – Cecil 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 8.

**Tableau 8**

**Zone gazéifère des roches clastiques de Charlie Lake (structure de Peace River) – Cecil, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rang	Champ/Gisement	Gaz (type)	Volume en place (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Découv. (date)	Interv. Productif. net(m)	Superf. (hect.)	Prof. (m)	F.R.	Por.	S.E.
1	Cecil Lake, North Pine A	AG	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	AG	369	52/05/19	2,3	746	1 330	0,50	0,14	0,24
5	Fort St. John, North Pine C	AG	307	78/05/05	1,4	266	1 400	0,50	0,13	0,17
6	Twin 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	AG	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	AG	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 en place initial total (découvert)			4 529							
Volume en place initial total (potentiel)			5 915							
Pourcentage des ressources non découvertes dans la zone gazéifère			57							
Gisements découverts, total			39							
Population totale des gisements			275							

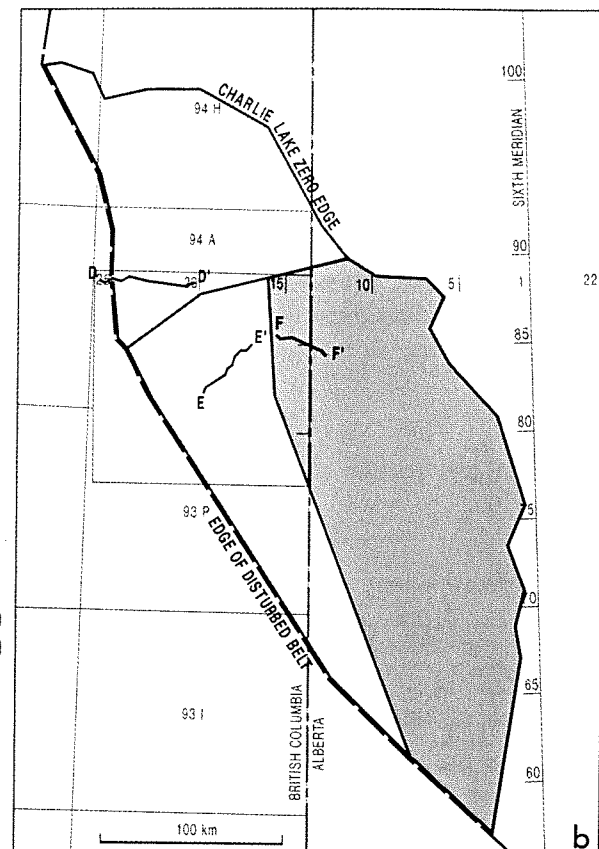
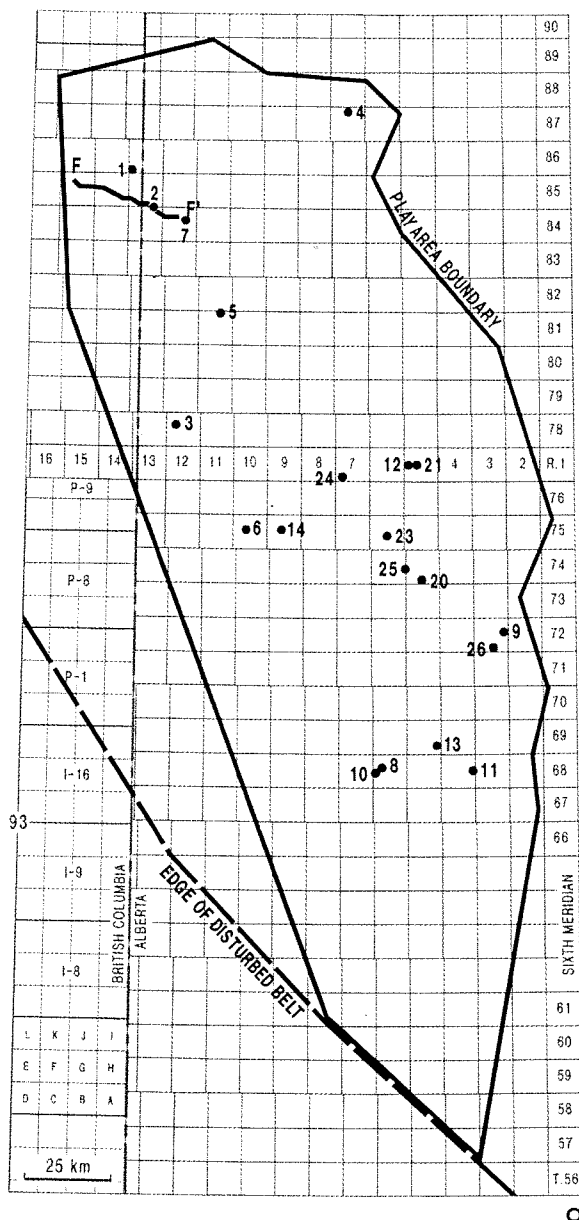
\*indique des valeurs non données dans la base de données

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

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone comprend les gisements de gaz et les zones d'intérêt dans les roches carbonatées de la Formation de Charlie Lake, dans des pièges mixtes stratigraphiques-structuraux et dans une zone qui a été modifiée par le morcellement par failles de l'arche et de la baie de Peace River. Les limites de la zone gazéifère sont définies à l'ouest par une zone de transition en lithofaciès gréseux, et à l'est, au nord et au sud, par la bordure d'érosion de la Formation de Charlie Lake (fig. 37).

**Géologie.** Les roches réservoirs de gaz sont situées dans plusieurs membres carbonatés de la Formation de Charlie Lake. Les pièges sont surtout de type stratigraphique, mais ils comportent une composante importante d'origine structurale sous la forme d'un moulage sur d'anciennes structures, de pièges par failles et d'un accroissement de la porosité à travers les fractures. Les pièges stratigraphiques sont notamment des biseaux à variation de faciès et des pièges liés à des troncations par érosion et des discordances.

Dans le gisement de Boundary Lake, les roches carbonatées du Membre de Boundary sont composées



### POOLS BY RANK

- |                                      |                                   |
|--------------------------------------|-----------------------------------|
| 1 - BOUNDARY LAKE BOUNDARY LAKE 'A'  | 11 - GOLD CREEK CHARLIE LAKE 'C'  |
| 2 - BOUNDARY LAKE SOUTH TRIASSIC '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 TRIASSIC 'A'         |
| 6 - VALHALLA BOUNDARY 'B'            | 21 - RYCROFT CHARLIE LAKE 'A'     |
| 7 - BOUNDARY LAKE SOUTH TRIASSIC 'H' | 23 - SADDLE HILLS TRIASSIC SYSTEM |
| 8 - ELMWORTH CHARLIE LAKE 'A'        | 24 - SADDLE HILLS CHARLIE LAKE    |
| 9 - MANIR CHARLIE LAKE 'A'           | 25 - WEBSTER TRIASSIC 'B'         |
| 10 - ELMWORTH CHARLIE LAKE 'D'       | 26 - MANIR CHARLIE LAKE           |

**Figure 37. a.** Carte de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (structure de Peace River) - Boundary Lake. 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. **b.** Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Charlie Lake.



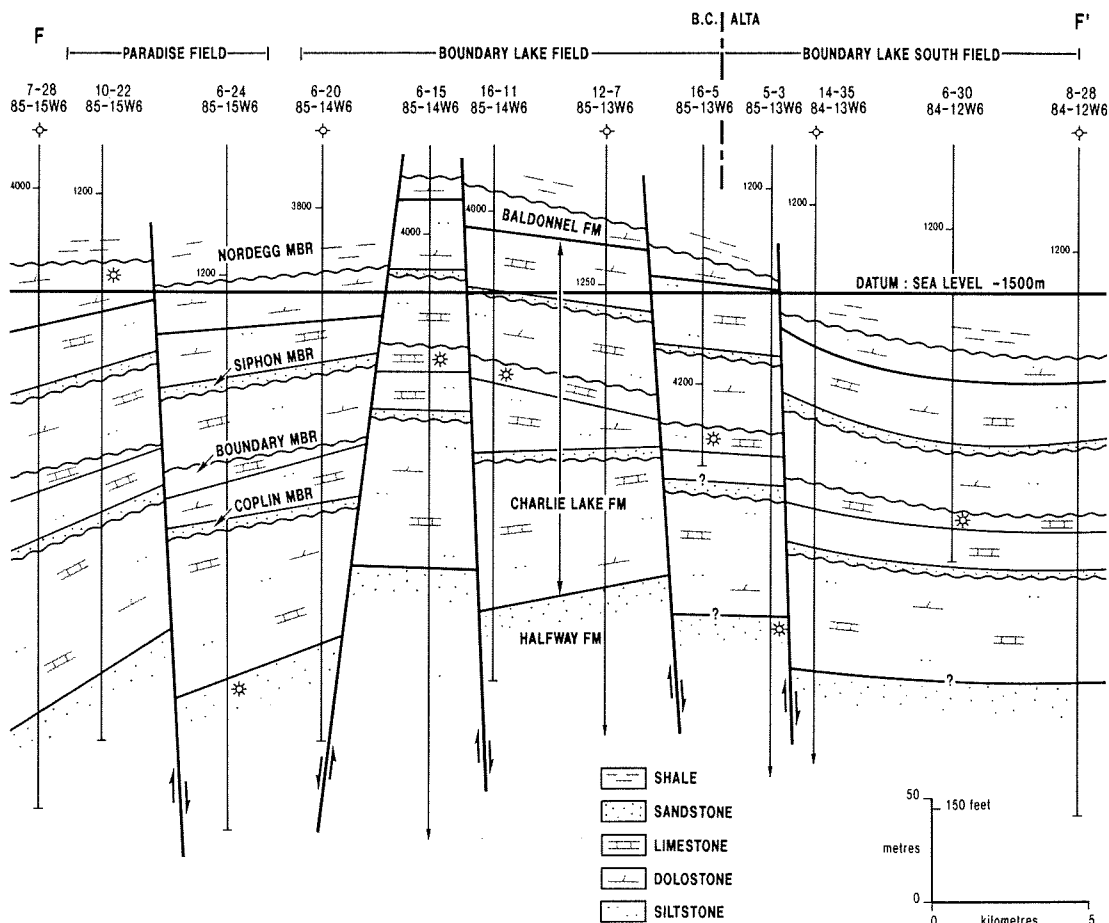
de calcaire ou de dolomie stromatolitique et bioclastique déposé sur un estran (Armitage, 1962; Roy, 1972; Emond, 1992). Le Membre de Boundary demeure un reste d'érosion dont les caractéristiques de la roche réservoir sont mises en valeur à la discordance post-Boundary. Le gisement de Boundary Lake est également recoupé par des failles normales à angle élevé (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 cette zone gazéifère étant donné que celle-ci 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 créant des avant-buttes d'érosion près de la bordure de la Formation de Charlie Lake. La

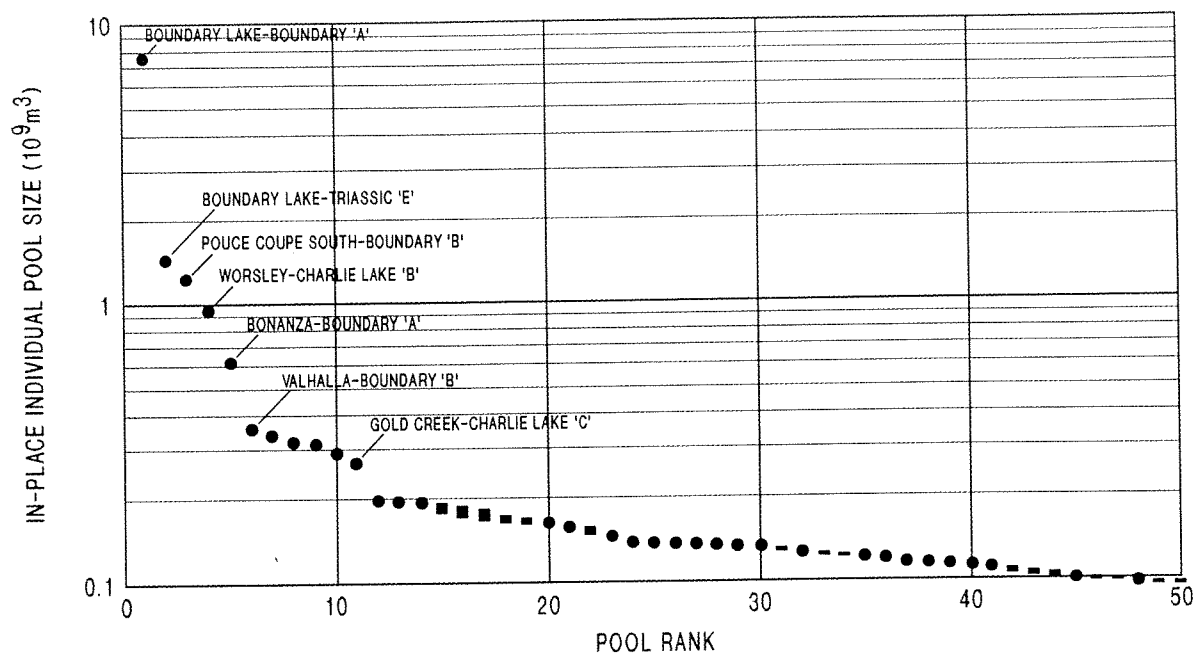
porosité s'est accrue par diagenèse associée à l'érosion pré-jurassique.

*Historique de l'exploration.* Le plus grand gisement dans cette zone se trouve à Boundary Lake, foré en 1954 et où ont été découverts  $7620 \times 10^6 \text{ m}^3$  de gaz en solution et de gaz associé. Depuis cette date, de nombreux autres gisements ont été découverts pendant le forage de zones d'intérêt de pétrole à cibles multiples. Le volume en place découvert à ce jour est de  $20\,123 \times 10^6 \text{ m}^3$  dans 120 gisements, la plupart contenant une forte proportion de gaz en solution. L'intervalle productif net typique est de 4 m et la porosité, de 15 % (tableau 9).

*Potentiel de la zone gazéifère.* Le potentiel prévu de cette zone est de  $9128 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 280 gisements (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 loger dans



**Figure 38.** Coupe structurale F-F' (fig. 37) illustrant l'influence du morcellement par failles sur l'accumulation de gaz dans le Membre de Boundary de la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (arche de Peace River) - Boundary Lake. La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits additionnels le long du tracé de la coupe (voir fig. 37).



**Figure 39.** Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère des roches carbonatées de Charlie Lake (structure de l'arche de Peace River) – Boundary Lake 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 9.

**Tableau 9**

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

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
1	Boundary Lake, Boundary Lake A	SG	7 620	54/10/29	*	*	1 287	*	*	*
2	Boundary Lake South, Triassic E	AG + SG	1 413	70/09/26	*	*	1 331	0.45	*	*
3	Pouce Coupe South, Boundary B	SG	1 226	81/12/02	*	*	1 863	0.39	*	*
4	Worsley, Charlie Lake B	AG + SG	946	75/10/29	*	*	1 961	0.65	*	*
5	Bonanza, Boundary A	AG + SG	613	83/07/31	*	*	1 389	0.26	*	*
6	Valhalla, Boundary B	SG	356	72/12/02	*	*	2 019	0.65	*	*
7	Boundary Lake South, Triassic H	SG	336	73/07/11	*	*	1 284	0.33	*	*
8	Elmworth, Charlie Lake A	SG	317	79/01/24	*	*	2 397	0.65	*	*
9	Manir, Charlie Lake A	AG	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	AG	268	84/06/20	5.0	400	2 177	0.75	0.10	0.30
12	Rycroft, Charlie Lake C	AG + SG	195	82/08/09	1.8	400	1 383	0.80	0.16	0.15
13	Gold Creek, Charlie Lake D	AG	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, Triassic A	NA	160	72/12/21	2.2	200	1 759	0.80	0.15	0.40
21	Rycroft, Charlie Lake A	SG	155	82/06/02	*	*	1 376	0.47	*	*
23	Saddle Hills, Tria Sys	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, Triassic 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
<b>Total initial in-place volume (discovered)</b>			<b>20 123</b>							
<b>Total initial in-place volume (potential)</b>			<b>9 128</b>							
<b>Per cent play resource undiscovered</b>			<b>31</b>							
<b>Total pools discovered</b>			<b>120</b>							
<b>Total pool population</b>			<b>400</b>							

\*Indicates numbers not given in data base

des gisements contenant moins de  $190 \times 10^6 \text{ m}^3$  étant donné la minceur et la discontinuité des roches réservoirs et la tendance pétrolifère de la zone gazéifère. Le potentiel le plus élevé se trouve dans les zones les moins densément explorées, au sud et au nord

de la population principale de gisements, en particulier au sud, vers Deep Basin. Il existe de roches réservoirs potentielles dans les avant-buttes discontinues à l'est de la bordure d'érosion et de sous-affleurement de la Formation de Charlie Lake.

## Zones gazifères de la Formation de Baldonnel

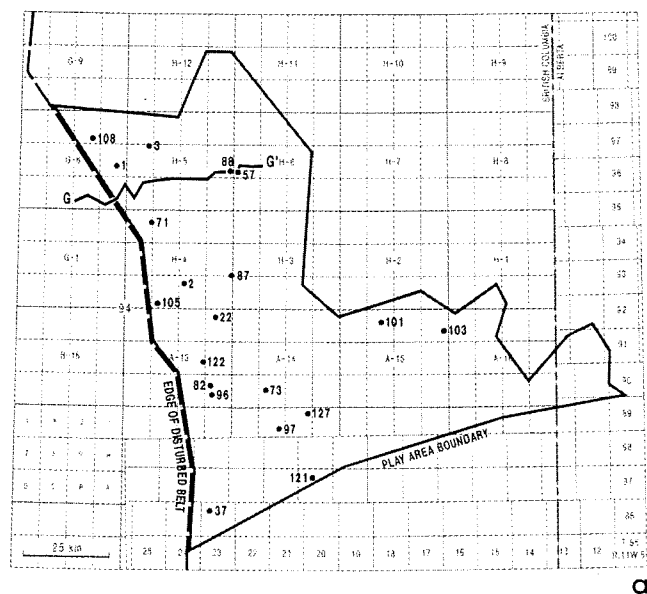
### 11. Sous-affleurement de Baldonnel – Laprise

**Définition de la zone gazifère.** Cette zone comprend les gisements de gaz et les zones d'intérêt contenus dans les pièges à variation de faciès surtout stratigraphiques, dotés d'une composante structurale, dans les formations de Baldonnel et de Pardonet. Les limites de la zone gazifère au nord et à l'est sont les bordures d'érosion de Baldonnel, au sud un changement d'influence structurale des pièges par moulage et par failles associés à l'arche et à la baie de Peace River et à l'ouest par une surimpression structurale due au plissement laramien (fig. 40).

**Géologie.** Les formations de Baldonnel et de Pardonet sont composées de sédiments de milieu marin ordinaire à restreint qui se sont d'abord accumulés sur une plate-forme continentale carbonatée faiblement

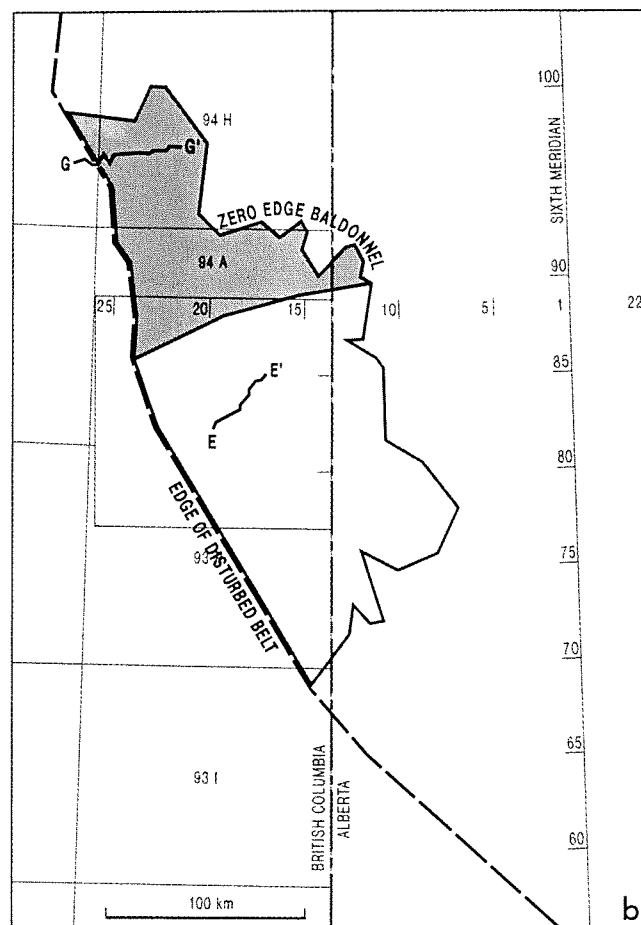
inclinée. Les roches réservoirs sont composées de calcarénites bioclastiques dolomitisées (Bever et McIlreath, 1984; Bever 1990). La qualité des roches réservoirs varie considérablement en raison du jeu complexe des variations de faciès stratigraphiques, de la diagenèse et des effets structuraux. À Laprise Creek et à East Laprise Creek, les roches réservoirs les mieux développées se trouvent dans des lumachelles qui ont été altérées par la dissolution des débris bioclastiques contribuant à une porosité vacuolaire.

Le lessivage, à la surface ou près de la surface de discordance, est un élément important de la formation de la roche réservoir. Les restes d'érosion des unités poreuses préservées sur les hauteurs paléotopographiques indiquent l'emplacement des hydrocarbures. Les roches barrières se sont formées en recouvrant des roches carbonatées non perméables et des shales de Membre de Nordegg du Jurassique, ou par remplissage d'unités non poreuses où la



#### POOLS BY RANK

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-66-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'



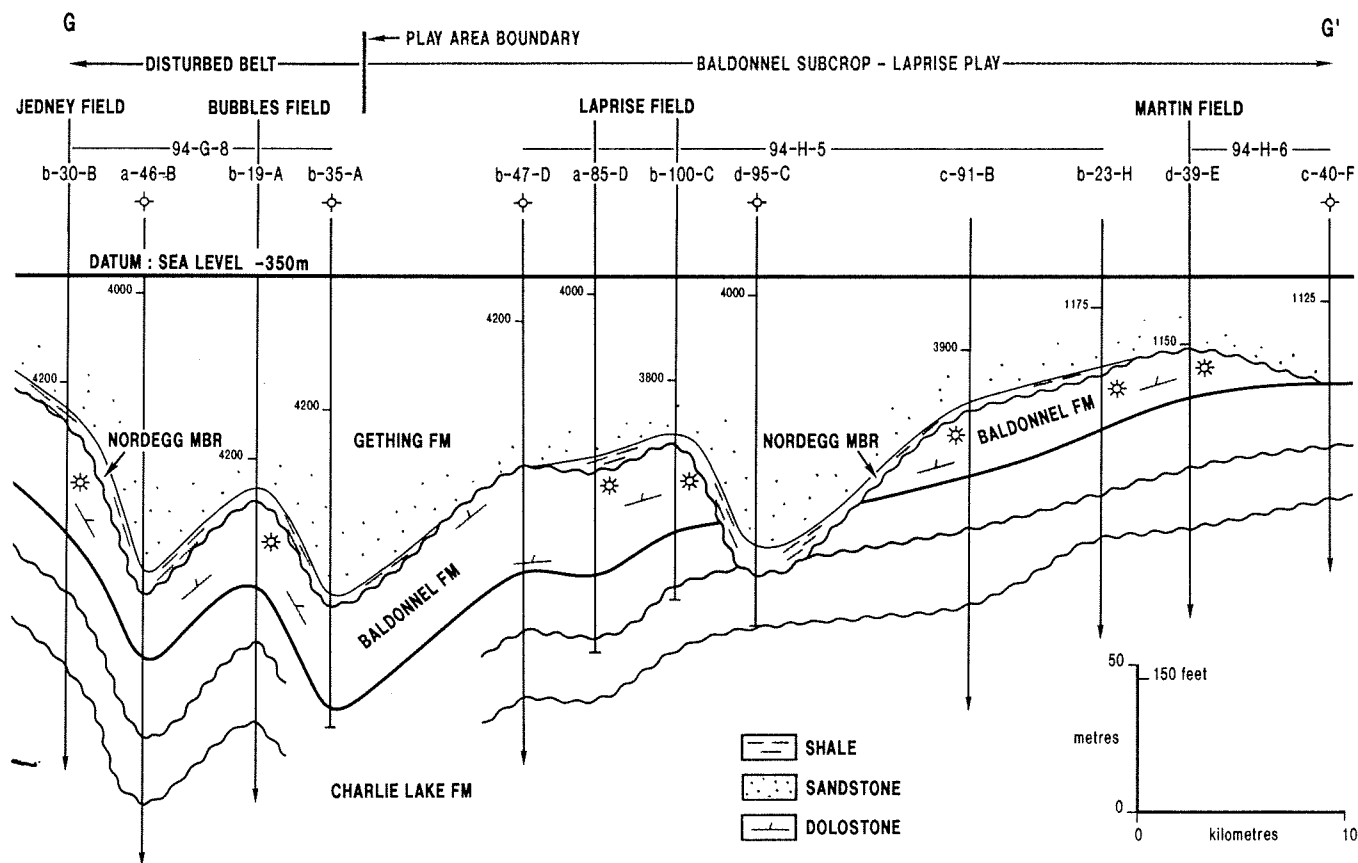
**Figure 40. a.** Carte de la zone gazifère du sous-affleurement de Baldonnel – Laprise. L'emplacement des puits de découverte des 20 gisements les plus vastes et leur rang respectif sont indiqués. Se reporter au tableau 10 pour les volumes de ces gisements. **b.** Emplacement de cette zone gazifère par rapport aux autres gazifères de Baldonnel.

discordance sub-crétacée découpe profondément la Formation de Baldonnel (fig. 41; Fitzgerald et Peterson, 1967).

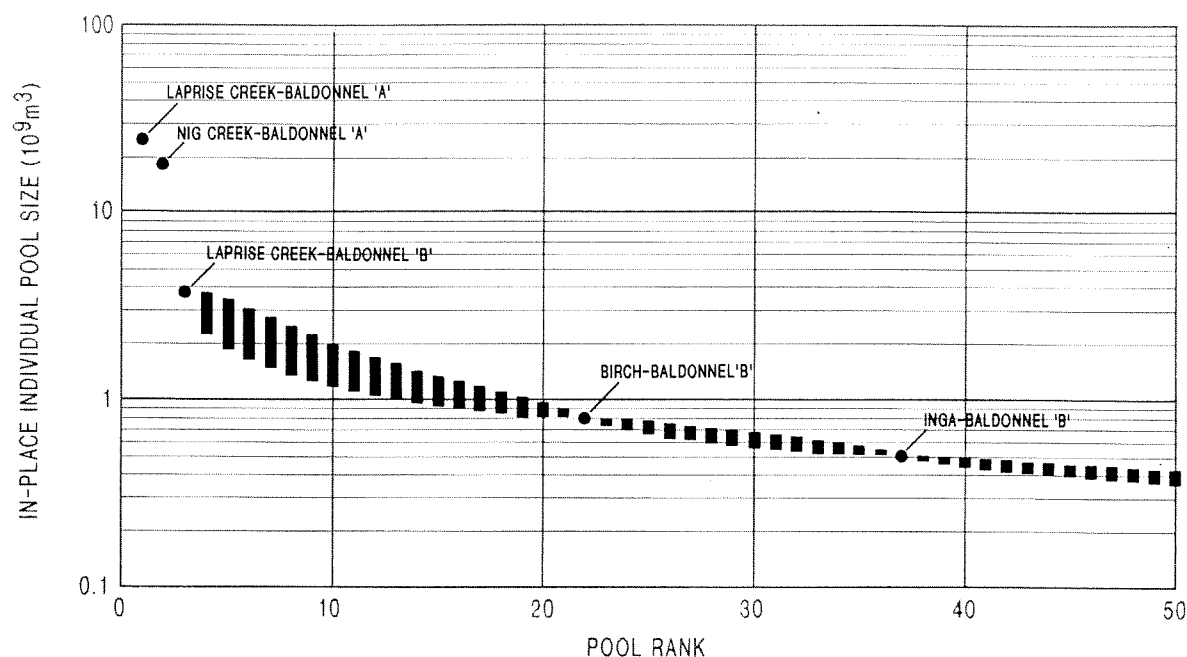
**Historique de l'exploration.** Les deux plus grands gisements de la zone gazéifère, Nig et Laprise, ont été les premiers découverts en 1953 et 1957, respectivement. Ces deux gisements ont d'abord été forés à partir d'anomalies structurales, mais les forages subséquents ont confirmé des contrôles stratigraphiques importants. Par exemple, le gisement d'East Laprise a été découvert en 1978 par suite d'une cartographie sismique détaillée qui a permis de déterminer correctement qu'il s'agissait d'une avant-butte d'érosion (Bever, 1990). Plusieurs autres découvertes ont été faites à la fin des années 70 et au

début des années 80, après la pose de pipelines dans cette région. La découverte la plus récente est celle de Fireweed en 1989, qui a porté le volume en place total à  $52\,614 \times 10^6 \text{ m}^3$  dans 31 gisements. L'intervalle productif net typique est de 10 m, et la porosité, de 10 % (tableau 10).

**Potentiel de la zone gazéifère.** Le potentiel prévu de cette zone est un volume en place initial de  $66\,610 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 469 gisements (fig. 42). Des gisements plus petits ont été découverts le long de la bordure d'érosion où pourraient se trouver des avant-buttes. La cartographie détaillée de la surface d'érosion triasique pourrait permettre de localiser d'autres zones d'intérêt.



**Figure 41.** Coupe structurale G-G' (fig. 40) illustrant la distinction entre le style de piégeage structural dans l'avant-pays des Rocheuses (zone déformée) et le style de piégeage par sous-affleurement dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise. La corrélation entre les puits est établie en utilisant des puits additionnels le long du tracé de la coupe (voir fig. 40).



**Figure 42.** Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du sous-affleurement 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 10.

**Tableau 10**

**Zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel – Laprise, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
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	Other area, 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	Other area, Baldonnel (D-33-K/94-A-11)	NA	179	85/10/29	11.3	259	1 144	0.80	0.10	0.41
101	Other area, 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
Total initial in-place volume (discovered))			52 614							
Total initial in-place volume (potential)			66 610							
Per cent play resource undiscovered			56							
Total pools discovered			31							
Total pool population			500							

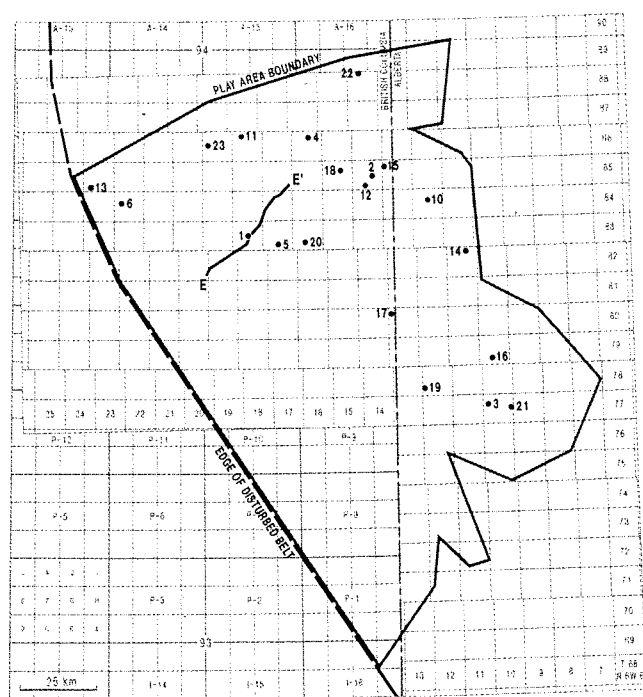
\*Indicates numbers not given in data base

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

**Définition de la zone gazéifère.** Cette zone englobe les gisements de gaz et les zones d'intérêt dans les pièges principalement stratigraphiques des formations de Baldonnel et de Pardonet. Cette zone est semblable à celle du sous-affleurement de Baldonnel – Laprise, située au nord, sauf que le moulage des roches réservoirs de la Formation de Baldonnel au-dessus des structures de l'arche et de la baie de Peace River en constituent le mécanisme de piégeage principal. La limite nord de cette zone est marquée par un changement dû à une influence structurale laramienne, tandis qu'à l'est et au sud, la zone est limitée par la bordure d'érosion de Baldonnel. La bordure ouest de la zone est définie par une transformation en zones

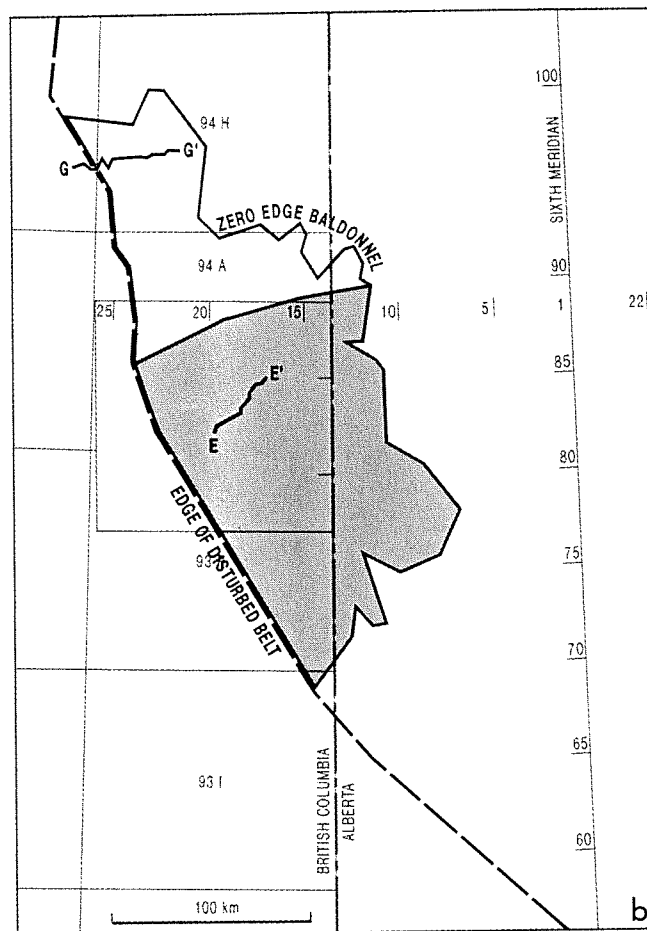
gazéifères principalement structurales dans la bande des contreforts (fig. 43).

**Géologie.** Les formations de Baldonnel et de Pardonet sont composées de roches carbonatées et de siltstones de milieu marin restreint déposés sur une vaste plate-forme continentale. La proximité de la discordance pré-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 a également formé des hauteurs paléotopographiques isolées qui sont favorables à la localisation des hydrocarbures. Ces hauteurs se sont formées par moulage et compaction différentielle sur des blocs faillés dans l'arche et la baie de Peace River. Les failles et les fractures associées à la formation de failles normales peuvent contribuer à



### POOLS BY RANK

- |   |                                  |
|---|----------------------------------|
| 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 du sous-affleurement de Baldonnel (structure de Peace River) – Fort St. John indiquant les 50 premiers gisements en importance (découverts et non découverts). 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.** Emplacement de cette zone gazéifère par rapport aux autres zones gazéifères de Baldonnel.

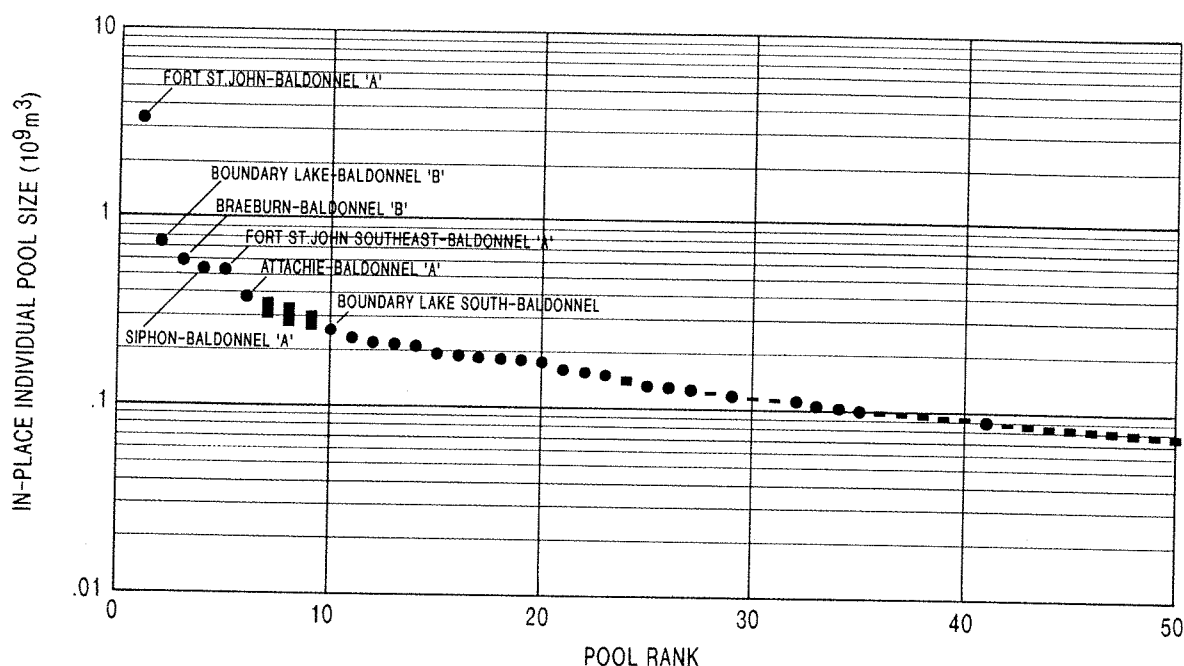
accroître la perméabilité et créer des conduits pour la circulation des fluides de dolomitisation et des hydrocarbures (fig. 35). Les roches barrières sont constituées des shales du groupe de Fernie et du Membre de Nordegg du Jurassique ainsi que de roches carbonatées non poreuses présentes dans les formations de Baldonnel et de Pardonnet.

*Historique de l'exploration.* Dans cette zone gazéifère, les premiers gisements de gaz ont été découverts en 1952 à Fort St. John Baldonnel A et B. Le gisement Fort St. John Baldonnel A est le plus vaste, contenant un volume en place initial de  $3415 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Avant 1960, les quatre gisements suivants par le volume ont été découverts à Boundary Lake, Braeburn, Siphon et Fort St. John Southeast. La découverte significative la plus récente a été faite à Balsam à la fin de 1987; les réserves s'élèvent à  $210 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Cette zone gazéifère contient un volume en place initial total de  $10\,502 \times$

$10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 42 gisements. L'intervalle productif net est de 6 m et la porosité, de 15 % (tableau 11).

*Potentiel de la zone gazéifère.* Le potentiel prévu de la zone gazéifère est de  $8336 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 438 gisements. Le gisement le plus vaste aurait déjà été découvert (fig. 44) et, si l'on se base sur cette hypothèse, la majorité des autres gisements à découvrir contiendraient moins de  $100 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Il est probable que de nombreux gisements plus petits seront découverts le long de la bordure d'érosion 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 des dimensions des gisements selon leur rang dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel (structure de Peace River) – Fort St. John 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, et pour les paramètres des gisements, au tableau 11.

**Tableau 11**

**Zone gazéifère de Baldonnel (structure de Peace River) – Fort St. John, paramètres des roches réservoirs et résultats d'évaluation**

Rank	Field/Pool	Gas type	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Disc. date	Net pay (m)	Area (hect.)	Depth (m)	R.F.	Por.	S.W.
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	Other area, 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
Total initial in-place volume (discovered)			10 502							
Total initial in-place volume (potential)			8 336							
Per cent play resource undiscovered			44							
Total pools discovered			42							
Total pool population			480							

\*Indicates numbers not given in data base

## RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES BIEN EXPLORÉES

Les volumes de gaz découverts ainsi que les volumes de gaz selon le potentiel prévu dans les 10 zones gazéifères bien explorées sont énumérés au tableau 12. Le volume total des 10 zones bien explorées s'élève à  $264\,694 \times 10^6 \text{ m}^3$  de gaz en place initial découvert auxquels s'ajoutent  $272\,124 \times 10^6 \text{ m}^3$  en potentiel prévu. Le potentiel probable total des zones bien explorées est de  $522\,647 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui constitue une valeur plus incertaine, basée sur la probabilité conditionnelle de la ressource découverte totale.

## ANALYSE DES ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES

### Estimation du potentiel des zones gazéifères possibles

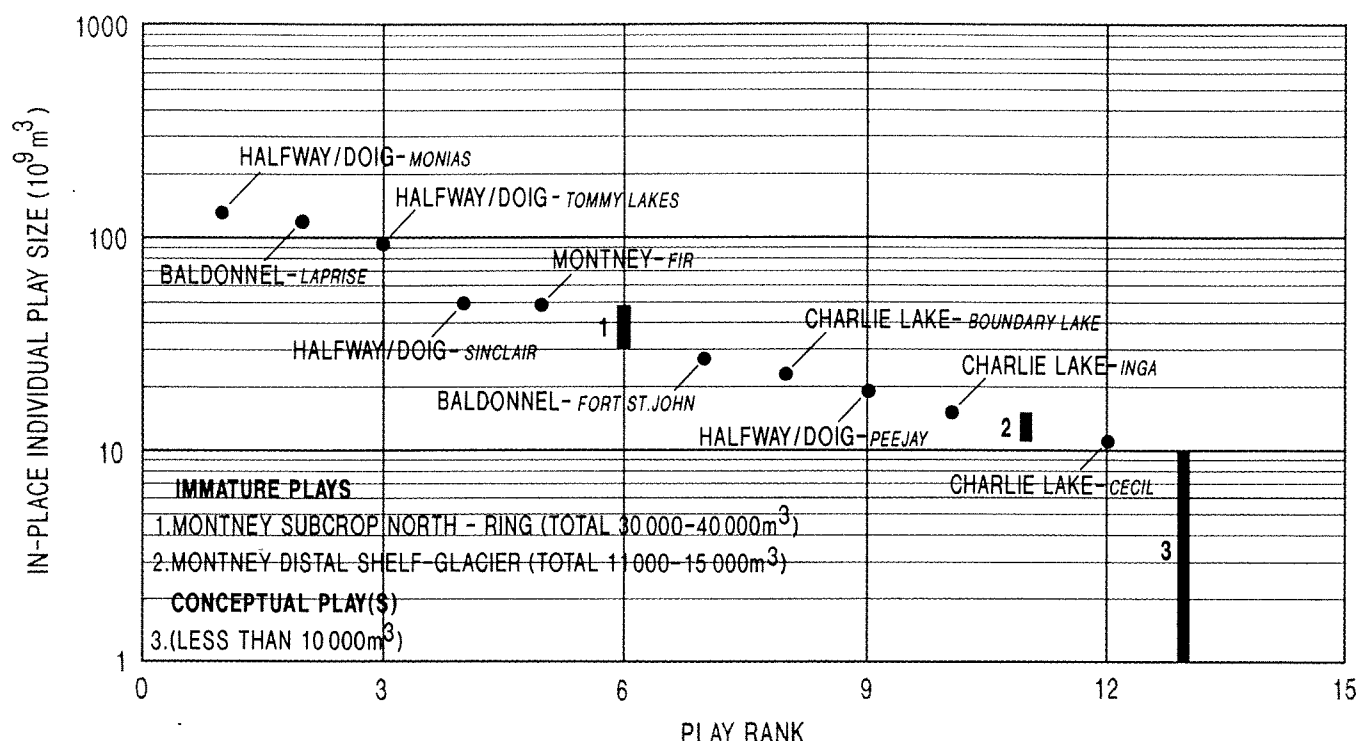
Les zones gazéifères possibles sont les zones dans lesquelles aucune découverte n'a encore été faite et aucune réserve n'a été prouvée, mais où l'analyse géologique indique des possibilités. Pour évaluer les zones possibles triasiques, on a produit un diagramme de la séquence de découverte des 10 zones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

représentant la somme des volumes en place découverts et des volumes du potentiel prévu (fig. 6). La date de découverte de chaque zone gazéifère bien explorée est la date de découverte du premier gisement dans cette zone. Un diagramme de la dimension des zones gazéifères bien explorées en fonction de leur rang a été produit de la même façon que le diagramme de la dimension des gisements en fonction de leur rang dans les zones gazéifères bien explorées. Le potentiel et l'intervalle des dimensions des zones sommairement explorées et possibles ont été évalués par le modèle du processus de découverte non paramétrique en utilisant les 10 zones bien explorées comme base de données (fig. 45). Les barres rectangulaires tracées sur cette figure représentent l'intervalle en potentiel de 2 zones sommairement explorées et d'au moins 1 zone possible. Les 2 barres, sur la gauche, correspondent à l'intervalle estimé du volume découvert et du volume potentiel des zones sommairement explorées, tandis que la troisième barre, 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 et 2 sommairement explorées (plate-forme continentale de Montney - Glacier et sous-affleurement nord de Montney - Ring), et au moins une zone possible. Cette zone gazéifère possible ou groupe de zones pourraient

Tableau 12  
Toutes les zones gazéifères triasiques, résultats d'évaluation

Play Name	Discovered	Expected	No. of pools
	In-place volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Discovered/Total
	[TCF]		
Mature Plays			
Montney Subcrop South – Fir	25 876	23 258	73/500
Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) – Sinclair	66 600	27 036	143/360
Halfway/Doig Shore Zone – Peejay Milligan	12 731	10 839	63/400
Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) – Monias	39 710	88 934	51/500
Halfway/Doig Shelf – Tommy Lakes	25 915	23 202	27/300
Charlie Lake Clastics – Inga	6 094	8 866	25/200
Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) – Cecil	4 529	5 915	39/275
Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) – Boundary Lake	20 123	9 128	120/400
Baldonnel Subcrop – Laprise	52 614	66 610	31/500
Baldonnel (Peace River Structure) – Fort St. John	10 502	8 336	42/480
Subtotal	[9.4] 264 694	[9.6] 272 124	614/3915
Immature Plays			
Montney Subcrop North – Ring	22 993	15 971	
Montney Distal Shelf – Glacier	713	12 191	
Conceptual play(s)	NIL	5 615	
Subtotal	[0.8] 23 706	[1.2] 33 777	
Grand Total	[10.2] 288 400	[10.8] 305 901	



**Figure 45.** Diagramme des dimensions des gisements selon leur rang dans les 10 zones gazéifères triasiques bien explorées. Les points indiquent les ressources totales (découvertes et non découvertes) des zones bien explorées; les barres représentent l'intervalle de ressources totales dans les zones sommairement explorées et possibles.

représenter une ou plusieurs zones gazéifères, mais on suppose qu'une zone possible atteindra en volume près du total des plus petites zones possibles 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 gazéifères contenant le volume additionnel indiqué. L'idée, selon un raisonnement statistique, qu'il peut exister au moins une nouvelle zone gazéifère est raisonnable étant donné l'histoire relativement longue de l'exploration et la répartition limitée dans l'espace des sédiments triasiques dans les plaines Intérieures. Un autre facteur indiquant que les zones gazéifères possibles additionnelles ne devraient pas être nombreuses est que la définition des zones bien explorées sont suffisamment globales pour inclure la plupart des concepts géologiques liés à la présence d'hydrocarbures. Si l'on suppose que le volume estimé contenu dans la zone possible est réaliste, plusieurs types de zones gazéifères pourraient donner un volume additionnel de gaz.

Dans la partie occidentale de la région, les roches silico-clastiques et carbonatées affleurantes à faciès de plate-forme continentale distale à talus continental de la Formation de Ludington (voir figl 11) sont accompagnées de complexes de chenal sous-marin lumachelliques mesurant jusqu'à 167 m d'épaisseur (Gibson, 1993b) qui pourraient constituer les unités réservoirs souterraines à l'est. Les lumachelles liées à des coulées de débris pourraient être situées près de ruptures de talus continental et pourraient être liées à un morcellement par failles synsédimentaires localisé. À la limite sud des couches triasiques, près de la zone déformée des contreforts, il pourrait exister des pièges stratigraphiques dans un faciès poreux du Membre de Vega Siltstone de la Formation de Sulphur Mountain (Gibson, 1974). Étant donné qu'il s'agit de la roche réservoir du gisement de Basing dans les contreforts (Osadetz et al., comm. pers.), cette unité pourrait former des pièges dans le sous-sol de la région des plaines.

Il pourrait exister une autre zone possible dans les zones où repose 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 un effondrement contribuant à la

formation de géométries de moulage ou des 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 qu'il existe du sel de North Pine.

## RÉSULTATS RELATIFS AUX ZONES GAZÉIFÈRES POSSIBLES ET SOMMAIREMENT EXPLORÉES

La somme de trois moyennes des barres de la figure 45 correspond au potentiel prévu des zones gazéifères possibles et sommairement explorées ( $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$ ). Dans la zone du sous-affleurement nord de Montney - Ring, une probabilité de 0,9 attribuée 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. Cette forte concentration dans un gisement indique que les ressources de la zone sont surestimées, ou que la définition de la zone gazéifère est trop restreinte à 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'intervalle du potentiel à une 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 donne  $12\,191 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Cette valeur est raisonnable compte tenu du manque de puits et de la dimension de la zone gazéifère.

L'intervalle estimé pour le volume des zones possibles se situe sous  $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ , indiquant que le volume de la zone possible sera combinée au volume prévu dans les deux zones sommairement explorées pour totaliser  $33\,777 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Selon ce chiffre, la valeur prévue de la zone (ou zones) gazéifère(s) possible(s) s'élève à  $5615 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

## 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, en utilisant la dimension et la séquence de découverte de chaque gisement et zone gazéifère au sein d'une population géologique naturelle de gisements et de zones gazéifères. 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 également permis de faire correspondre les zones sommairement explorées et de concevoir au moins une zone gazéifère additionnelle. Cette différence est importante lorsqu'on compare les volumes de gaz potentiels des zones sommairement explorées et possibles (tableau 12). Tous les chiffres indiqués représentent le volume de gaz dans le sol quelle que soit son exploitabilité économique.

## Zones bien explorées : discussion

Les zones gazéifères bien explorées sont classées par ordre du volume en place découvert, du volume prévu, du pourcentage non découvert et de la dimension du gisement non découvert le plus vaste (tableaux 13 à 16). Les comparaisons font ressortir des tendances qui peuvent servir à planifier les stratégies d'exploration. La zone gazéifère contenant le plus vaste gisement découvert est celle des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair du fait que cette zone gazéifère a été bien explorée sur une grande étendue, principalement pour découvrir du pétrole. Les volumes importants contenus dans la zone gazéifère du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise reflètent probablement sa nature à tendance gazéifère étant donné que le gaz est présent dans de vastes gisements. Ces vastes gisements sont le résultat d'une surimpression structurale (sous la forme d'un plissement peu marqué) de pièges stratigraphiques, donnant naissance à une fermeture structurale de grande étendue. La zone gazéifère de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias indique des volumes découverts relativement importants à cause également d'une surimpression structurale et de sa tendance gazéifère. La nature à tendance pétrolifère de certains types de zone a également pour effet de faire descendre le rang de leurs réserves et de leur potentiel de gaz (par ex. Charlie Lake - Boundary et Halfway/Doig - Peejay, Milligan).

Lorsqu'on classe les zones gazéifères bien explorées selon le 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 étant donné qu'une vaste étendue n'a pas encore été forée et que, par conséquent, elle est comparativement peu explorée (69 % de ses ressources totales étant non découvertes). La zone gazéifère du sous-affleurement Baldonnel - Laprise occupe le deuxième rang de ce

Tableau 13

Les zones gazéifères triasiques bien explorées – par order décroissant du volume découvert (gaz initial en place)

Play Name	Discovered volume	Expected potential
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) – Sinclair	66 600	27 036
Baldonnel Subcrop – Laprise	52 614	66 610
Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) – Monias	39 710	88 934
Halfway/Doig Shelf – Tommy Lakes	25 915	23 202
Montney Subcrop – South Fir	25 876	23 258
Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) – Boundary Lake	20 123	9 128
Halfway/Doig Shore Zone – Peejay Milligan	12 731	10 839
Baldonnel (Peace River Structure) – Fort St. John	10 502	8 336
Charlie Lake Clastics – Inga	6 094	8 866
Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) – Cecil	4 529	5 915
<b>Total</b>	<b>264 694</b> <b>(9.4 TCF)</b>	<b>272 124</b> <b>(9.6 TCF)</b>

Tableau 14

Les zones gazéifères triasiques bien explorées – par order décroissant du volume prévu (gaz initial en place)

Play Name	Discovered volume	Expected potential
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) – Monias	39 710	88 934
Baldonnel Subcrop – Laprise	52 614	66 610
Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) – Sinclair	66 600	27 036
Montney Subcrop – South Fir	25 876	23 258
Halfway/Doig Shelf – Tommy Lakes	25 915	23 202
Halfway/Doig Shore Zone – Peejay Milligan	12 731	10 839
Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) – Boundary Lake	20 123	9 128
Charlie Lake Clastics – Inga	6 094	8 866
Baldonnel (Peace River Structure) – Fort St. John	10 502	8 336
Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) – Cecil	4 529	5 915
<b>Total</b>	<b>264 694</b> <b>(9.4 TCF)</b>	<b>272 124</b> <b>(9.6 TCF)</b>

Tableau 15

Les zones gazéifères triasiques bien explorées – par ordre décroissant du volume non découvert exprimé en pourcentage

Play Name	Discovered volume	Expected potential	% of play undiscovered
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		
Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) – Monias	39 710	88 934	69
Charlie Lake Clastics – Inga	6 094	8 866	59
Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) – Cecil	4 529	5 915	57
Baldonnel Subcrop – Laprise	52 614	66 610	56
Montney Subcrop South – Fir	25 876	23 258	47
Halfway/Doig Shelf – Tommy Lakes	25 915	23 202	47
Halfway/Doig Shore Zone – Peejay Milligan	12 731	10 839	46
Baldonnel (Peace River Structure) – Fort St. John	10 502	8 336	44
Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) – Boundary Lake	20 123	9 128	31
Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) – Sinclair	66 600	27 036	29
<b>Total</b>	<b>264 694</b> <b>(9.4 TCF)</b>	<b>272 124</b> <b>(9.6 TCF)</b>	

Tableau 16

Les zones gazéifères triasiques bien explorées – par ordre décroissant du volume découvert du plus vastegisement non découvert

Play Name	Discovered volume	Largest discovered pool	Expected potential	Largest remaining pool size
	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )			
Baldonnel Subcrop – Laprise	52 614	25 257	66 610	3 206
Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) – Monias	39 710	20 100	88 934	2 635
Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) – Sinclair	66 600	14 815	27 036	1 806
Halfway/Doig Shore Zone – Peejay Milligan	12 731	2 338	10 839	1 577
Halfway/Doig Shelf – Tommy Lakes	25 915	19 247	23 202	1 444
Montney Subcrop – South Fir	25 876	9 974	23 258	1 204
Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) – Cecil	4 529	1 064	5 915	607
Baldonnel (Peace River Structure) – Fort St. John	10 502	3 415	8 336	342
Charlie Lake Clastics – Inga	6 094	2 302	8 866	207
Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) – Boundary Lake	20 123	7 620	9 128	185
<b>Total</b>	<b>264 694</b> <b>(9.4 TCF)</b>		<b>272 124</b> <b>(9.6 TCF)</b>	

classement à cause de son exploration relativement sommaire, elle s'étend en effet vers le nord dans une zone très peu forée. La zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig occupe le troisième rang des volumes prévus. Étant donné que cette zone gazéifère est relativement bien explorée, il n'est pas étonnant que la grande partie des ressources ont déjà été découvertes.

Les plus grands gisements non découverts de chaque zone gazéifère bien explorée, lorsque classés selon la dimension (tableau 16), indiquent des caractéristiques semblables qui accentuent le potentiel des zones gazéifères du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise et de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias. Le volume de leur plus vaste gisement non découvert devrait atteindre  $3206 \times 10^6 \text{ m}^3$  et  $2636 \times 10^6 \text{ m}^3$ , respectivement. Les ressources non découvertes devraient loger dans de nombreux petits gisements.

Le volume de gaz en place du potentiel prévu dans les 10 zones gazéifères bien explorées a été évalué à  $272\,124 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Au sein des zones gazéifères bien explorées, le volume moyen des plus grands gisements restants est de  $x \times 10^6 \text{ m}^3$ . La moyenne varie beaucoup d'une zone gazéifère à l'autre, mais plus de 150 gisements contenant plus de  $280 \times 10^6 \text{ m}^3$  et moins de cinq gisements de plus de  $2800 \times 10^6 \text{ m}^3$  restent à découvrir.

### **Zones gazéifères possibles et sommairement explorées : discussion**

L'emplacement géologique et géographique des ressources en gaz contenus dans les zones possibles est par nature très incertaine, comparativement aux zones bien explorées. La raison de cette incertitude est que la présence et la distribution du potentiel en ressources non découvertes dans les zones bien explorées se limitent (par la limite de la zone gazéifère basée sur des données géologiques) à un type spécifique de roche réservoir au sein d'un secteur bien délimitée. Ce n'est pas le cas de la zone possible qui n'est pas aussi bien délimitée.

Les ressources totales contenues dans les zones possibles sont établies à partir des dix zones gazéifères prouvées bien explorées et des deux 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 volume de gaz qu'il soit ou non économiquement exploitable. La dimension de chaque gisement contenu

dans la zone possible sera le facteur déterminant de son exploration. Si les gisements sont trop petits, la zone gazéifère pourrait ne jamais être établie.

L'estimation de la zone possible donne un intervalle allant jusqu'à  $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$  et une valeur médiane de  $5615 \times 10^6 \text{ m}^3$  (fig. 45). La somme volumétrique 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 à cause du niveau élevé de l'exploration.

### **Volumes totaux**

Le volume en place initial total (découvert) dans les 10 zones gazéifères bien explorées, s'élève à  $264\,694 \times 10^6 \text{ m}^3$ . La contribution du volume en place découvert total par les deux zones sommairement explorées est de  $23\,706 \times 10^6 \text{ m}^3$ , ce qui donne un volume en place découvert total de  $288\,400 \times 10^6 \text{ m}^3$  répartis dans 622 gisements dans les 12 zones prouvées.

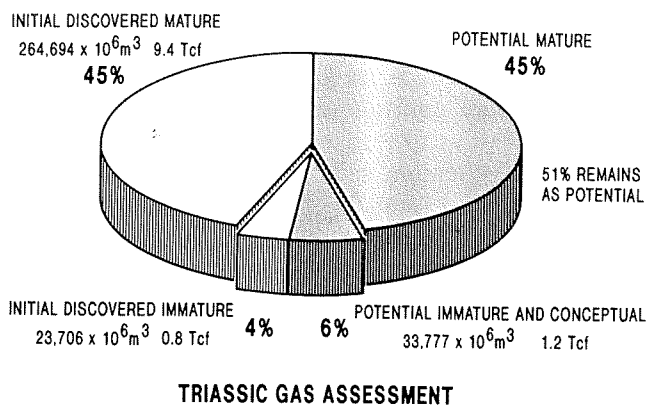
Les estimations du potentiel total de la zone gazéifère sont données à deux niveaux, soit prévu (tableau 12) et probable. Les valeurs prévues sont considérées plus réalistes que les valeurs probables, étant donné qu'elles sont limitées par les dimensions des gisements découverts. La valeur du potentiel probable est obtenue en rendant la distribution des ressources conditionnelle de la somme totale des ressources découvertes.

Le volume en place prévu total 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).

Dans le cas des zones bien explorées, le volume en place total du potentiel probable (non découvert) s'élève à  $522\,647 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

### **CONCLUSIONS**

1. L'analyse géologique et l'évaluation statistique des ressources en gaz triasique dans les plaines Intérieures du bassin sédimentaire de l'Ouest



**Figure 46.** Diagramme circulaire illustrant la relation entre les ressources découvertes et les ressources potentielles dans les plaines Intérieures triasiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

canadien indiquent que plus de 50 % des ressources totales en gaz restent à découvrir (non prises en compte pour des considérations économiques).

2. Du potentiel en gaz triasique non découvert, près de 89 % devrait être présent dans des zones gazéifères prouvées bien explorées. Jusqu'à cinq gisements non découverts contiennent plus de  $2800 \times 10^6 \text{ m}^3$  et plus de 150 gisements contiennent plus de  $280 \times 10^6 \text{ m}^3$ .
3. Les zones gazéifères prouvées bien explorées les plus prometteuses sont : i) les grès de plate-forme continentale des formations de Halfway et de Doig, modifiés par le morcellement par failles de l'arche et de la baie de Peace River et caractérisés par le champ de Monias; ii) les roches carbonatées de la Formation de Baldonnel situées près de la bordure du sous-affleurement nord, où certains pièges sont créés par un plissement laramien, par exemple, le champ de Laprise; et iii) les grès littoraux de Halfway/Doig caractérisés par une composante structurale associée à la formation de failles dans l'arche et la baie de Peace River dont le gisement représentatif est celui de Sinclair. Ces trois zones gazéifères contiennent près de 60 % ( $182\,589 \times 10^6 \text{ m}^3$ ) des ressources non découvertes totales.
4. Selon les prévisions, 11 % du potentiel total en gaz triasique logerait dans des zones gazéifères possibles et sommairement explorées. L'intervalle du volume total des zones possibles se situe au-dessous de  $10\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

## 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 discussions. Des remerciements sont adressés tout particulièrement à G. Reinson, pour ses conseils et ses encouragements, à P. Tzeng (aide à l'application des méthodes statistiques), à J. MacRae, J. Rowling et d'autres employés de la Direction de la géologie pétrolière, au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique (discussions sur les zones gazières du nord-est de la Colombie-Britannique), à N. Wemyss de *Canadian Hunter* et à R. Jamieson de *Home Oil* (discussions sur la géologie régionale et les définitions des zones pétrolières), de même qu'à G. Davies de *GRDC Ltd.* (discussions et aide très utiles en ce qui concerne les corrélations stratigraphiques). Nous remercions K. Drummond, de l'Office national de l'Énergie, ainsi que D. Gibson, pour avoir relu le manuscrit préliminaire et formulé des suggestions utiles. Nous remercions aussi K. Osadetz et D. Cant, dont les commentaires et les corrections nous ont permis d'apporter à l'ouvrage des améliorations considérables. Nous rendons hommage à P. Gubitz pour sa disponibilité, son efficacité et sa diligence dans la production des figures. Finalement, nous tenons à souligner les contributions des services cartographiques de l'IGSP (en particulier B. Ortman et J. Waddell) aux opérations de cartographie et de production, de L. Wardle et G. Edwards à la reproduction photomécanique, de P. Greener et L. Cheung au traitement infographique et de J. Monro à la révision.

## BIBLIOGRAPHIE

- Alberta Energy Resources Conservation Board  
1991 : Alberta's reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids and sulphur, at December 31, 1990. Energy Resources Conservation Board, Province of Alberta, Calgary, Alberta. (plus related digital tapes)
- 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.**  
 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
- 1988 : The Lower Carboniferous Goliath 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. 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 : Upland 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., Kvill, G.E. et Halton, E.**  
 sous presse : Triassic strata of the Western Canada Sedimentary Basin. In Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists-Alberta Geological Survey-Geological Survey of Canada, Calgary, Alberta.
- 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 (sic) 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-Beaton 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 Woofler, 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, Canada, 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, Canada, 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 Shetsin, I. (Comp.)**  
sous : Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary  
presse : Basin. Canadian Society of Petroleum Geologists-Alberta Geological Survey-Geological Survey of Canada, Calgary, Alberta
- 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 Snowden, 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.**  
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, Parliament Buildings, 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, Canada, 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, 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 en gaz naturel triasique non découvertes. 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 de l'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 des cas du cycle complet et du demi-cycle. Dans la présente étude, le cas pondéré est considéré comme le cas de référence. Dans le cas pondéré, 10 % du volume du gaz récupérable est estimé économique au prix de \$44,13 par  $10^3 \text{ m}^3$  (\$1,25 par  $\text{Mpi}^3$ ) et 38 % au prix de \$88,25 par  $10^3 \text{ m}^3$  (\$2,50 par  $\text{Mpi}^3$ ). Les prix sont exprimés en dollars de 1990. Ces pourcentages représentent 8 % et 30 % respectivement des volumes de gaz en place initiaux non découverts tels qu'estimés dans la partie I. Les estimations du volume du potentiel de gaz 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 respectifs. Une analyse plus poussée montre les sensibilités du potentiel économique aux changements des coûts totaux, aux taux de succès de l'exploration, aux distances séparant les gisements découverts des réseaux de collecte et aux estimations des ressources. Pratiquement toutes les ressources en gaz économiquement récupérables dans le Trias se trouvent dans quatre zones gazéifères : la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias, le sous-affleurement de Baldonnel - Laprise, la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes et les dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair.*

### Sommaire

Dans la partie II, la fraction du gaz en place initial 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 sus-jacentes et sous-jacentes 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 couches triasiques. Par conséquent, le cas pondéré est considéré comme le cas de référence aux fins de la présente étude.

Le cas du cycle complet inclut les coûts totaux d'exploration, de mise en valeur et de mise en production ainsi que les frais généraux. Le coût d'acquisition des terres a été exclu de l'analyse afin d'estimer la rentabilité des zones d'intérêt avant l'acquisition des terres. 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 individuels d'exploration ciblée.

Les estimations du potentiel économique ont été préparées avec et sans fardeau fiscal. Le potentiel économique avec fardeau est une mesure du potentiel sous le régime fiscal actuel, tandis que le potentiel économique sans fardeau fiscal ne tient pas compte du régime fiscal. La différence entre les potentiels calculés avec et sans fardeau fiscal 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 est présentées : le volume de gaz brut initial économiquement récupérable et le pourcentage du gaz brut initial total 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 utiles. Les gisements non découverts de chaque zone gazéifère ont été traités comme un ensemble de possibilités d'investissement. On a évalué pour tous les gisements non découverts les coûts d'exploration, de mise en valeur et de mise en production ainsi que les profils de production. Le coût obtenu et les calendriers de production ont ensuite été utilisés pour estimer les prix d'offre minimaux à la sortie d'usine en recourant à la méthode de l'actualisation du flux monétaire. Les courbes d'offre, établissant un lien entre le potentiel économique et les prix, ont été construites à partir des estimations ci-dessus. Étant que les informations pertinentes sont insuffisantes, il n'a pas été possible d'entreprendre une analyse économique des ressources non découvertes dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles. Les résultats obtenus pour les zones gazéifères bien explorées ont été étendus aux zones gazéifères sommairement explorées et possibles afin de présenter une certaine estimation, bien qu'approximative, du potentiel économique.

Les courbes d'offre préparées dans la présente étude ont été établies dans les conditions et 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 et facteurs de pondération spécifiques à chaque zone gazéifère; iii) taux de succès économique de l'exploration spécifique à chaque zone gazéifère; iv) régimes fiscaux provinciaux et fédéral actuels; v) coûts de 1990; et vi) taux minimal de rendement réel du flux monétaire actualisé 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 découlant d'une meilleure connaissance des zones d'exploration, des réductions dans les coûts de mise en valeur en raison du prolongement des réseaux de gazoducs ou des diminutions de coût associées aux changements et aux améliorations techniques apportés par les gazières. Par conséquent, on peut considérer que le potentiel économique calculé dans le cas de référence se rapproche du potentiel économique correspondant aux conditions économiques actuelles de l'exploration. À long terme, il constitue probablement une sous-estimation du potentiel réel.

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

1. Dans le cas pondéré, le potentiel économique avec fardeau fiscal est évalué à  $22 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,8 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de sortie d'usine de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (1,25 par  $\text{Mpi}^3$ ) et à  $82 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,9 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de sortie d'usine de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (2,50 \$ par  $\text{Mpi}^3$ ). Ces volumes correspondent respectivement à 10 et 38 % du volume total de gaz brut initial récupérable. Ils représentent respectivement 8 et 30 % des volumes de gaz en place initial non découvert selon les estimations de la partie I.
2. Dans le cas du cycle complet avec fardeau fiscal, le potentiel économique s'élève à  $13 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,5 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et à  $70 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,5 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Ces volumes correspondent respectivement à 6 et 33 % du volume total de gaz brut initial récupérable.
3. Dans le cas du demi-cycle, le potentiel économique avec fardeau fiscal augmente à  $42 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $1,5 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et à  $122 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $4,3 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Ces volumes correspondent respectivement à 20 et 57 % du volume total de gaz brut initial récupérable.

4. Les courbes d'offre sont élastiques entre 35 \$ et 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (entre 1,00 \$ et 2,50 \$ par  $\text{Mpi}^3$ ). Aux prix plus élevés que 88,25 \$ 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 provinciaux et fédéral ne réduisent donc pas significativement le potentiel économique.

Environ un neuvième des ressources non découvertes en gaz triasique sont, selon les estimations, situées dans des zones gazéifères sommairement explorées et possibles. Les résultats de l'analyse économique des dix zones gazéifères bien explorées ont été étendues à cette partie des ressources. En incluant les ressources estimées dans les zones gazéifères 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  $\text{Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ 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  $\text{Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .

Une variabilité et une incertitude significatives entourent les estimations des coûts et 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 % au prix de sortie d'usine de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de 11 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Une réduction des coûts totaux de 30 % augmente le potentiel économique de 76 % au prix de 44,13  $10^3 \text{ m}^3$  et de 20 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .
2. Les estimations du potentiel économique pondéré sont moins sensibles aux changements du 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 % au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de 19 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . 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 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 % au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de 8 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Des changements semblables du potentiel économique sont évalués dans le cas du demi-cycle.
4. Les augmentations des volumes des gisements découverts ont des répercussions significatives sur le potentiel économique. En comparant le potentiel économique selon le volume des gisements non découverts au niveau de probabilité de 10 % en ce qui concerne le cas de référence, on observe une augmentation de 49 % au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de 16 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .

Les courbes d'offre sont dominées par trois zones gazéifères en Colombie-Britannique et une zone gazéifère en Alberta. Une analyse des estimations du potentiel économique au niveau de la zone gazéifère indique qu'aux prix allant jusqu'à 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , pratiquement tout le potentiel économique devrait se trouver dans les quatre zones gazéifères suivantes : la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias, le sous-affleurement de Baldonnel - Laprise, la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes (en Colombie-Britannique) et les dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair (en 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 facteurs techniques, des coûts et d'autres facteurs économiques, on a établi une estimation de la fraction rentable de la base des ressources. Cette estimation est utile pour les décisions en matière d'exploration et de mise en valeur, pour la planification stratégique, les prévisions de l'offre et l'analyse des questions liées à la gestion des ressources.

Le présent rapport est le deuxième d'une série d'études portant sur le potentiel économique des ressources en gaz non découverts dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La partie du Bulletin 452 de la CGC traite des ressources en gaz du système dévonien. (Dallaire, Waghmare et Conn, 1993). Puisque la méthodologie et les hypothèses utilisés dans le présent rapport sont en grande partie les mêmes que celles utilisées dans le Bulletin 452, elles ne sont décrites que sommairement. Par contre, les changements apportés à la méthodologie utilisée dans le Bulletin 452 sont décrits en détail.

## Terminologie

*Les ressources superposées* désignent les ressources découvertes disposées les unes au-dessus des autres, en tout ou en partie, dans les zones pétrolières et gazéifères. Lorsqu'il existe des ressources superposées, on peut découvrir des ressources en pétrole et en gaz dans les zones moins profondes, appelées *ressources sus-jacentes*, en forant des puits vers la zone gazéifère cible, ou des gisements 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 prometteuses. L'analyse actuelle permet d'éviter le problème de dédoublement des coûts en traçant des courbes d'offre pondérées de cycle complet et de demi-cycle qui tiennent compte des coûts partagés. L'analyse du *cycle complet* tient compte de tous les coûts, y compris les frais généraux de l'entreprise, pour l'exploration, la mise en valeur et la production. 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 étude, 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 peu profondes. Comme nous l'expliquerons 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 du flux monétaire actualisé sur les investissements. Il est synonyme de coût marginal. Les prix d'offre sont calculés dans les cas de cycle complet et de demi-cycle. Lorsque la zone gazéifère cible fait partie d'un ensemble des zones pétrolières et gazéifères superposées dans une région, le *prix d'offre pondéré*, calculé comme la moyenne pondérée des prix d'offre du cycle complet et du demi-cycle, est considérée comme une estimation plus réaliste du prix d'offre des gisements non découverts dans la zone gazéifère cible. Les estimations des prix d'offre pour le cycle complet et le demi-cycle peuvent être réalisées en tenant compte du fardeau fiscal. L'analyse avec *fardeau fiscal* inclut les impôts et redevances nets et elle concerne les décisions du secteur privé en matière d'investissement. L'analyse excluant le fardeau fiscal concerne donc la gestion des ressources par le secteur public.

Le *gaz brut initial récupérable* désigne le volume de gaz brut qui peut être extrait des gisements par la technologie actuelle sans considération explicite des coûts et d'autres contraintes économiques. Le volume total du gaz brut initial récupérable est calculé en additionnant les estimations moyennes des ressources contenues dans toutes les zones gazéifères et en les multipliant par le facteur de récupération moyen. Le volume de *gaz initial commercialisable* ou le gaz de 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, les impuretés et les composantes liquides. Le *potentiel économique*, à un prix donné, est la somme des ressources récupérables dans les gisements découverts et 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*. Les courbes d'offre pondérées du cycle complet et demi-cycle, avec ou sans fardeau fiscal, sont incluses dans le présent rapport.



## Portée de l'analyse

Les ressources totales non découvertes en gaz *brut initial* dans les dix zones d'exploration du système triasique ont été estimées à  $273 \times 10^9 \text{ m}^3$  (9,7 Tpi<sup>3</sup>) dont  $213 \times 10^9 \text{ m}^3$  (7,6 Tpi<sup>3</sup>) devraient se trouver dans sept zones gazéifères situées en Colombie-Britannique et le reste, soit  $60 \times 10^9 \text{ m}^3$  (2,1 Tpi<sup>3</sup>) dans trois zones gazéifères de l'Alberta. Un volume additionnel de  $34 \times 10^9 \text{ m}^3$  (1,2 Tpi<sup>3</sup>) devraient être présent dans des zones sommairement explorées et possibles.

L'analyse économique s'est limitée aux dix zones gazéifères pour lesquels on dispose des estimations détaillées sur le volume des gisements non découverts et d'autres informations géologiques. Pour ces zones gazéifères, le volume total de gaz *brut initial récupérable* a été estimé à  $213 \times 10^9 \text{ m}^3$  (7,5 tpi<sup>3</sup>), dont  $169 \times 10^9 \text{ m}^3$  (6,0 Tpi<sup>3</sup>) se trouveraient en Colombie-Britannique et  $44 \times 10^9 \text{ m}^3$  (1,6 Tpi<sup>3</sup>) en Alberta. À cause d'un manque d'informations pertinentes, il n'a pas été possible d'entreprendre une analyse économique des ressources non découvertes dans les zones gazéifères sommairement explorées et possibles. Les résultats en ce qui concerne les zones gazéifères bien explorées ont, par conséquent, été étendus aux zones sommairement explorées et possibles afin de calculer, bien qu'approximativement, leur potentiel économique.

## MÉTHODOLOGIE

Le Bulletin 452 de la CGC contient une description complète de la méthodologie utilisée. Le présent document se limite à un résumé de la méthodologie 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 relatifs à la géologie et à la roche réservoir, ont constitué des intrants de base. Les coûts d'exploration, de mise en valeur et de mise en production d'un gisement choisi et le profil de production prévu ont été estimés. Ces estimations ont servi d'intrants à l'analyse subséquente du flux

monétaire actualisé. Un prix d'offre initial du gaz naturel a ensuite été utilisé pour estimer les recettes brutes des ventes de gaz naturel et des coproduits. Les redevances et les impôts ont été calculés, et un taux de rendement du flux monétaire net actualisé 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  $10^3 \text{ m}^3$  (8,50 \$ par Mpi<sup>3</sup>) en dollars de 1990. Les prix d'offre ont ensuite été triés et le potentiel économique a été calculé. La figure 47 illustre la méthodologie utilisée.

Les courbes d'offre ont été tracées pour le potentiel économique pondéré du cycle complet et du demi-cycle, avec et sans fardeau fiscal. Deux calculs du potentiel économique à long terme ont été réalisés : i) le *volume* du gaz brut initial économiquement récupérable et ii) le *pourcentage* de gaz brut initial total récupérable qui est économiquement rentable. Le nombre de gisements contenant des ressources économiquement récupérables a également été calculé, à des prix préalablement choisis.

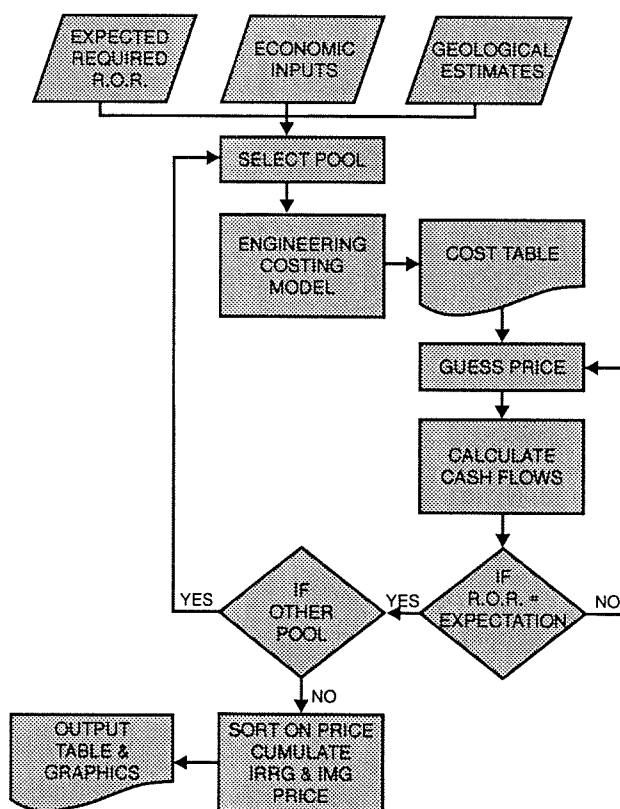


Figure 47. Organigramme illustrant la méthode utilisée pour estimer les courbes d'offre. (GBIR et GIC sont les abréviations de Gaz brut initial récupérable et de gaz initial commercialisable).

## Gaz non associé/en solution et gaz acide/non corrosif

Dans la plupart des zones gazéifères, le gaz naturel se présente principalement sous forme non associé ou en solution. Dans le dernier 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 acide ou non corrosif, c'est-à-dire qu'il peut contenir ou ne pas contenir de l'hydrogène sulfuré ( $H_2S$ ).

Des dix zones gazéifères triasiques, plusieurs contiennent une certaine combinaison de gaz non associé/en solution et de gaz acide/non corrosif. En ce qui a trait aux zones gazéifères où l'on trouve des quantités importantes de gaz naturel sous forme non associée et en solution ou acide et non corrosive, un prix d'offre a été estimé dans chaque cas. En utilisant ces prix d'offre, on a calculé les prix moyens pondérés du cycle complet et du demi-cycle; les pondérations étaient les fractions des ressources découvertes possédant les attributs indiqués.

## Analyse des ressources superposées

Lorsque les ressources sont superposées, des ressources peuvent se trouver entre la surface et la zone gazéifère cible. De plus, on peut traverser les gisements d'une zone cible en forant des puits 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 les coûts engagés si chaque zone gazéifère est explorée séparément.

Il est nécessaire de reconnaître que des économies des coûts d'exploration peuvent être faites à l'étape de l'exploration lorsqu'on calcule le potentiel économique de ressources superposées. La méthode adoptée nécessite de tracer une courbe d'offre pondérée du cycle complet et du 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. Des exemples sont présentés pour clarifier l'analyse.

## Utilisation d'un prix d'offre pondéré

Les gisements dans une zone gazéifère peuvent être découverts en forant des puits jusqu'à cette zone ou des puits jusqu'à des cibles plus profondes. Les ressources en pétrole et en gaz découvertes dans la zone gazéifère offrant un intérêt, en forant des puits jusqu'à des cibles plus profondes, devraient être traitées comme des succès de demi-cycle aux fins de l'analyse économique de la zone gazéifère. En conséquence, il existe une incertitude relativement à la découverte future de gisements par les puits forés vers la zone gazéifère cible ou par les puits forés vers les 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 moyen pondéré de cycle complet ou de 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 des 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 du 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 dépend des valeurs relatives des pondérations attribuées aux prix du cycle complet et du demi-cycle. Plus la proportion des gisements découverts dans la zone gazéifère cible par les puits forés vers cette zone est élevée, plus la courbe d'offre pondérée se rapproche de la courbe d'offre du cycle complet et vice-versa. Dans le cas prévu des zones gazéifères triasiques, la courbe d'offre pondérée est plus proche de la courbe du 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 est considérée la zone la plus profonde explorée. Seuls les puits forés vers la zone cible sont considérés 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 sus-jacentes 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 gisements ont été découverts dans le Crétacé.
- Tous les coûts de forage de puits d'exploration, forés et complétés ainsi que secs et abandonnés 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 études antérieures portant sur le 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, Waghmare et Conn, 1993). Dans la présente étude, cependant, les puits sans découverte dans la zone gazéifère cible mais qui ont permis de découvrir des gisements dans les couches sus-jacentes sont considérés complétés, et les coûts de complétion ont été attribués à la zone gazéifère cible. Par conséquent, les coûts d'exploration des zones gazéifères triasiques incluraient les coûts de

complétion des puits d'exploration dans lesquels des gisements ont été découverts dans la partie supérieure en plus des coûts de complétion des puits ayant permis de découvrir des gisements dans le Trias. En pratique, les coûts de complétion marginaux pour exploiter des ressources sus-jacentes seraient au moins compensés par les recettes découlant de l'exploitation des ressources sus-jacentes. Sinon, la décision de compléter le puits pour extraire les ressources sus-jacentes ne serait, en général, pas prise ou serait reportée.

À titre d'exemple, supposons que cinq puits ont été forés vers une zone gazéifère triasique et que dans l'un des puits seraient découvertes des ressources en pétrole ou en gaz dans le Trias et que dans un autre, elles seraient découvertes dans le Crétacé. Dans les études 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 étude, le puits foré dans le Crétacé serait considéré comme un succès. Les coûts des deux puits forés et complétés et des trois puits secs et abandonnés seraient alors 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 technique et de prévision des coûts élaboré pour appuyer l'analyse économique permet de déterminer les répercussions de ces facteurs et permet en outre 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 utilisés dans l'analyse. Si possible, les relations sont estimées en fonction de chaque zone gazéifère et elles sont basées sur l'expérience acquise par l'industrie et les méthodes qui y sont utilisées. Des informations plus détaillées sur le choix des différentes technologies et l'estimation des coûts associés sont contenues dans le bulletin 452 de la CGC. Voici une brève description de certains des principaux éléments.

*Exigences relatives aux puits.* La superficie de la roche réservoir a été estimée en fonction du gaz initial en

Tableau 17

Résumé des coûts pris en compte dans le modèle technique et de prévision des coûts

	Capital cost	Operating cost
Geological and geophysical	X	N/A
Wells		
Exploration		
D&C	X	X
D&A	X	N/A
Development:		
D&C	X	X
D&A	X	N/A
Well site equipment	X	X
Pipelines		
Flow lines	X	X
Gathering lines	X	X
Transmission line	X	X
Roads		
Lease roads	X	X
Access road (optional)	X	X
Compression	X	X
Gas processing*	X	X
Corporate overhead	N/A	X

\*Note: Capital cost used to estimate gas processing fee.

place. 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 les taux de succès des forages d'exploration et de développement. Les coûts en capital des puits ont été estimés par des corrélations distinctes pour les coûts de forage, de complétion et d'abandon.

*Activité géologique et géophysique.* 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 d'écoulement, 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 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 du 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 d'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.

*Estimation de la production.* Dans le cas des gisements de gaz non associé, le profil de production de gaz brut a été défini en répartissant les gisements en cinq classes de volume, selon le volume du gaz brut initial 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 petites roches réservoirs. Les classe 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 de gaz 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 de gaz brut ont été transformés en profils de production de gaz du commerce et de coproduits.

## 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, ainsi qu'un taux de rendement minimal sur les investissements. Le prix requis, ou prix d'offre, a été estimé par modélisation et analyse du flux monétaire actualisé.

Les principales hypothèses économiques utilisées dans le présent document sont liées aux taux de succès

Tableau 18

Caractéristiques des profils de production par catégorie de volume

Size class (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	≤ 30	>30 and ≤ 100	> 100 and ≤ 400	> 400 and ≤ 2000	> 2000
Constant prod. Rate-of-take (days)	1460	2190	2920	3650	4380
No. years at initial rate	2	3	4	5	6
No. years on decline	5	7	9	11	13
Total prod. life (years)	7	10	13	16	19
Decline rate (approx. %)	38	27	21	17	15

des travaux d'exploration, au taux d'inflation, aux prix des coproduits, au taux de rendement minimal du flux monétaire actualisé 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, Waghmare et Conn, 1993).

Le taux de succès technique des forages d'exploration pour chaque zone gazéifère a été déterminé comme le rapport du nombre de puits forés et complétés au nombre des essais exploratoires. Tel qu'indiqué ci-dessus, les puits sans découverte dans la zone gazéifère cible mais dans les couches supérieures sont considérés comme des puits forés et complétés dans la zone gazéifère cible.

Le taux de succès économique a été défini comme le rapport des découvertes rentables au nombre des essais exploratoires. Les découvertes sont rentables si les gisements de gaz donnent un taux de rendement réel d'au moins 10 % après impôts et redevances au prix de sortie d'usine de 88,25 \$ par 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>, selon l'analyse du demi-cycle. Le nombre de puits nécessaires pour trouver un gisement rentable sera supérieur ou égal au nombre de puits nécessaires pour trouver un simple 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 seraient considérés des puits secs et abandonnés. En d'autres termes, trois des dix puits seraient considérés des puits forés et complétés et sept, des puits secs et abandonnés. Par conséquent, 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 en utilisant des corrélations historiques.

*Taux de rendement minimal requis.* Un taux de rendement minimal réel requis, après impôts et redevances, de 10 % a été supposé. Le même taux s'applique dans les deux analyses, 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 étaient considérées 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 d'un cas de référence a été estimé en utilisant l'estimation moyenne des ressources dans chaque gisement non découvert. Pour le cas de référence, on a utilisé les paramètres géologiques et techniques propres à chaque zone gazéifère, les facteurs de pondération tenant compte du gaz non associé/en solution et du gaz acide/non corrosif, les taux de succès économique de l'exploration et les facteurs de pondération du cycle complet/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. Les données sur le cas de référence et les estimations de coûts choisies sont présentées à l'annexe II.

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

*est de la Colombie-Britannique* : les dépôts littoraux de Halfway/Doig - Milligan, la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes, le sous-affleurement de Baldonnel - Laprise et les roches clastiques de Charlie Lake - Inga.

*nord-est de la Colombie-Britannique* : la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias, Baldonnel - Fort St. John et les roches clastiques de Charlie Lake - Cecil Lake.

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

*centre-ouest de l'Alberta* : le sous-affleurement de Montney - South Fir.

Le cas de référence a été basé sur les données disponibles au moment de l'analyse. Il ne tient pas compte des améliorations des taux de succès économiques ou des révisions à la hausse des estimations des ressources découlant d'un accroissement des connaissances sur les zones gazéifères d'exploration, 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 technologiques et à des améliorations aux méthodes utilisées par la société. Par conséquent, le potentiel économique du cas de référence se rapproche des conditions économiques actuelles de l'exploration. Il constitue probablement 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 de gaz brut initial économiquement récupérable avec et sans fardeau fiscal, tandis que les figures 50 et 51 indiquent

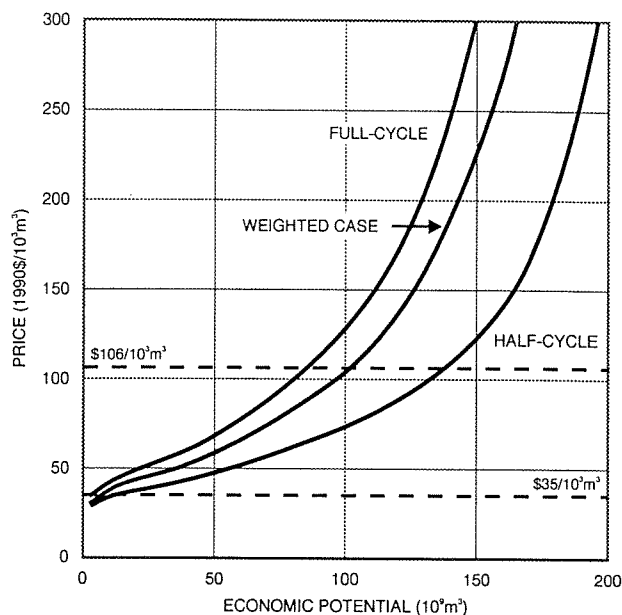


Figure 48. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement rentable, dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.

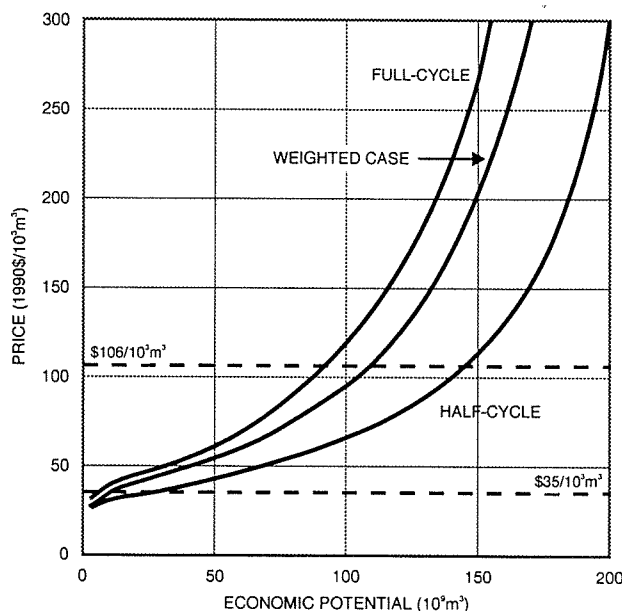
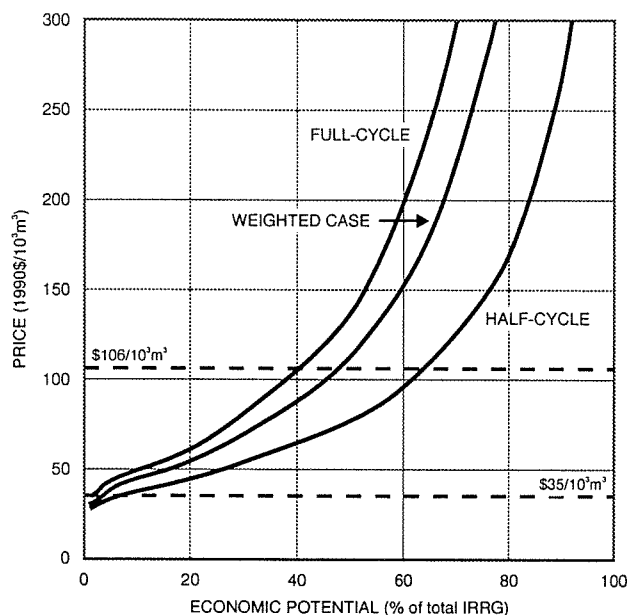


Figure 49. Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement rentable, dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.



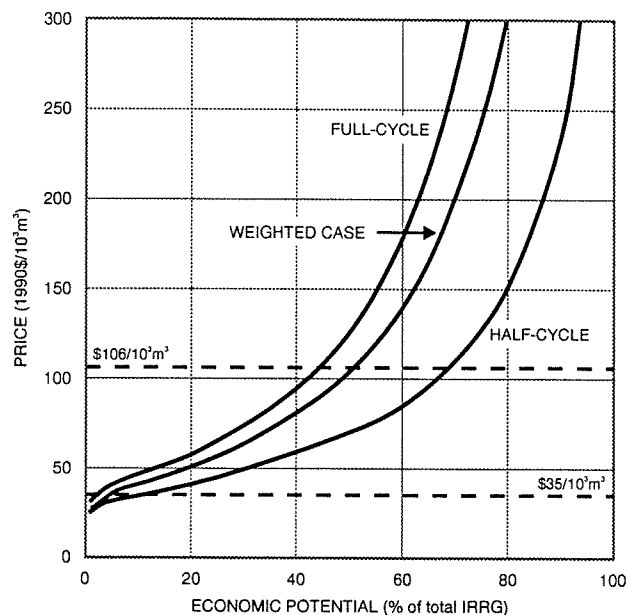
**Figure 50.** Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique avec fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au pourcentage du volume total de gaz brut initial récupérable (GBIR), dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.

les pourcentages correspondants du volume total du gaz brut initial récupérable qui sont rentables dans les deux cas. Dans chaque figure, les courbes d'offre sont tracées pour les cas pondérés du cycle complet et du demi-cycle. Les estimations du potentiel économique des ressources triasiques aux prix de sortie d'usine de 44,13 \$ et 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  sont données au tableau 19. Ce tableau indique également les estimations du gaz initial économiquement récupérable et commercialisable, reflétant le gaz du commerce associé aux ressources récupérables.

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

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 estimé à  $22 \times 10^9 \text{ m}^3$  (0,8 Tpi<sup>3</sup>) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (1,25 par Mpi<sup>3</sup>) et à  $82 \times 10^9 \text{ m}^3$  (2,9 Tpi<sup>3</sup>) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (2,50 \$ par Mpi<sup>3</sup>). Ces volumes correspondent



**Figure 51.** Courbes d'offre montrant les estimations du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au pourcentage du volume total de gaz brut initial récupérable (GBIR), dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.

respectivement à 10 et 38 % du volume total de gaz brut initial récupérable. Ils représentent respectivement 8 et 30 % des volumes de gaz en place initial non découvert, selon les estimations de la partie I.

2. Dans le cas du cycle complet avec fardeau fiscal, le potentiel économique s'élève à  $13 \times 10^9 \text{ m}^3$  (0,5 Tpi<sup>3</sup>) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et à  $70 \times 10^9 \text{ m}^3$  (2,5 Tpi<sup>3</sup>) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Ces volumes correspondent respectivement à 6 et 33 % du volume total de gaz brut initial récupérable.
3. Dans le cas du demi-cycle, le potentiel économique avec fardeau fiscal dans le Trias augmente à  $42 \times 10^9 \text{ m}^3$  (1,5 Tpi<sup>3</sup>) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et à  $122 \times 10^9 \text{ m}^3$  (4,3 Tpi<sup>3</sup>) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Ces volumes correspondent respectivement à 20 et 57 % du volume total de gaz brut initial récupérable.
4. Les courbes d'offre pondérées sont plus proches des courbes de cycle complet que des courbes de demi-cycle. Cela est dû à l'historique du forage; la majorité des découvertes dans le Trias ont été faites par des puits forés vers des cibles dans le Trias.

Tableau 19

Estimations pour le cas référence du potentiel économique et du gaz initial commercialisable en ce qui concerne les ressources en gaz naturel non découvertes dans toutes les zones triasiques bien explorées

Type of analysis	Economic potential				Initial marketable gas			
	Volume ( $10^6 \text{ m}^3$ )		% of total initial raw recoverable gas		Volume ( $10^6 \text{ m}^3$ )		% of total initial raw recoverable gas	
	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$
Burdened estimates:								
Full-cycle	13 350	70 044	6	33	11 995	62 557	6	29
Half-cycle	41 883	121 707	20	57	37 466	108 564	18	51
Weighted full- and half-cycle	22 017	81 970	10	38	19 768	73 285	9	34
Unburdened estimates:								
Full-cycle	18 675	76 679	9	36	16 759	68 490	8	32
Half-cycle	51 256	129 463	24	61	45 804	115 461	21	54
Weighted full- and half-cycle	30 375	91 460	14	43	27 222	81 725	13	38

Total initial raw recoverable gas:  $213238 \times 10^6 \text{ m}^3$

5. Le potentiel économique exprimé comme le pourcentage du volume total de gaz brut initial récupérable est significativement plus élevé en Colombie-Britannique qu'en Alberta (voir annexe II). 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 1200 et 1600 m, tandis qu'en Alberta la plupart des ressources rentables se trouvent dans une zone gazéifère située à une profondeur moyenne d'environ 2000 m. Les taux de succès économique de la zone gazéifère de l'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 le cas du demi-cycle.

6. 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 total de gaz brut initial récupérable augmente de 10 % si l'on tient compte du fardeau fiscal, à 14 % s'il est exclu au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , le potentiel économique passe de 38 % du volume total du gaz brut initial 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.

7. Le diverses courbes d'offre sont généralement élastiques dans l'intervalle des prix allant de 35 \$ à

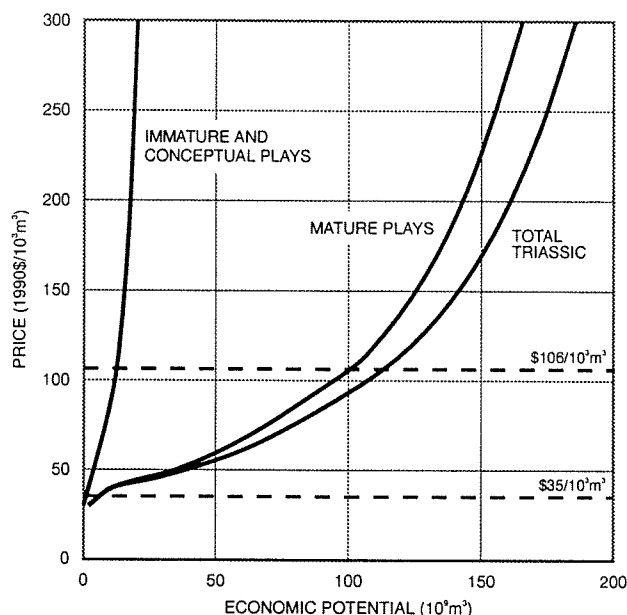
88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (entre 1,00 \$ et 2,50 \$ par  $\text{Mpi}^3$ ). Comme le montrent les figures de l'annexe II, les courbes d'offre pour la Colombie-Britannique sont beaucoup plus élastiques que celles tracées pour l'Alberta.

#### Extrapolation des résultats aux zones sommairement explorées et possibles

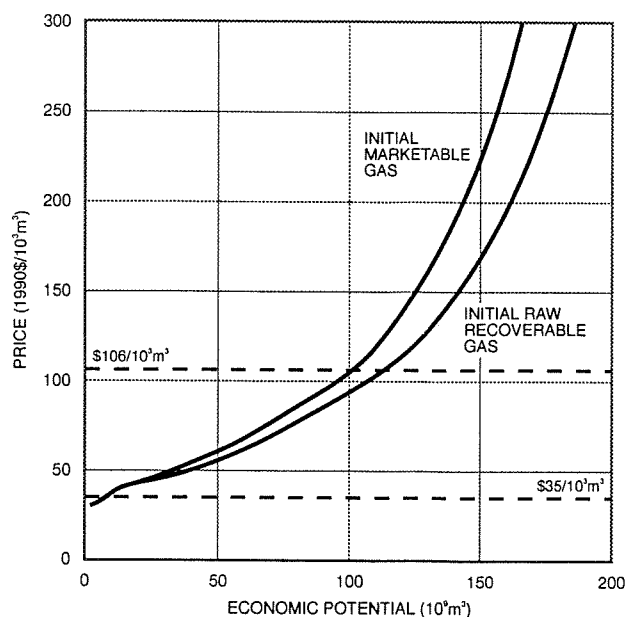
Environ un neuvième des ressources totales non découvertes dans le Trias, ou  $34 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $1,2 \text{ Tpi}^3$ ), devraient, selon les estimations, se trouver dans des zones sommairement explorées et possibles. Étant donné qu'aucune donnée sur les caractéristiques géologiques et le 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 total de gaz brut initial 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 des zones sommairement et possibles dans les estimations du potentiel économique a pour effet de faire passer les estimations pondérées incluant le fardeau fiscal de  $22 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,8 \text{ Tpi}^3$ ) à  $25 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,9 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de  $82 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,9 \text{ Tpi}^3$ ) à  $92 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $3,3 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .





**Figure 52.** Courbes d'offre montrant les estimations pondérées du potentiel économique sans fardeau fiscal du cas de référence, correspondant au volume de gaz brut initial récupérable (GBIR), en ce qui concerne les ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triassiques bien explorées, sommairement explorées et possibles.



**Figure 53.** Courbes d'offre montrant les volumes de gaz brut initial économiquement récupérable et de gaz initial 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 est le volume de gaz du commerce. Les courbes représentent les valeurs globales des zones gazéifères bien explorées, sommairement exploitées et possibles.

### Estimations du gaz initial commercialisable

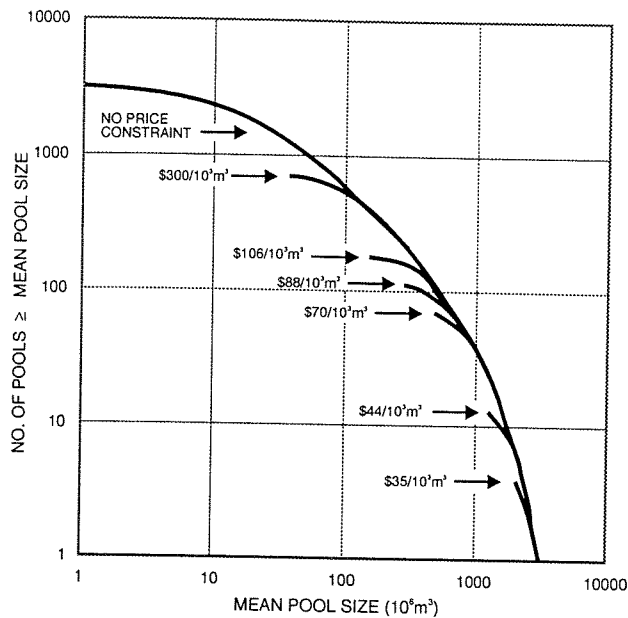
Le potentiel économique est calculé en fonction du gaz brut initial récupérable. La figure 53 présente les courbes d'offre des volumes de gaz brut initial récupérable et rentable et les volumes correspondants de gaz initial commercialisable. La dernière courbe donne une estimation du volume de gaz naturel qui est disponible pour la vente à des utilisateurs ultimes à différents prix, après l'élimination des gaz acides (comme  $\text{CO}_2$  et  $\text{H}_2\text{S}$ ), 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 au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et  $73 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,6 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .

### 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 qui est égal ou supérieur au volume donné à des prix choisis, dans le cas pondéré incluant le fardeau fiscal. Le nombre de gisements rentables par catégorie de volume aux prix de 44,13 \$ et de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  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, étant donné, qu'à des prix divers, le gisement marginalement rentable se trouve dans différentes zones gazéifères caractérisées par une géologie et des coûts différents. La courbe «sans contrainte de prix» représente la distribution des volumes des gisements obtenue dans la partie I.



**Figure 54.** Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts rentables dans toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées, dans la cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, où les volumes moyens sont égaux ou supérieurs à un volume donné. Les courbes sont tracées pour des prix choisis entre 35  $\$/10^3 \text{ m}^3$  et 300  $\$/10^3 \text{ m}^3$ . La courbe dans 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.

Une analyse de la figure 54 et du tableau 20 permet de relever les données suivantes :

1. Au prix de sortie d'usine de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , 13 gisements sont rentables. Au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , 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 \$ à 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .
2. Des 13 gisements qui sont rentables au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , quatre gisements dont le volume est supérieur ou égal à  $2000 \times 10^6 \text{ m}^3$  (71 Bpi<sup>3</sup>) sont rentables à un prix aussi bas que 35 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (1,00 \$ Mpi<sup>3</sup>).
3. En ce qui concerne des gisements dont le volume varie de 500 à  $2000 \times 10^6 \text{ m}^3$  (entre 18 et 71 Bpi<sup>3</sup>), le nombre de gisements rentables augmente significativement passant de 7 à 78 à mesure que les prix augmentent de 44,13 \$ à 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .

Tableau 20

Nombre de gisements rentables par catégorie de volume (Volume basé sur la quantité de gaz en place initial non découvert)

Price	Size class $10^6 \text{ m}^3$			
	>2000	1000-2000	500-1000	<500
\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	6	7	0	0
\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$	6	29	49	30

## ANALYSE DE SENSIBILITÉ

Une variabilité et une incertitude significatives caractérisent les estimations de coûts, le taux de succès des forages d'exploration et la distance entre les gisements découverts et les réseaux de collecte. 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 de collecte seront prolongés. De plus, les progrès technologiques réalisés dans les domaines du forage et des levés sismiques conjugués à une augmentation continue des connaissances sur la géologie des zones gazéifères se sont traduits, au cours des années, par des révisions à la hausse régulières 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 subis par ces facteurs sur le potentiel économique ont été analysées dans le cadre d'analyses de sensibilité. Les sensibilités analysées ont été les suivantes : i) les coûts totaux s'élèvent à plus de 20 % et à moins de 30 % du cas de référence; ii) les taux de succès sont deux fois plus élevés que ceux du cas de référence, à condition que le rapport ne dépasse pas 1/2; iii) la distance entre les gisements et le réseau de collecte est réduite à une moyenne de 2,5 km pour toutes les zones gazéifères; et iv) les estimations des volumes des gisements non découverts sont 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, sauf dans deux exceptions. La première exception s'est appliquée 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 est significativement diminué. Pour montrer les répercussions maximales du doublement du taux de succès économique, le cas du cycle complet est également utilisé. La deuxième exception s'est appliquée 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 et le pourcentage de gaz brut initial récupérable, entre le cas de référence pondéré et le cas de sensibilité correspondant. Les résultats sont donnés aux prix de 44,13 \$ et de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Des tableaux semblables s'appliquant à la Colombie-Britannique et à l'Alberta sont présentés à l'annexe II.

Comme on peut l'observer dans ces tableaux, les répercussions du pourcentage sont, en général, plus importantes si le prix est plus bas que plus haut. 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 de coûts sur le volume du gaz brut initial économiquement récupérable dans toutes les zones gazéifères triasiques.

Compte tenu des coûts relativement élevés de mise en valeur de la majorité des zones triasiques, une augmentation ou une réduction en pourcentage donnée

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 au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , et une chute de 11 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Pour une réduction des coûts de 30 %, le potentiel économique augmente respectivement de 76 et de 20 % à ces deux prix.

### Sensibilité aux taux de succès du forage d'exploration

Les progrès technologiques 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 donnée 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 les cas pondéré et de cycle complet.

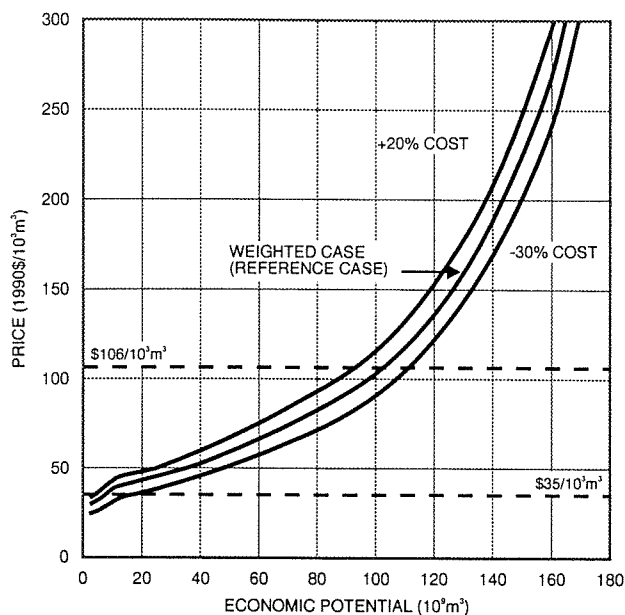
Le doublement du taux de succès économique de toutes les zones gazéifères se traduit, dans l'analyse incluant le fardeau fiscal, par une hausse du potentiel économique pondéré de 31 % au prix de 44,13 \$ par

Tableau 21

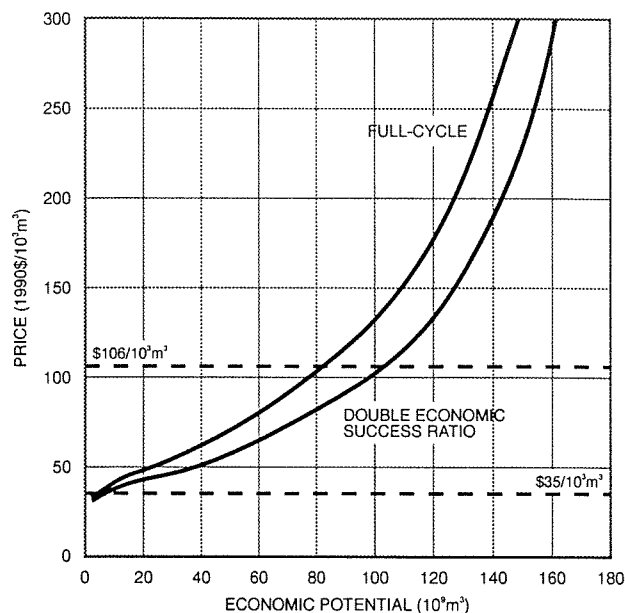
Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de la modification de variables clés sur les estimations du potentiel économique de toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées

Type of sensitivity analysis	Economic potential ( $10^6 \text{ m}^3$ )		% of total initial raw recoverable gas		% Change	
	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$	\$44.13/ $10^3 \text{ m}^3$	\$88.25/ $10^3 \text{ m}^3$
Sensitivity analyses on weighted average estimates:						
Reference case - weighted average	22 017	81 970	10	38		
20% increase in total costs	10 612	72 842	5	34	-52	-11
30% decrease in total costs	38 771	98 045	18	46	+76	+20
Drilling success ratio doubled (max. 1:2)	28 753	97 697	13	46	+31	+19
Distance to pipeline set to 2.5 km	27 186	88 831	13	42	+23	+8
Pool size at 10% probability level	32 714	95 469	15	45	+49	+16
Sensitivity analysis on full-cycle estimates:						
Reference case - full-cycle	13 350	70 044				
Drilling success ratio doubled (max 1:2)	21 212	84 157	10	39	+59	+20
Sensitivity analysis on half-cycle estimates:						
Reference case - half-cycle	42 955	121 706				
Distance to pipeline set to 2.5 km	49 333	130 737	23	61	+15	+7

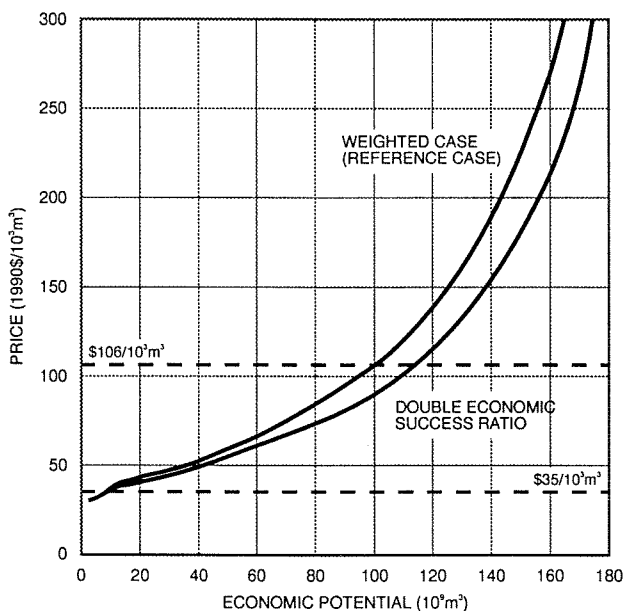
Total initial raw recoverable gas: 213 238  $10^6 \text{ m}^3$



**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 toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.



**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, pour toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.



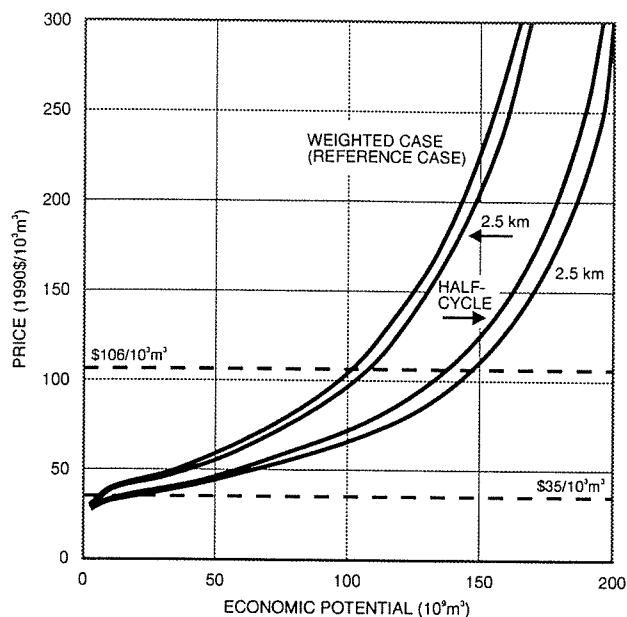
**Figure 56.** Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations pondérées du potentiel économique avec fardeau fiscal, pour toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.

$10^3 \text{ m}^3$  et de 19 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Comme prévu, les répercussions sont plus élevées 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 20 % respectivement.

### Sensibilité à la distance des réseaux de collecte

Les estimations des distances moyennes entre les découvertes futures et un réseau de collecte ont été basées sur l'emplacement des réseaux actuels. À mesure que les réseaux s'accroîtront, il est probable qu'un plus grand nombre de zones gazéifères ou de gisements, dont la mise en valeur était à l'origine considérée non rentable à cause de leur distance par rapport aux réseaux de collecte, 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 gazoduc 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 de collecte à 2,5 km, le potentiel économique pondéré augmente de 23 % au



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

prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de 8 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Des répercussions semblables sont observées dans le cas du demi-cycle.

Au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , le potentiel économique du Trias dans le cas du demi-cycle a été établi à 61 % du volume total de gaz brut initial 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

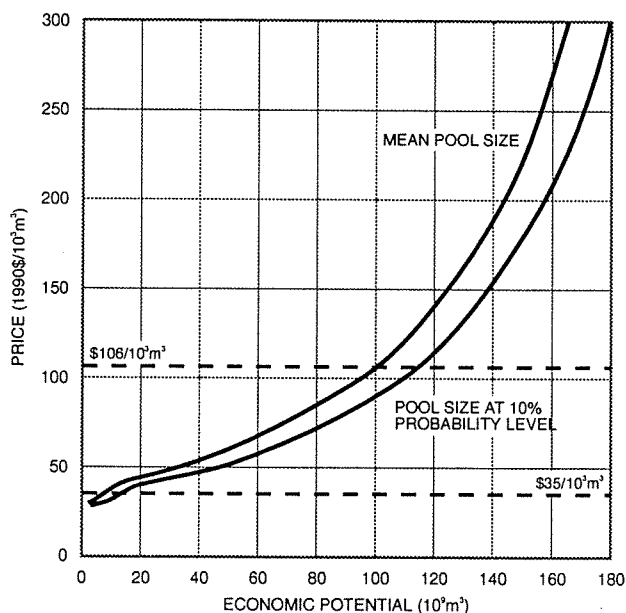
L'expérience a montré que les estimations des ressources ont tendance à augmenter avec le temps, étant donné que l'exploration et la mise en valeur accrues permettent d'approfondir la géologie du pétrole et la base des ressources. Les estimations actuelles pourraient également s'accroître. Pour mesurer 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 %. Ces estimations représentent une augmentation de 7 % environ des estimations des ressources globales.

La figure 59 illustre les répercussions de ce changement.

L'augmentation du volume des gisements non découverts a d'importantes répercussions sur le potentiel économique. L'augmentation des estimations des ressources en utilisant les volumes des gisements à un niveau de probabilité de 10 % se traduit par une hausse du potentiel économique de 49 % au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de 16 % au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Par conséquent, les révisions à la hausse des estimations des ressources créent 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 couches 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 couches moins profondes. Les courbes d'offre du cycle complet



**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 toutes les zones gazéifères triasiques bien explorées.

incluant le fardeau fiscal et montrant le volume des ressources économiquement récupérables dans les zones gazéifères plus rentables sont présentées à la figure 60. Les courbes d'offre des cinq zones gazéifères sont présentées. 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 :

1. Le classement des courbes d'offre correspond au classement des zones gazéifères selon le volume total de gaz brut initial récupérable, indiqué au tableau 22.
2. Les courbes d'offre sont caractérisées par trois zones gazéifères en Colombie-Britannique et une zone gazéifère en Alberta. Une analyse des estimations du potentiel économique au niveau de la zone gazéifère, indique qu'aux prix allant jusqu'à 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ , pratiquement tout le potentiel économique devrait se trouver dans les zones gazéifères suivantes de la Colombie-Britannique, soit la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias, le sous-affleurement de Baldonnel - Laprise et la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes, ainsi que dans la zone gazéifère des dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair en Alberta.
3. Seules les courbes d'offre des zones gazéifères de la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias et du sous-affleurement de Baldonnel - Laprise sont élastiques dans une fourchette réaliste

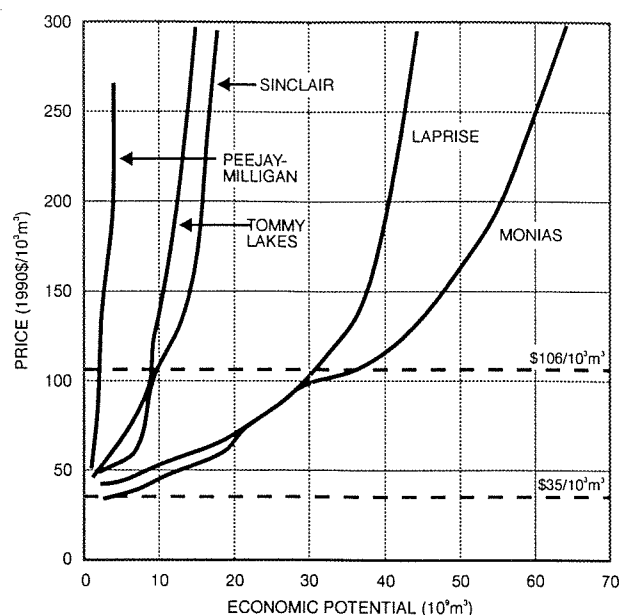


Figure 60. Courbes d'offre montrant les estimations de cycle complet du potentiel économique avec fardeau fiscal dans le cas de référence pour les cinq zones triasiques qui offrent un potentiel économique à des prix ne dépassant pas 106 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>. Dans ce cas, l'analyse du cycle complet exclut tous les coûts de complétion engagés pour mettre en production les puits à partir desquels des ressources ont été découvertes au-dessus de la cible.

Tableau 22

Les zones gazéifères triasiques classées par ordre décroissant du volume de gaz brut initial récupérable

Play	Initial raw recoverable gas (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		Economic potential (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	
	Total	Largest undiscovered pool	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Halfway/Doig Shelf (Peace River Structure) - Monias	73 815	2 175	5 681	26 055
Baldonnel Subcrop - Laprise	51 796	2 435	9 311	26 085
Halfway/Doig Shore Zone (Peace River Structure) - Sinclair	20 862	1 433	0	8 802
Halfway/Doig Shelf - Tommy Lakes	19 408	1 187	1 187	7 857
Montney Subcrop - South Fir	16 446	900	0	0
Halfway/Doig Shore Zone - Peejay Milligan	7 456	1 128	0	1 759
Charlie Lake Clastics - Inga	6 761	158	0	0
Charlie Lake Carbonates (Peace River Structure) - Boundary Lake	6 458	130	0	0
Baldonnel (Peace River Structure) - Ft. St. John	6 252	253	0	0
Charlie Lake Clastics (Peace River Structure) - Cecil	3 985	438	0	0
<b>Total economic potential</b>	<b>213 238</b>		<b>13 350</b>	<b>70 559</b>

Note: Economic potential for the burdened, full-cycle reference case. For purposes of this analysis, all wells in which resources in the Triassic are not found are treated as D&A wells.

des prix prévus du gaz naturel, soit entre 35 \$ et 106 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (entre 1,00 \$ et 3,00 \$ par  $\text{Mpi}^3$ ). Les courbes d'offre des autres zones gazéifères sont relativement peu élastiques.

## CONCLUSIONS

La présente étude contient une estimation du potentiel économique des ressources en gaz naturel triasiques non découvertes en appliquant des contraintes techniques et économiques sur l'évaluation des ressources présentée dans la partie I. Les principales conclusions sont les suivantes :

1. Dans le cas pondéré, le potentiel économique incluant le fardeau fiscal est évalué à  $22 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,8 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (1,25 par  $\text{Mpi}^3$ ) et à  $82 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,9 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  (2,50 \$ par  $\text{Mpi}^3$ ). Ces volumes correspondent respectivement à 10 et 38 % du volume total de gaz brut initial récupérable. Ils représentent respectivement 8 et 30 % des volumes de gaz en place initial non découvert selon les estimations de la partie I.
2. Dans le cas du cycle complet, le potentiel économique incluant le fardeau fiscal s'élève à  $13 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,5 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et à  $70 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,5 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Ces volumes correspondent respectivement à 6 et 33 % du volume total de gaz brut initial récupérable.
3. Dans le cas du demi-cycle, le potentiel économique incluant le fardeau fiscal augmente à  $42 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $1,5 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et à  $122 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $4,3 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ . Ces volumes correspondent respectivement à 20 et 57 % du volume total de gaz brut initial récupérable.
4. L'inclusion des zones gazéifères sommairement explorées et possibles dans les estimations du potentiel économique a pour effet d'augmenter les estimations pondérées incluant le fardeau fiscal de  $22 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,8 \text{ Tpi}^3$ ) à  $25 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,9 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 44,13 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$  et de  $82 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,9 \text{ Tpi}^3$ ) à  $92 \times 10^9 \text{ m}^3$  ( $3,3 \text{ Tpi}^3$ ) au prix de 88,25 \$ par  $10^3 \text{ m}^3$ .
5. Le potentiel économique varie relativement peu que le fardeau fiscal soit inclus ou non.
6. Les estimations du nombre de gisements économiques 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  $10^3 \text{ m}^3$ .

7. L'analyse de sensibilité a montré que le potentiel économique est sensible aux facteurs suivantes : i) les coûts totaux; ii) les augmentations dans les estimations du volume des gisements non découverts; iii) les taux de succès économiques; et iv) la distance moyenne entre les découvertes futures et le réseau de collecte. En général, les répercussions de ces facteurs sont beaucoup plus élevés lorsque les prix sont 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  $10^3 \text{ m}^3$  (de 1,00 \$ à 2,50 \$ par  $\text{Mpi}^3$ ).
9. Les courbes d'offre sont caractérisées par trois zones gazéifères en Colombie-Britannique et une en Alberta : la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Monias, le sous-affleurement de Baldonnel - Laprise, la plate-forme continentale de Halfway/Doig - Tommy Lakes et les dépôts littoraux de Halfway/Doig - Sinclair.

## REMERCIEMENTS

La présente étude 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. Un appui 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. et P. Ray, B. Dickerson et G. Lore du *Minerals Management Service* du *U.S. Department of the Interior*, pour leurs commentaires et leurs judicieux conseils sur la méthodologie 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 le forage qui ont été nécessaires pour

appuyer cette méthode d'analyse des zones gazéifères triasiques. B. Young et K. Drummond de l'Office national de l'énergie et T. Bird de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière ont aidé de leurs conseils M. Blakeney dans la réalisation de son travail.

## 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.**

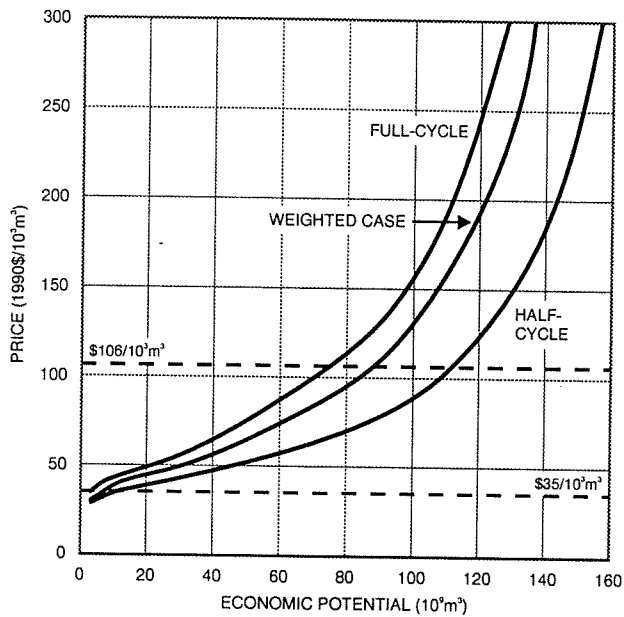
1991a : Knowing field size distributions crucial in estimating profitability. Oil and Gas Journal, v. 89, no. 15, p. 92-93.

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

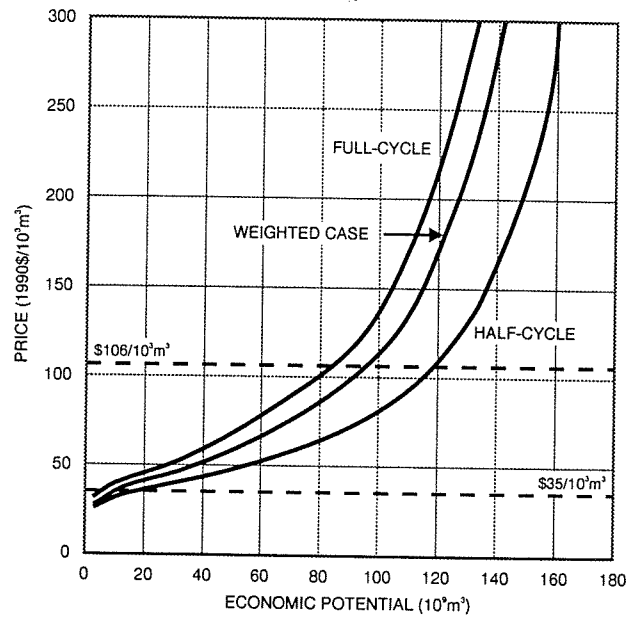


## APPENDIX

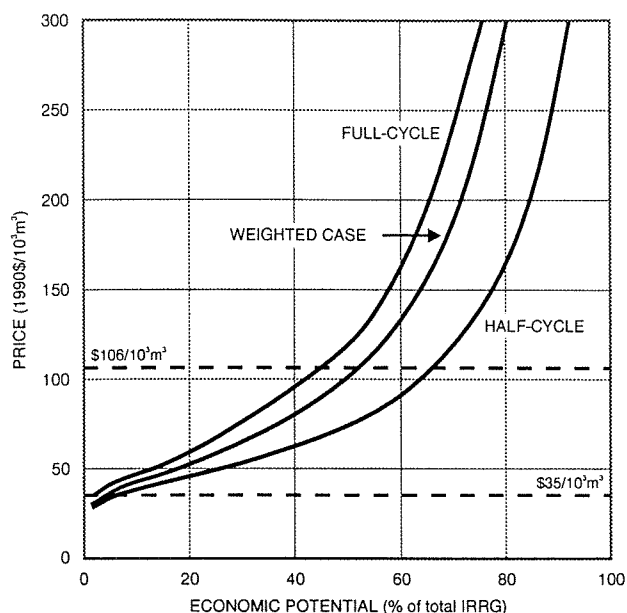
### Estimations du potentiel économique et résultats des analyses de sensibilité en Colombie-Britannique et en Alberta



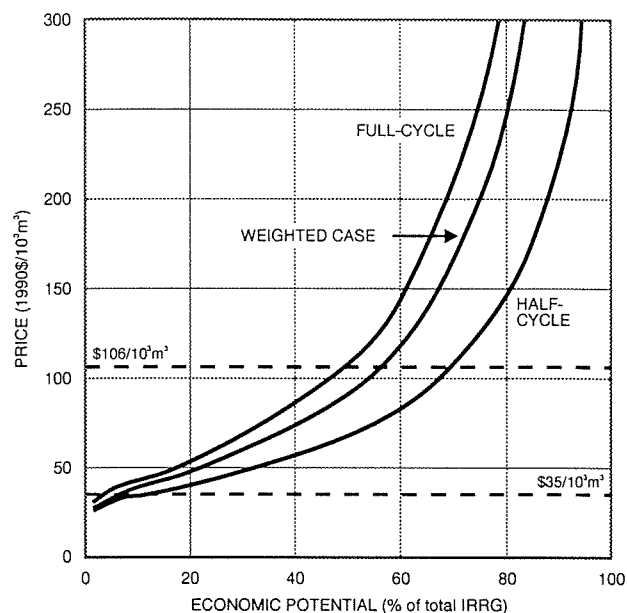
**Figure A.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement récupérable (GBIR), pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



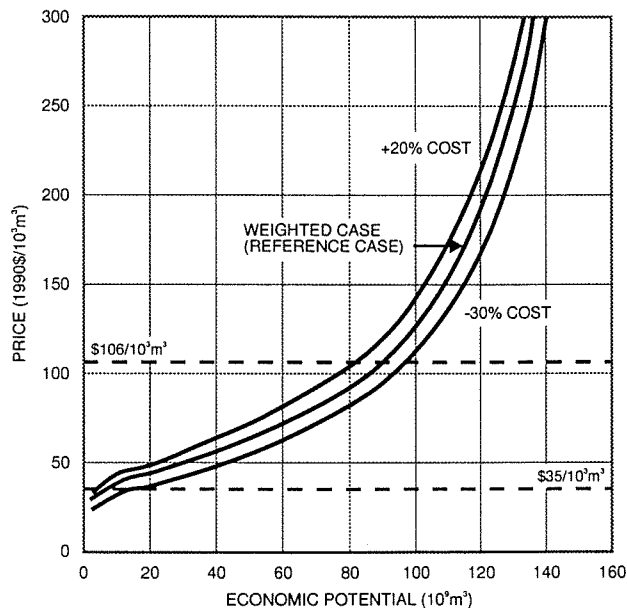
**Figure B.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement récupérable (GBIR), pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



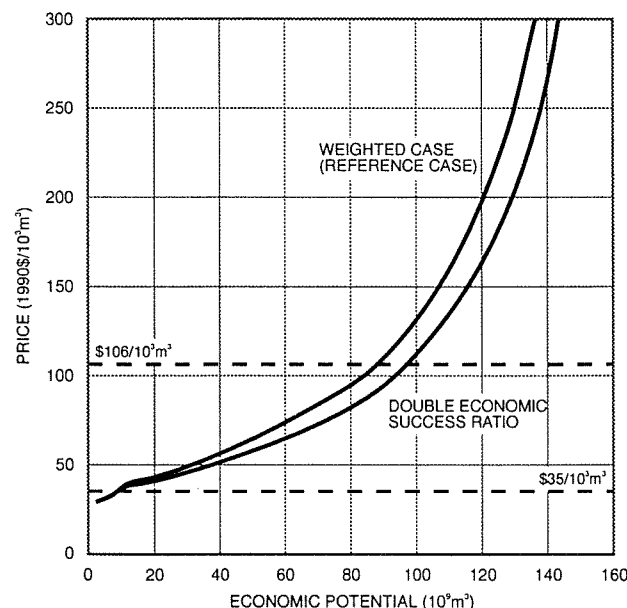
**Figure C.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial économiquement récupérable (GBIR) pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



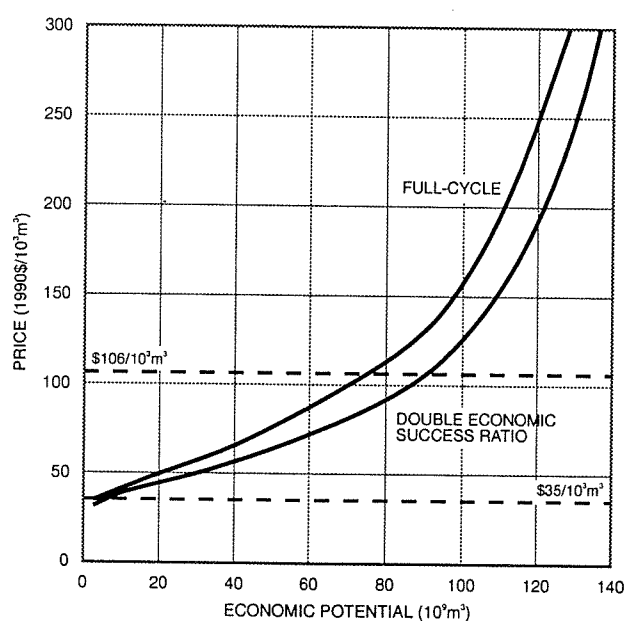
**Figure D.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial économiquement récupérable (GBIR) pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



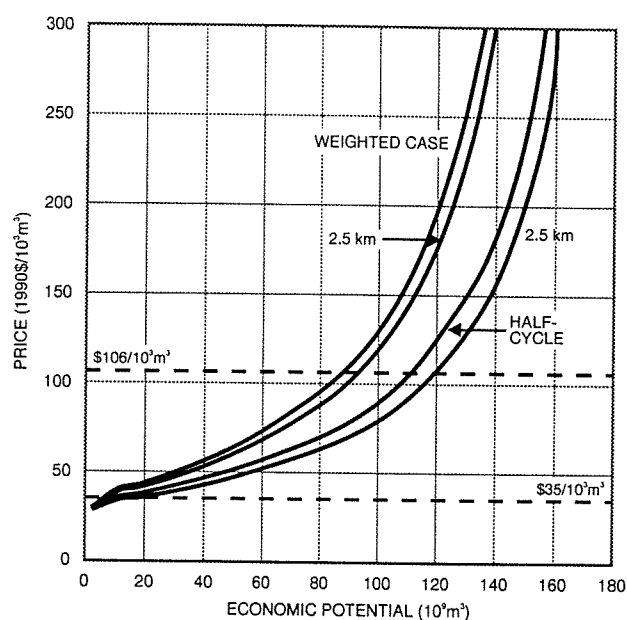
**Figure E.** Courbes d'offre montrant les répercussions des modifications des coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones pétrolières situées principalement en Colombie-Britannique.



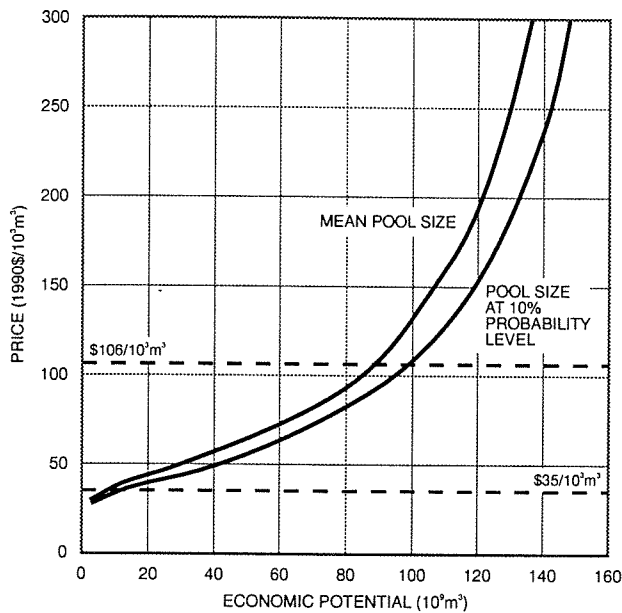
**Figure F.** Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique pondéré, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



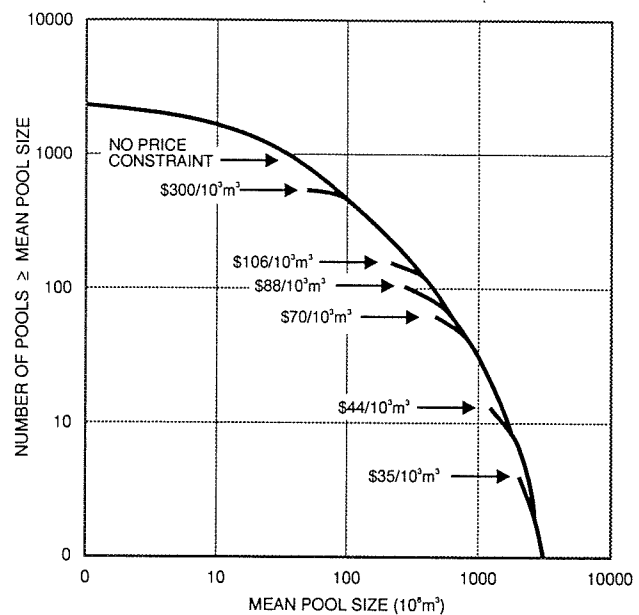
**Figure G.** Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique de cycle complet, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



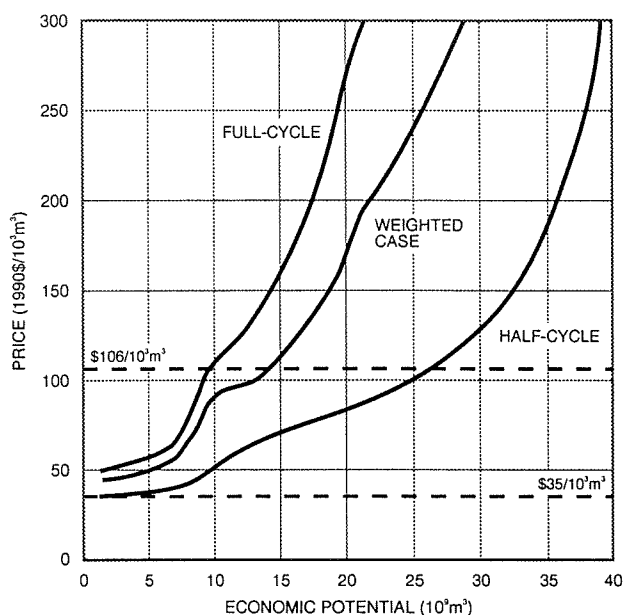
**Figure H.** Courbes d'offre montrant les répercussions de la réduction à 2,5 km de la distance moyenne entre les gazoducs et les gisements futurs, sur les estimations pondérées et de demi-cycle du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères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



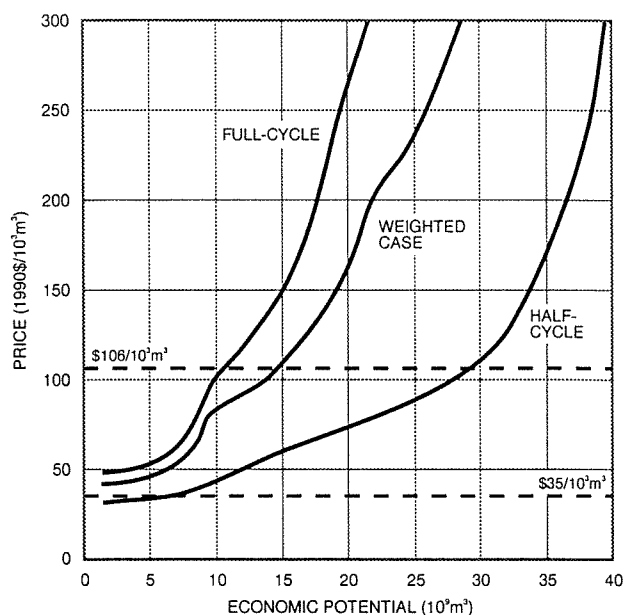
**Figure I.** Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation des volumes des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Colombie-Britannique.



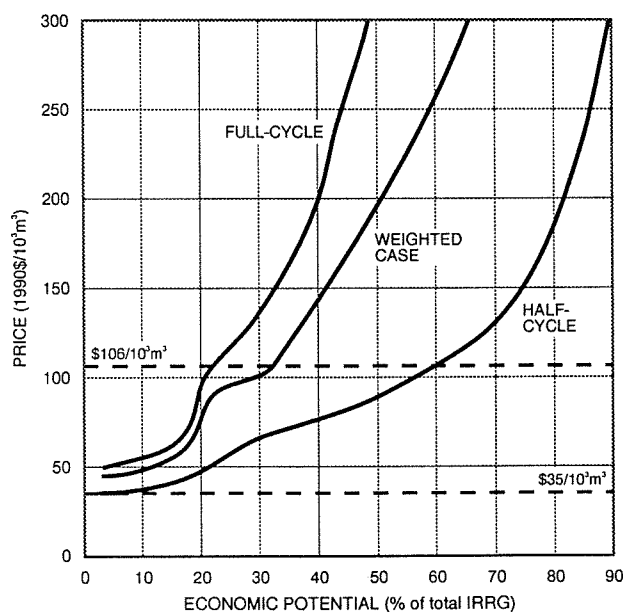
**Figure J.** Courbes indiquant le nombre de gisements non découverts dans les zones gazéifères triasiques situées principalement en Colombie-Britannique pour lesquelles les estimations du volume moyen sont égales ou supérieures à un volume donné et qui sont rentables dans la cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, à des prix choisis entre 35 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> et 300 \$/10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>. 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.



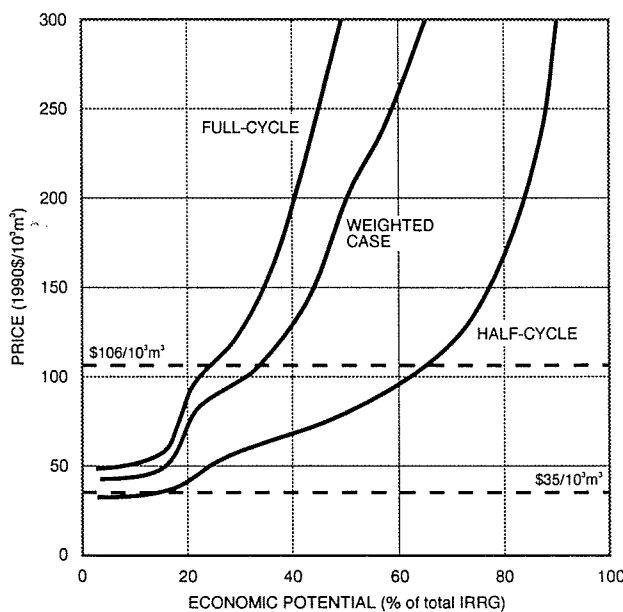
**Figure K.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au volume de gaz brut initial économiquement récupérable (GBIR), pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



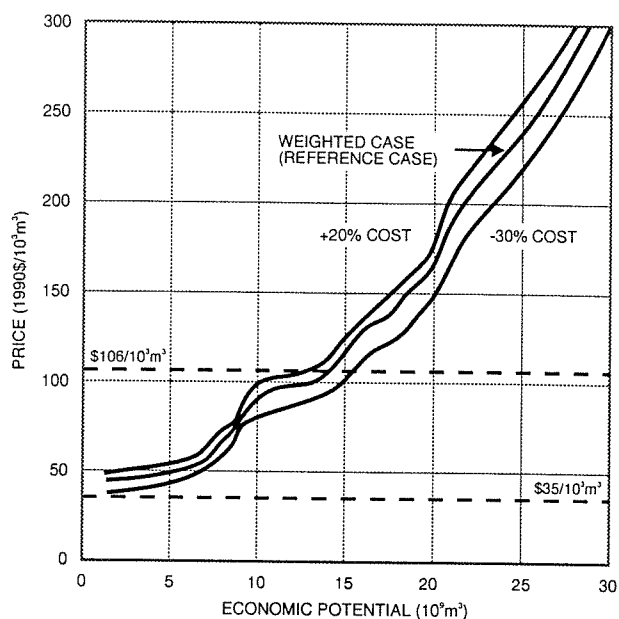
**Figure L.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial total récupérable (GBIR), pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



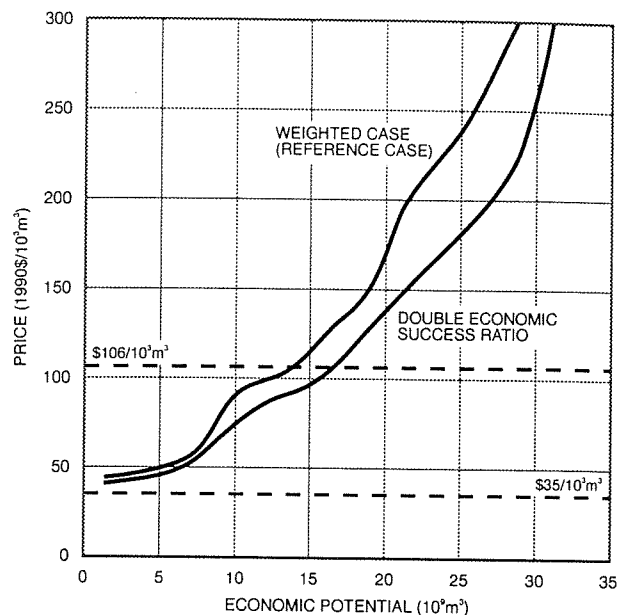
**Figure M.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique avec fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial total récupérable (GBIR), pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



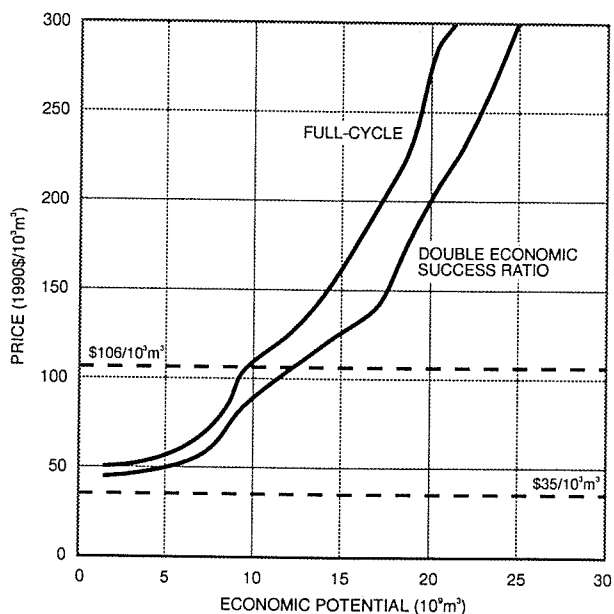
**Figure N.** Courbes d'offre montrant le potentiel économique sans fardeau fiscal, correspondant au pourcentage de gaz brut initial total récupérable (GBIR), pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



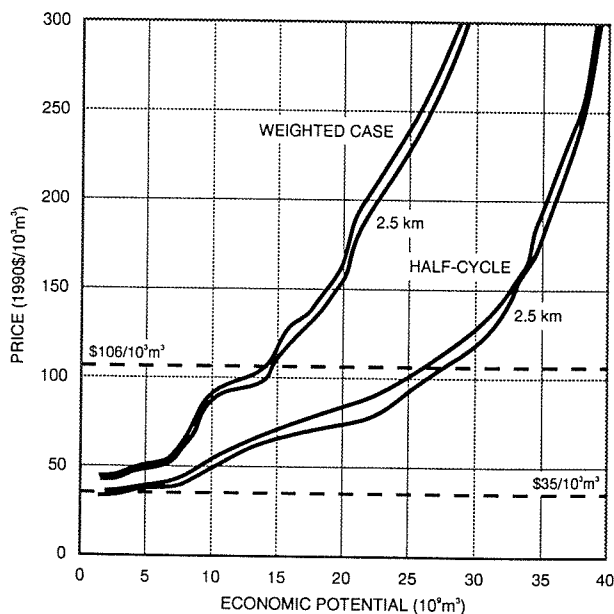
**Figure O.** Courbes d'offre montrant les répercussions des modifications des coûts totaux sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



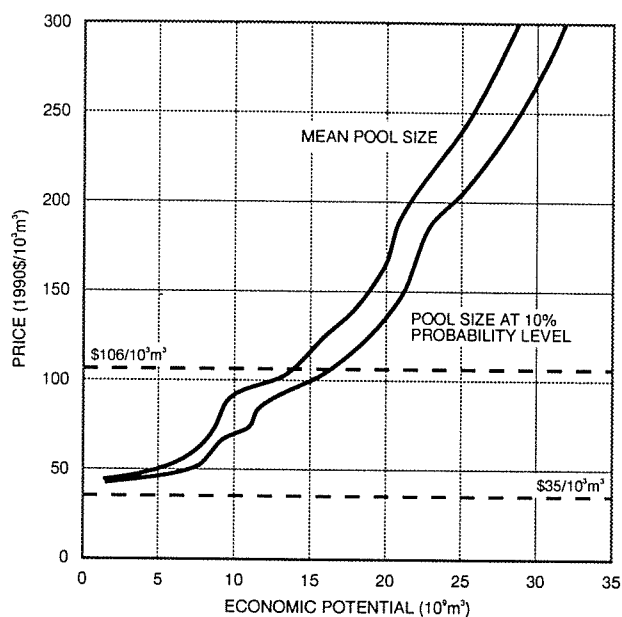
**Figure P.** Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique pondéré, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



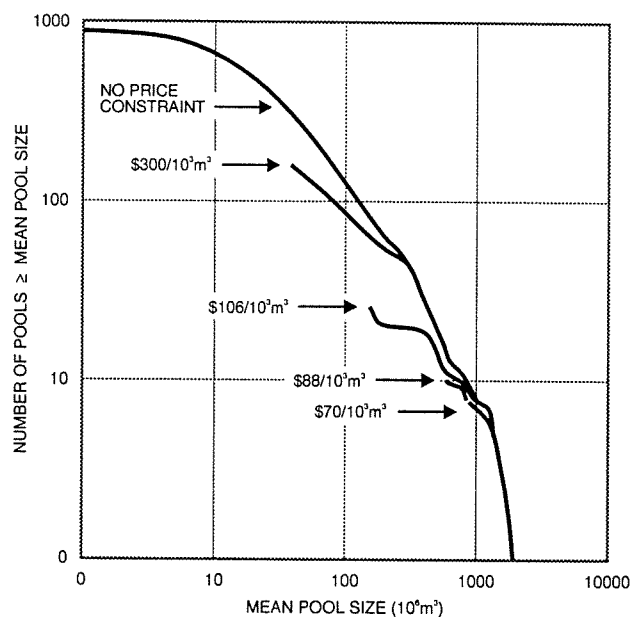
**Figure Q.** Courbes d'offre montrant les répercussions du doublement du taux de succès économique sur les estimations du potentiel économique de cycle complet, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes dans les zones gazéifères situées principalement en Alberta.



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



**Figure S.** Courbes d'offre montrant les répercussions d'une augmentation du volume des gisements non découverts sur les estimations pondérées du potentiel économique, pour les ressources en gaz naturel triasique non découvertes 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 estimations du volume moyen sont égales ou supérieures à un volume donné et qui sont rentables dans la cas de référence pondéré avec fardeau fiscal, à des prix choisis entre 35  $\$/10^3 \text{ m}^3$  et 300  $\$/10^3 \text{ m}^3$ . 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 A

**Intrants et estimations de coûts choisis relatifs au cas de référence et s'appliquant aux zones gazifères triasiques bien explorées de la Colombie-Britannique**

Parameters	Halfway/Doig Shore		Halfway/Doig Shelf		Halfway/Doig Shelf		Tommy Lakes		Baldonnel Subcrop		Baldonnel		Charlie Lake Classics		Charlie Lake Classics	
	Peejay-Milligan		Monias						Laprise		Ft. St. John		Inga		Cecil	
Undiscovered gas-in-place	10 838		88 934		23 202		NA		66 610		8 336		8 866		5 915	
Undiscovered resource estimate (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	1 640		2 621		1 419		NA		3 130		337		207		650	
Mean size of largest undiscovered pool (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )																
Gas type	NA	SG	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	SG
Fraction of total resource	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour	sour
Average recovery factor	0.41	0.59	1.00	0.13	0.87	0.13	0.46	0.54	0.46	0.54	0.63	0.37	0.38	0.21	0.32	0.47
Average depth (metres)	0.80	0.61	0.83	0.88	0.83	0.88	0.81	0.75	0.81	0.75	0.75	0.75	0.85	0.90	0.78	0.50
	1 185	1 144	1 465	1 578	1 238	1 578	1 200	1 270	1 200	1 270	1 400	1 250	1 182	1 388	1 273	1 351
Drilling data																
Exploratory well success rate	0.059		0.167		0.182		0.136		0.136		0.041		0.041		0.019	
Development well success rate	0.95		0.95		0.95		0.95		0.95		0.95		0.95		0.95	
Success rate in zone	0.580		0.445		0.628		0.707		0.707		0.175		0.431		0.667	
Proportion of full-cycle discoveries	0.937		0.784		0.889		0.233		0.233		0.214		0.320		0.211	
Average well spacing (ha/well)	512		512		512		512		512		512		512		512	
Well costs																
Costs of D&A dev. well (10 <sup>3</sup> \$)*	380	NA	314		355		348		348		240		345		268	
Costs of D&C dev. well (10 <sup>3</sup> \$)*	613	NA	499		567		555		555		377		549		421	
Operating costs (10 <sup>3</sup> \$/well/mo.)	4.6	NA	4.3		2.7		2.7		2.7		2.5		2.7		2.6	
Surface facilities																
Well site equipment:																
Dehydration																
Line heaters																
Vapour recovery																
Cost (10 <sup>3</sup> \$/well)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Roads	93	212	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	212
Terrain																
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km)																
a) Lease/field roads	60	0	30	60	60	60	60	60	60	60	30	30	60	30	30	0
b) All-weather access	120	0	60	120	120	120	120	120	120	120	60	60	120	60	60	0
Pipelines																
Average distance to existing gathering system (km)	8	8	8	10	10	10	5	5	5	5	8	8	8	8	8	8
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 2"																
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 3"																
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 4"																
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 6"																
	104	104	88	81	81	104	97	104	97	104	68	73	68	52	68	68
			114	97	104		125	134	125					56	73	

\*Add 10% for exploration wells



Tableau B

Estimations du potentiel économique et du gaz initial commercialisable pour les cas de référence s'appliquant aux ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères triasiques de la Colombie-Britannique

Type of analysis	Economic potential				Initial marketable gas			
	Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		% of total initial raw recoverable gas		Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		% of total initial raw recoverable gas	
	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Burdened estimates:								
Full-cycle	13 350	61 242	8	36	11 995	54 798	7	32
Half-cycle	34 087	99 975	20	59	30 596	89 414	18	53
Weighted full- and half-cycle	20 585	72 281	12	43	18 506	64 744	11	38
Unburdened estimates:								
Full-cycle	18 675	67 425	11	40	16 759	60 332	10	36
Half-cycle	42 129	105 054	25	62	37 760	93 952	22	55
Weighted full- and half-cycle	26 477	80 457	16	47	23 786	72 022	14	42

Total initial raw recoverable gas: 169 472 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

Tableau C

Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de la modification des variables clés sur les estimations du potentiel économique de toutes les zones gazéifères bien explorées en Colombie-Britannique

Type of sensitivity analysis	Economic potential (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		% of total initial raw recoverable gas		% Change	
	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Sensitivity analyses on weighted average estimates:						
Reference case – weighted average	20 585	72 281	12	43		
20% increase in total costs	10 612	63 588	6	38	-48	-12
30% decrease in total costs	33 795	85 764	20	51	+64	+19
Drilling success ratio doubled (max. 1:2)	24 855	84 980	15	50	+21	+18
Distance to pipeline set to 2.5 km	24 463	78 596	14	46	+19	+9
Pool size at 10% probability level	29 658	82 979	18	49	+44	+15
Sensitivity analysis on full-cycle estimates:						
Reference case – full-cycle	13 350	61 242				
Drilling success ratio doubled (max. 1:2)	19 780	74 468	12	44	+48	+22
Sensitivity analysis on half-cycle estimates:						
Reference case – half-cycle	34 087	99 975				
Distance to pipeline set to 2.5 km	40 823	106 622	24	63	+20	+7

Total initial raw recoverable gas: 169 472 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

Tableau D

Intrants et estimations de coûts choisies relatifs au cas de référence et s'appliquant aux zones gazéifères triasiques bien explorées de l'Alberta

Parameters	Halfway/ Doig Shore			Charlie Lake Carbonates		Montney Subcrop South		
	Sinclair			Boundary Lake		Fir		
Undiscovered gas-in-place								
Undiscovered resource estimate (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		27 905		9 128		23 258		
Mean size of largest undiscovered pool (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		1 915		183		1 273		
Gas type	NA sweet	NA sour	SG sour	NA sweet	SG sweet	NA sweet	NA sour	SG sour
Fraction of total resource	0.13	0.55	0.32	0.25	0.75	0.24	0.53	0.23
Average recovery factor	0.77	0.77	0.70	0.76	0.69	0.76	0.76	0.53
Average depth (metres)	2 000	2 107	2 000	1 685	1 700	1 170	2 100	2 038
Drilling data								
Exploratory well success rate		0.117		0.043		0.020		
Development well success rate		0.95		0.95		0.95		
Success rate in zone		0.420		0.767		0.254		
Proportion of full-cycle discoveries		0.625		0.254		0.303		
Average well spacing (ha/well)		256		256		256		
Well costs								
Costs of D&A dev. well (10 <sup>3</sup> \$)*	380	473	NA	288	NA	257	553	NA
Costs of D&C dev. well (10 <sup>3</sup> \$)*	565	697	NA	445	NA	411	847	NA
Operating costs (10 <sup>3</sup> \$/well/mo.)	2.5	4.3	NA	2.4	NA	2.2	4.3	NA
Surface facilities								
Well site equipment: Dehydration								
Line heaters	X	X		X		X	X	
Vapour recovery			X		X			X
Cost (10 <sup>3</sup> \$/well)	81	81	184	184	184	81	81	184
Roads								
Terrain		Parkland		Parkland		Forest		
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km)								
a) Lease/field roads	26	26	0	26	0	39	39	0
b) All-weather access	52	52	0	52	0	78	78	0
Pipelines								
Average distance to existing gathering system (km)	10	10	10	8	8	12	12	12
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 2"				39				
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 3"	59	64				70	76	
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 4"						84	91	
Unit costs (10 <sup>3</sup> \$/km) for 6"	92	99	99					91

\*Add 10% for exploration wells

Tableau E

**Estimations du potentiel économique et du gaz initial commercialisable pour les cas de référence  
s'appliquant aux ressources en gaz naturel non découvertes dans les zones gazéifères  
triasiques de l'Alberta**

Type of analysis	Economic potential				Initial marketable gas			
	Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		% of total initial raw recoverable gas		Volume (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		% of total initial raw recoverable gas	
	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Burdened estimates:								
Full-cycle	0	8 802	0	20	0	7 759	0	18
Half-cycle	7 796	21 732	18	50	6 870	19 150	16	44
Weighted full- and half-cycle	1 432	9 689	3	22	1 262	8 541	3	20
Unburdened estimates:								
Full-cycle	0	9 254	0	21	0	8 158	0	19
Half-cycle	9 127	24 409	21	56	8 044	21 509	18	49
Weighted full- and half-cycle	3 898	11 003	9	25	3 436	9 703	8	22

Total initial raw recoverable gas: 43 765 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

Tableau F

**Analyses de sensibilité mesurant les répercussions de la modification des variables clés sur les  
estimations du potentiel économique de toutes les zones gazéifères bien explorées en l'Alberta**

Type of sensitivity analysis	Economic potential (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )		% of total initial raw recoverable gas		% Change	
	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$44.13/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	\$88.25/ 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Sensitivity analyses on weighted average estimates:						
Reference case – weighted average	1 432	9 689	3	22		
20% increase in total costs	0	9 254	0	21	-100	-4
30% decrease in total costs	4 976	12 281	11	28	+247	+27
Drilling success ratio doubled (max. 1:2)	3 898	12 717	9	29	+172	+31
Distance to pipeline set to 2.5 km	2 723	10 235	6	23	+90	+6
Pool size at 10% probability level	3 056	12 490	7	29	+113	+29
Sensitivity analysis on full-cycle estimates:						
Reference case – full-cycle	0	8 802				
Drilling success ratio doubled (max. 1:2)	1 432	9 689	3	22	NA	+10
Sensitivity analysis on half-cycle estimates:						
Reference case – half-cycle	7 796	21 732				
Distance to pipeline set to 2.5 km	8 511	24 265	19	55	+9	+12

Total initial raw recoverable gas: 43 765 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>