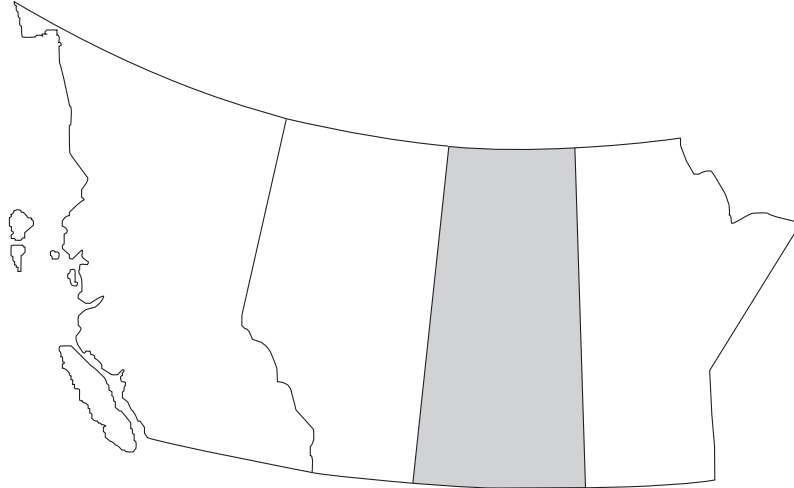


National Energy  
Board



Office national  
de l'énergie



---

# Étude d'évaluation des ressources en gaz naturel non associé en Saskatchewan

---

Calgary 1998

Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1995  
représentée par l'Office national de l'énergie

No. de cat. NE23-77/1998F  
ISBN 0-662-83374-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du :**

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

**En personne, au bureau de l'Office :**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada  
1995 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-77/1998E  
ISBN 0-662-27428-8

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Publications Coordinator  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue SW  
Calgary, Alberta  
T2P 0X8  
Phone: (403) 299-3562  
Fax: (403) 292-5503  
E-mail: orders@neb.gc.ca

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

## **Avant propos**

Ce rapport a été préparé par l'Office national de l'énergie («ONÉ» ou «l'Office») pour fournir une revue analytique des ressources gazières présumées en Saskatchewan. Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan a fourni de l'aide et des commentaires au cours de la rédaction du rapport, mais les conclusions et les interprétations qui y sont formulées sont celles de l'Office.

L'Office a établi une méthodologie pour la détermination et l'évaluation du potentiel gazier restant présumé. Un examen des pratiques et des approches actuellement appliquées dans l'industrie et par d'autres ministères du gouvernement participant à l'évaluation des ressources a permis de déterminer qu'elles sont appliquées à l'échelle régionale et qu'elles sont ainsi difficiles à appliquer à des projets locaux. L'Office a par conséquent mis au point une approche qui permet d'évaluer les ressources potentielles à des fins régionales.

L'Office continuera à se fier aux évaluations régionales des ressources fournies par la Commission géologique du Canada (CGC) et en intégrera les résultats dans toute la mesure du possible. L'Office reconnaît de plus que l'activité d'évaluation des ressources peut être menée par des organismes provinciaux et d'autres groupes. Ces évaluations seront également intégrées lorsqu'il sera pratique de le faire.

Cette étude a été entreprise par l'Office afin d'identifier le potentiel gazier non associé présumé en Saskatchewan. Elle s'insère dans l'effort continu consenti par l'Office pour produire des estimations du potentiel gazier présumé dans diverses parties du Canada. Les conclusions et les estimations fournies dans cette étude serviront à l'appui de l'évaluation par l'Office de l'approvisionnement en gaz de l'Ouest canadien.

L'Office apprécierait tout commentaire concernant la conception ou l'utilisation de la méthodologie retenue ainsi que les résultats de cette étude intitulée «Évaluation des ressources en gaz naturel non associé en Saskatchewan». Veuillez adresser vos commentaires au secrétaire de l'Office avant le 1<sup>er</sup> décembre 1998.

Office national de l'énergie

## Table des matières

Liste des tableaux .....	(ii)
Liste des figures .....	(ii)
Abréviations .....	(iii)
Introduction .....	1
Analyse .....	1
Estimation des ressources avec le @Risk d'Excel .....	1
Paramètres à introduire .....	3
@Risk .....	4
Équation pour le gaz .....	6
Estimations des réserves étalées en gaz non associé .....	6
Estimations du potentiel gazier non associé présumé, récupérable par les méthodes classiques .....	6
Comparaisons avec d'autres estimations .....	7
Conclusions .....	9
Références .....	10

## Liste des tableaux

Tableau 1. Distribution des ressources .....	2
Tableau 2. Estimations par l'ONÉ du potentiel gazier non associé commercialisable ...	7
Tableau 3. Autres estimations du potentiel gazier commercialisable .....	8

## Liste des figures

Figure 1. Modèle de distribution triangulaire .....	5
Figure 2. Unités lithostratigraphiques de l'Ouest de la Saskatchewan .....	11
Figure 3. Répartition de la formation de Belly River .....	12
Figure 4. Répartition de la formation de Viking .....	13
Figure 5. Répartition du groupe de Mannville .....	14
Figure 6. Répartition des formations jurassiques .....	15
Figure 7. Répartition des formations mississippiennes .....	16

## Abréviations

AEUB	Alberta Energy and Utilities Board
CCPG	Comité canadien du potentiel gazier
CGC	Commission géologique du Canada
° F	degrés Fahrenheit
ha	hectare
SEM	le ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan
Z	compressibilité du gaz
$10^3\text{pi}^3$	millier de pieds cubes
$10^6\text{pi}^3$	million de pieds cubes
$10^9\text{pi}^3$	milliard de pieds cubes
$10^{12}\text{pi}^3$	billion de pieds cubes

# **Évaluation des ressources en gaz naturel non associé en Saskatchewan**

## **Introduction**

Cette évaluation des ressources présumées en gaz naturel non associé a été effectuée pour la Saskatchewan au moyen du logiciel compagnon @Risk d'Excel. La méthodologie utilisée pour la présente évaluation s'inspire de celle proposée par Roadifer en 1979. La région générale visée par l'évaluation est celle des cantons 1 à 70 du 30<sup>e</sup> rang à l'ouest du premier (1<sup>er</sup>) méridien jusqu'au 4<sup>e</sup> méridien et elle couvre une superficie d'environ 35,2 millions d'hectares (ha) (87,1 millions d'acres) ou de 136 045 milles carrés. Elle renferme sur toute sa superficie de nombreux gisements de gaz associé ainsi que d'autres gisements contenant des volumes de gaz en solution. Ces quantités de gaz sont généralement nécessaires pour maintenir la production pétrolière et ne sont pas actuellement disponibles à des fins de consommation intérieure ou d'exportation. C'est pourquoi des évaluations des ressources en gaz associé et en gaz en solution n'ont pas encore été entreprises.

## **Analyse**

Une analyse statistique a été effectuée afin de déterminer les paramètres d'entrée des réservoirs de chacun des groupes de zones gazières utilisés dans le cadre de la présente étude. La plupart des paramètres des réservoirs ont été identifiés d'après les données fournies dans le rapport annuel 97-1 («SEM» 1997) sur les réservoirs du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan. L'information fournie dans le rapport SEM a été ventilée par groupes de zones gazières afin d'accumuler les données suffisantes et d'en permettre l'analyse statistique au moyen des outils d'analyse statistique de l'Excel. Des données sur les puits ont été extraites de la base de données GeoSCOUT de la *geoLOGIC Systems Ltd.* et regroupées par zone afin d'établir la probabilité d'existence d'hydrocarbures (taux de succès) dans chacun des groupes. Ces valeurs ont été introduites dans le logiciel @Risk afin de générer des cas de potentiel gazier non associé présumé. Les modèles @Risk ont été conçus d'après des fonctions de distribution exigeant les valeurs maximale, minimale et la plus vraisemblable pour chacun des paramètres d'entrée. Les sorties obtenues sont des fonctions de distribution cumulatives permettant le calcul de volumes de gaz en place, de gaz brut récupérable ainsi que de gaz et de liquides extraits du gaz commercialisables.

## **Estimation des ressources avec le @Risk d'Excel**

L'ONÉ a mis au point un ensemble de modèles créés au moyen du tableur Excel de Microsoft combiné à l'ensemble de logiciels compagnons @RISK de la Palisade Corporation. Le @RISK se rattache directement à l'Excel auquel il permet d'ajouter des fonctions d'analyse des risques et de modélisation.

La méthodologie probabiliste (inspirée de Roadifer, 1979) a été utilisée pour les modèles mis au point par le personnel de l'ONÉ (tableau 1). Une estimation probabiliste des ressources pétrolières est obtenue en multipliant des valeurs indépendantes choisies de manière aléatoire dans les distributions introduites pour le volume des hydrocarbures, le rendement en hydrocarbures et le risque.

Tableau 1  
Estimation des ressources en gaz non associé

Région	Saskatchewan	Profondeur du gaz	750 (pieds)		
Nom de la zone	Zone échantillon	Température du gisement	53 (°F)		
Nom de l'estimateur	Évaluateur	Pression du gisement	322 (lb/po <sup>2</sup> )		
	Min.	Le plus probable	Max.	Moyen	
A Superficie totale de la zone (10 <sup>6</sup> acres)	7,700	7,970	8,100	7,923	
A' Superficie éprouvée de la zone (10 <sup>6</sup> acres)	2,857	2,860	2,863	2,860	
B Superficie non éprouvée de la zone (10 <sup>6</sup> acres)	4,843	5,110	5,237	5,063	
C Fract. de 'B' occupée par les pièges	0,150	0,240	0,350	0,247	
D Fract. de 'C' constituée de pièges occupés (en superficie)	0,750	0,800	0,850	0,800	
E Zone potentielle de HC (10 <sup>6</sup> acres)				0,999	
F Porosité	0,050	0,130	0,270	0,150	
G Saturation en hydrocarbures	0,750	0,800	0,850	0,800	
H Facteur de récupération	0,650	0,750	0,850	0,800	
I Intervalle productif net (pieds)	6,0	10,0	28,0	14,67	
J Probabilité de présence de HC	0,150	0,200	0,250	0,200	
K Superficie gazéifère potentielle (10 <sup>6</sup> acres)				0,200	
L Compressibilité du gaz (Z)	0,931	0,950	0,969	0,950	
M Gaz en place (10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup> /acre-pi)				122,7	
N Récupération de gaz brut (10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup> /acre-pi)				0,920	
O Récupération de gaz comm. (10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup> /acre-pi)				0,851	
P Liquides (barils/10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> )	0,5	1,0	1,5	1,000	
Q Teneur en CO <sub>2</sub> (fract.)	0,005	0,010	0,015	0,012	
R Conversion gaz-BEP (10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup> /BEP)		6,000			
S Perte en surface (gaz combustible, etc)		0,080			
	<u>Ressources totales de la zone</u>				
	gaz non associé	gaz total	liquides	BEP	gaz comm.
	<u>(10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)</u>	<u>(10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)</u>	<u>(10<sup>6</sup> barils)</u>	<u>(10<sup>6</sup> BEP)</u>	<u>(10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>)</u>
Gaz en place	359,56	359,56		60,44	
Gaz comm.	269,67	269,67	0,27	45,23	249,39



Cette méthode exige la saisie d'un ensemble de variables obtenues par une méthode aléatoire d'échantillonnage comme celle de Monte Carlo. Une estimation stochastique des ressources peut être obtenue en multipliant des valeurs générées par ordinateur pour le volume, le rendement et le risque. Les paramètres des variables à introduire pour l'application de la méthode mise au point par l'ONÉ sont les suivantes :

Superficie occupée par les hydrocarbures	Superficie non éprouvée de la zone Fraction de la superficie de la zone occupée par les pièges Superficie des pièges occupés
Volume des hydrocarbures	Intervalle productif net moyen Porosité Saturation en hydrocarbures
Rendement	Facteur de récupération Facteur de perte en surface
Risque	Probabilité de présence d'hydrocarbures

### Paramètres à introduire

#### Superficie totale de la zone

Des estimations de la superficie de chacun des groupes de zones ont été obtenues d'après les positions des puits auxquels une production de gaz a été signalée ou pour lesquels les résultats des essais de tiges du trépan ont été de  $1,4 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  (50 000 pieds cubes) par jour ou plus.

#### Superficie non éprouvée de la zone

La superficie non éprouvée de la zone est calculée en soustrayant la superficie de la partie de la zone considérée éprouvée de la superficie totale de la zone. La superficie de la partie éprouvée de la zone a été déterminée en extrayant et en portant sur une carte tous les puits forés dans la zone et en attribuant une superficie éprouvée à chaque puits. Pour des raisons pratiques dans le cadre de la présente étude, il est considéré que la superficie éprouvée par un puits est celle d'une section (259 ha ou 640 acres). En fait, la superficie véritablement éprouvée, en particulier dans le groupe de zones Mannville, peut varier de manière importante d'un puits à l'autre.

#### Fraction de la superficie de la zone occupée par les pièges

La fraction de la superficie de la zone occupée par les pièges est la fraction de la superficie non éprouvée de la zone où l'on s'attend à ce qu'il y ait fermeture structurale et/ou stratigraphique. Il s'agit d'un facteur de densité des pièges, généralement basé sur des analogies avec d'autres zones présentant une géomorphologie analogue. C'est l'équipe d'évaluation qui a évalué ce facteur en fonction de son expérience.

#### Superficie des pièges occupés

Il s'agit d'une estimation de la fraction d'une fermeture où l'on s'attend à ce qu'il y ait des hydrocarbures. Elle est basée sur des analogies et sur l'expérience acquise et dépend dans une mesure considérable du type et de la géométrie du piège.

#### Volume des hydrocarbures

Les paramètres moyens sont les moyennes globales pour tous les gisements qu'on s'attend à découvrir. Les paramètres introduits comme l'intervalle productif net, la porosité, la saturation en hydrocarbures et la compressibilité du gaz ont été tirés des statistiques descriptives fournies dans le SEM pour les gisements déjà découverts.

#### Rendement

Les facteurs liés à la récupération et à la proportion commercialisable du gaz permettant des estimations brutes des quantités récupérables et commercialisables ont été tirés du SEM ou des moyennes publiées par l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB, 1996) pour les gisements déjà découverts.

#### Risque

C'est la probabilité qu'un piège renferme des hydrocarbures qui est généralement désignée par l'expression facteur de succès de l'exploration. Des données sur les puits ont été extraites de la base de données GeoSCOUT afin d'établir des taux historiques de succès pour chacune des zones. Ces taux ont servi de guide pour l'établissement de la valeur utilisée comme probabilité de présence d'hydrocarbures. Dans le cas des zones immatures ou théoriques, pour lesquelles on ne dispose d'aucune ou de très rares données historiques, c'est la prise en considération d'autres facteurs, comme l'accumulation des hydrocarbures, la roche-mère des hydrocarbures, l'époque de la migration, la présence et les types de réservoirs, qui aideront à obtenir une estimation de la probabilité de présence d'hydrocarbures.

Des estimations de la probabilité de présence d'hydrocarbures (taux de succès) ont été effectuées dans chaque cas en identifiant les forages d'exploration ayant pénétré une partie du groupe de zones ou se terminant légèrement sous la base géologique pour le cas en cause. La production devait de plus être supérieure à  $100 \cdot 10^3 \text{ m}^3$  (3500 pieds cubes).

#### @RISK

Le logiciel @RISK est un sous-programme compagnon ajoutant des fonctions d'analyse et de simulation au tableur Excel. Il permet à l'utilisateur de définir la valeur de certaines cellules sous forme de fonctions de distribution de probabilités dans le tableur. Le @Risk offre 24 fonctions de distribution à utiliser dans le cadre d'une étude pour établir des moyennes pour des facteurs variables. Pour la présente étude, une fonction de distribution triangulaire a été utilisée pour toutes les variables des réservoirs (intervalle productif net, porosité, etc) introduites dans une équation pour le gaz. La fonction triangulaire simplifiée (valeur minimum, valeur la plus vraisemblable et valeur maximum pour chaque paramètre) et élimine la nécessité de décrire des distributions de probabilités avec des paramètres qui sont difficiles à calculer.

Le logiciel exécute des simulations par les méthodes de Monte-Carlo ou de latin hypercube par un nombre spécifié de (3000) et génère une distribution de fréquences cumulée fournissant une plage de probabilités associée aux estimations des ressources (figure 1). La méthode de Monte-Carlo est entièrement aléatoire alors que la méthode de latin hypercube est un processus stratifié. Le processus stratifié sépare la plage globale en plusieurs plages et en échantillons égaux prélevés dans chaque plage afin d'assurer que les échantillons sont uniformes. La simulation de latin hypercube s'exécute un peu plus rapidement sur les petits ordinateurs et converge plus rapidement vers une valeur moyenne que la méthode de Monte-Carlo. C'est la simulation par la méthode de latin hypercube qui a été retenue pour la présente étude.

Saskatchewan - Zone échantillon

Itérations	3000
Minimum	39,07 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>
Maximum	888,02 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>
Moyenne	250,35 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>
Prob. de la moyenne	41,9 %
Écart type	128,96 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>
Mode	145,2 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup>

Valeurs percentiles (%)                      10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>

100	0
95	92
90	113
85	128
80	141
75	155
70	167
65	182
60	195
55	209
50	223
45	239
40	256
35	275
30	295
25	317
20	346
15	375
10	423
5	501
0	888

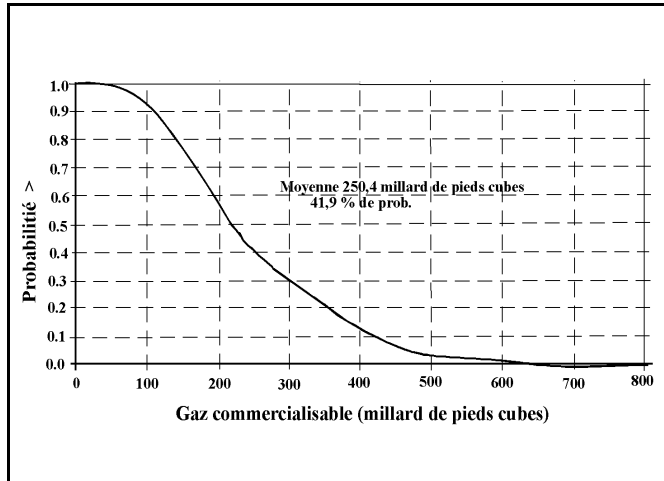


Figure 1. Modèle de distribution triangulaire

**Équation pour le gaz**

L'équation ci-après a été utilisée pour le gaz et doit être pour le moment solutionnée dans le système de mesure anglo-saxon.

Gaz en place = 43 560 x superficie (millions d'acres) x intervalle productif net (pieds) x porosité x saturation en gaz x GVF

où  $GVF = 520 / (460 + \text{température} (^{\circ}F)) \times \text{pression absolue (lb/po}^2) / 14.65 \times 1/Z$

## **Estimations des réserves établies en gaz non associé**

La mise en valeur des gisements de gaz en Saskatchewan se poursuit depuis 1934, année pendant laquelle a été signalée pour la première fois une production à un gisement de gaz non associé. Depuis, le volume des réserves initiales établies en gaz non associé découvertes a augmenté pour atteindre une valeur estimée à  $164,9 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  (5,8 billions de pieds cubes ( $10^{12} \text{ pi}^3$ )) et le SEM estime maintenant les réserves établies en gaz non associé restantes à  $73,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ).

## **Estimations du potentiel gazier non associé présumé, récupérable par les méthodes classiques**

Dans le cadre de cette étude, on a initialement examiné les données d'essai disponibles recueillies dans des puits pour toutes les régions en Saskatchewan. Six groupes de zones (tableau 1) présentant un potentiel gazier non associé ont été identifiés. Les régions comportant des puits où des écoulements de gaz depuis des zones spécifiques sont signalés ont ensuite été cartographiées. Des limites de groupes individuels de zones (figures 3 à 7) ont été arbitrairement établies à l'extérieur de ces régions présentant des réserves prouvées de manière à englober des régions additionnelles où des découvertes d'hydrocarbures sont raisonnablement vraisemblables. Les étendues situées à l'extérieur des régions d'étude identifiées pourraient encore comporter des zones immatures ou théoriques qui n'ont pas été évaluées dans le cadre de cette étude.

Un grand nombre des groupes de zones (figure 2) ont tendance à présenter des zones d'une grande superficie où il reste à exploiter de vastes étendues n'ayant pas encore fait l'objet de forages importants. Les groupes de zones Milk River-Medicine Hat-Second White Specks, Belly River et Viking (figures 3 et 4) sont principalement favorables à la présence de gaz. Le groupe de zones Mannville (figure 5) renferme une proportion croissante de zones pétrolières comparativement aux groupes de zones moins profonds. Les zones jurassiques et mississippiennes (figures 6 et 7) sont de moindres superficies, ont fait l'objet de forages plus épars et semblent présenter de faibles taux de succès pour le gaz en raison d'une présence accrue de pétrole. Sous les sédiments mississippiens, les zones plus profondes sont considérées favorables au pétrole avec uniquement un potentiel gazier associé ou en solution et c'est pourquoi elles n'ont pas été examinées dans le cadre de cette étude.

Les régions n'ayant pas encore fait l'objet de forages représentent 3 525 sections dans la zone gazière Belly River, 11 100 sections dans la zone Viking et environ 13 300 sections dans la zone Mannville. Les zones jurassique et mississippienne comptent encore respectivement 3 670 et 800 sections disponibles à éprouver. Aucune estimation des étendues n'ayant pas fait l'objet de forages n'a été effectuée pour la zone Milk River-Medicine Hat-Second White Specks en raison du pourcentage élevé des ressources déjà découvertes dans cette zone.

## **Comparaisons avec d'autres estimations**

Pour tenter de comparer nos estimations du potentiel gazier commercialisable (tableau 3), nous avons adopté, dans divers rapports de la CGC, des parties des estimations des ressources gazières en place dans les roches du Crétacé supérieur présentées par Hamblin et Lee (1997), des estimations des ressources gazières en place dans le groupe de Mannville effectuées par Warters et coll. (1997) et des estimations des ressources gazières en place dans les roches du Carbonifère fournies par Barclay et coll. (1997). Les parties retenues des estimations initiales de la CGC ont été basées sur le pourcentage des superficies des zones qui est estimé, selon la présente étude, être situé en Saskatchewan.

Tableau 2  
Estimations par l'ONÉ du potentiel gazier non associé commercialisable<sup>1</sup>  
10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> (10<sup>12</sup> pi<sup>3</sup>)

Groupe de zones	Moyenne	P90	P50	P10
Belly River	1,8 (0,05)	1,0 (0,03)	1,7 (0,05)	2,6 (0,08)
MR-MH-2WS <sup>2</sup>	1,0 (0,03)			
Viking	14,1 (0,50)	6,9 (0,24)	12,9 (0,45)	22,9 (0,81)
Mannville	26,0 (0,92)	13,0 (0,46)	24,0 (0,85)	41,7 (1,47)
Jurassique	2,3 (0,08)	1,0 (0,04)	2,0 (0,07)	3,9 (0,14)
Mississippienne	1,1 (0,04)	0,4 (0,02)	0,8 (0,04)	2,0 (0,07)
<b>Total</b>	<b>45,6 (1,61)</b>	<b>21,0 (0,74)</b>	<b>39,3 (1,39)</b>	<b>69,3 (2,89)</b>

<sup>1</sup> Dans ce tableau les nombres ont été arrondis

<sup>2</sup> D'après une estimation modifiée de la Commission géologique du Canada («CGC») - voir tableau 3

Les estimations du Comité canadien du potentiel gazier (CCPG, 1997) pour la Saskatchewan ont été effectuées en extrapolant les estimations du CCPG pour les zones situées en Alberta. Le CCPG n'a tenté d'effectuer aucune évaluation stochastique distincte pour les zones gazières de la Saskatchewan.

Tableau 3  
Autres estimations du potentiel gazier commercialisable<sup>3</sup>  
10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> (10<sup>12</sup> pi<sup>3</sup>)

Groupe de zones	CCPG	CGC (modifiées) <sup>4</sup>
Belly River	2,1 (0,07)	3,0 (0,11)
MR-MH-2WS	3,7 (0,13)	1,0 (0,03)
Viking	7,6 (0,27)	n. d.
Mannville	40,6 (1,44)	35,4 (1,25)
Jurassique	n. d.	n. d.
Mississippienne	n. d.	2,9 (0,10)
<b>Total</b>	<b>57,2 (2,01)</b>	<b>42,3 (1,49)</b>

<sup>3</sup> Dans ce tableau les nombres ont été arrondis

<sup>4</sup> Dans cette étude les estimations critiques des réserves de gaz en place de la CGC ont été réparties proportionnellement par région en appliquant les facteurs d'efficacité de la récupération et de pertes en surface de l'AEUB pour des gisements de gaz similaires en Alberta.

Pour le groupe de zones Belly River, l'estimation obtenue dans le cadre de la présente étude concorde raisonnablement bien avec celle du CCPG. L'estimation de la CGC modifiée est plus élevée, une différence qui peut être attribuable au fait qu'elle porte sur une plus grande superficie que celle effectuée dans le cadre de notre étude. Le CCPG jugeait que l'estimation pour la Saskatchewan s'élevait à environ quinze pour cent de la valeur de son estimation pour l'Alberta.

Pour les zones gazières Milk River-Medicine Hat-Second White Specks, nous avons, dans le cadre de la présente étude, modifié une estimation de la CGC (Hamblin et Lee, 1997) indiquant que d'éventuelles additions de gaz seraient vraisemblables suite à des forages intercalaires dans de très petits gisements. Par conséquent, on ne prévoit aucune grande découverte qui accroîtrait le potentiel estimé, puisque la CGC a indiqué que 99 pour cent des ressources disponibles ont été découvertes. L'estimation plus élevée du CCPG pour ces trois zones gazières provient du fait qu'il utilisait comme estimations pour la Saskatchewan entre 10 et 30 pour cent de la valeur de ses évaluations pour l'Alberta.

L'estimation obtenue dans le cadre de la présente étude pour la zone gazière Viking est plus élevée que celle du CCPG. L'estimation du CCPG est une extrapolation d'après la méthodologie de Arps-Roberts utilisée pour les mêmes zones en Alberta alors que, pour la présente étude, nous avons utilisé l'approche de Roadifer modifiée. La différence peut être attribuable au fait que dans la présente étude on estime qu'un plus grand pourcentage de la superficie totale de la zone présente vraisemblablement un potentiel gazier (comparativement au pourcentage retenu dans le cadre de l'étude du CCPG). Il est proposé dans la présente étude que la proportion de la superficie qualifiée de productive serait plus élevée qu'en Alberta.

Les trois études présentent toutes des estimations différentes du potentiel gazier commercialisable pour le groupe de zones Mannville, reflétant l'incertitude associée à ce groupe de zones. L'estimation faite dans le cadre de la présente étude semble basée sur une plus petite superficie que celles présentées dans les deux autres rapports. De plus, les volumes de gaz associé et en solution dont il est tenu compte dans d'autres études ne sont pas pris en considération dans notre étude.

Les groupes jurassique et mississippien de zones gazières renferment des volumes de gaz relativement faibles puisque le pétrole y est de manière caractéristique le fluide prédominant dans les réservoirs. L'estimation combinée fournie dans la présente étude pour les deux groupes de zones s'approche de l'estimation obtenue pour le groupe mississippien dans l'étude de la CGC modifiée. Aucune estimation n'est disponible dans l'étude de la CGC pour le groupe jurassique. Cependant, comme dans le cas du groupe Mannville, les estimations de la CGC englobent les volumes de gaz associé et en solution tandis que la présente étude ne tient pas compte de ces ressources. Le rapport du CCPG ne comporte aucune estimation du potentiel gazier non associé présumé des groupes de zones jurassique ou mississippienne.

## **Conclusions**

L'estimation moyenne du potentiel gazier non associé présumé commercialisable pour la Saskatchewan s'élève à  $45,6 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $1,6 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ) ou 22 pour cent du potentiel gazier non associé ultime. La plage de valeurs du volume du potentiel gazier non associé présumé commercialisable s'étend de  $21,0 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $0,7 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ), à une probabilité de 90 pour cent, à  $69,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $2,9 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ), à une probabilité de 10 pour cent. Une grande part de ce potentiel gazier estimé, s'élevant à  $40,1 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  ( $1,4 \cdot 10^{12} \text{ pi}^3$ ), devrait provenir de gisements de gaz non associé dans les groupes de zones Viking et Mannville.

Les estimations du CCPG et de la CGC semblent confirmer que ce sont les groupes de zones Viking et Mannville qui fourniront la plus grande part du potentiel gazier commercialisable.

À la comparaison, les valeurs pour des zones individuelles varient en raison des différentes méthodes utilisées pour déterminer le potentiel gazier des zones. Dans l'évaluation du potentiel gazier, des paramètres comme la superficie, la fraction des zones occupée par les hydrocarbures et la probabilité de présence d'hydrocarbures sont critiques dans toutes les méthodes d'évaluation. L'estimation de ces paramètres peut avoir une incidence importante sur l'évaluation finale.

Il reste en Saskatchewan de grandes étendues où les forages sont éparés, entre les limites des zones telles que définies dans le cadre de la présente étude et les sous-affleurements ou les affleurements des formations, et qui pourraient renfermer des zones théoriques ou très immatures.

### **Références**

AEUB, 1996, Alberta Energy and Utilities Board, Alberta Reserves 1996, Statistical Report 97-18

Barclay, J.E. et coll., 1997, Carboniferous and Permian Gas Resources of the Western Canada Sedimentary Basin, Interior Plains, Commission géologique du Canada, Bulletin n° 515, 88 p.

CCPG, 1997, Natural Gas Potential in Canada Report : Comité canadien du potentiel gazier associé au Department of Geology and Geophysics - Université de Calgary, 113 p.

Hamblin, A.P. et P.J. Lee, 1997, Uppermost Cretaceous, Post-Colorado Group - Gas Resources of the Western Canada Sedimentary Basin, Interior Plains, Commission géologique du Canada, Bulletin n° 518, 88 p.

Roadifer, R.E. 1979, A probability approach to estimate volumes of undiscovered oil and gas, dans M. Grenon, éd., Actes de la Première conférence de l'IIASA sur les ressources énergétiques, Laxenburg, Autriche : Oxford, Pergamon Press, p.268-278.

SEM, 1997, Saskatchewan Department of Energy and Mines, Reservoir Annual 1996, Miscellaneous Report 97-1

Warters, W.J., D.J. Cant, H.P. Tzeng et P.J. Lee, 1997, Mannville Gas Resources of the Western Canada Sedimentary Basin, Commission géologique du Canada, Bulletin n° 517, 101 p.

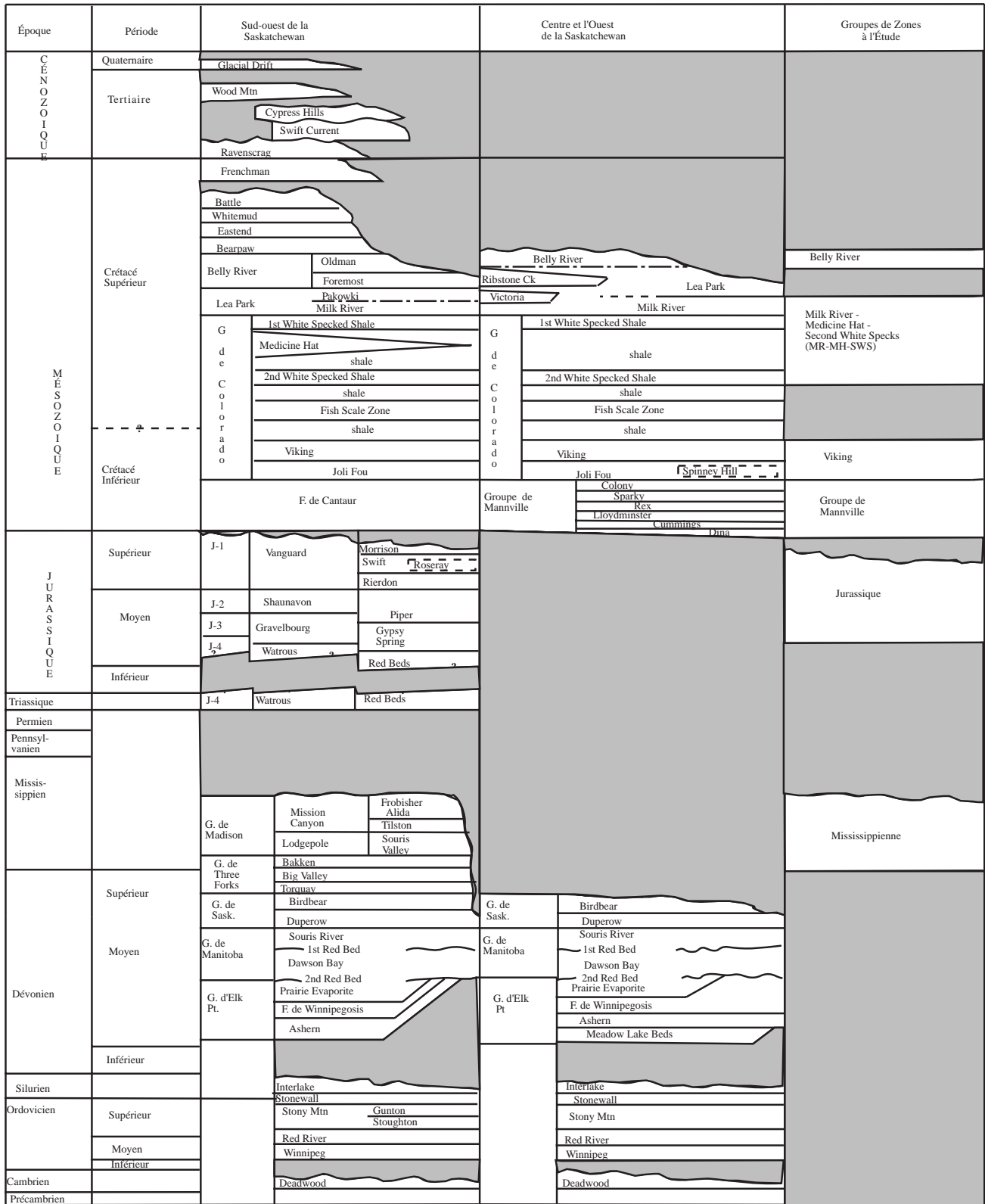


Figure 2. Unités lithostratigraphiques de l'Ouest de la Saskatchewan (modifié d'après le SEM, 1997)



## Évaluation des ressources en gaz naturel non associé Saskatchewan

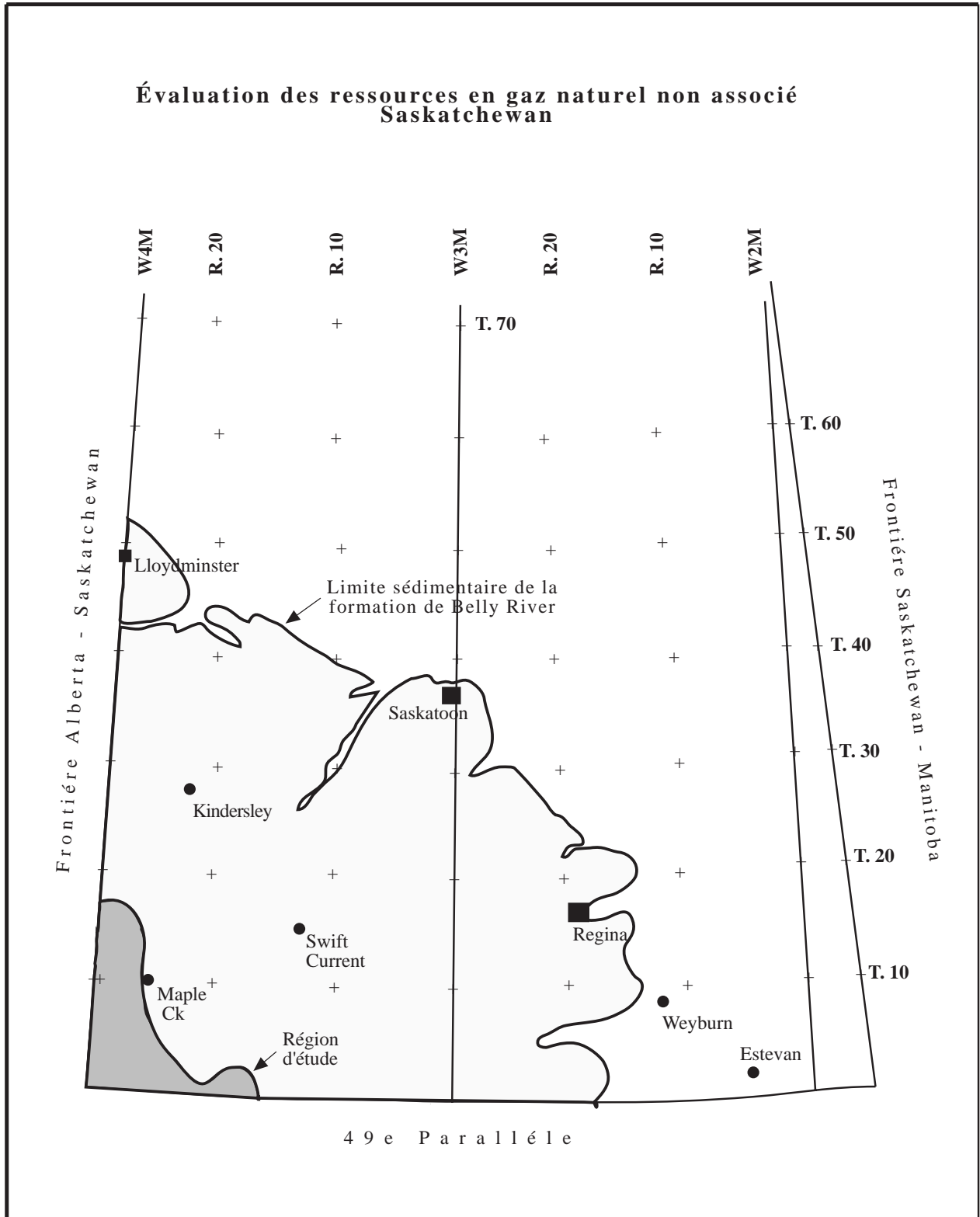


Figure 3  
Répartition de la formation de Belly River

## Évaluation des ressources en gaz naturel non associé Saskatchewan

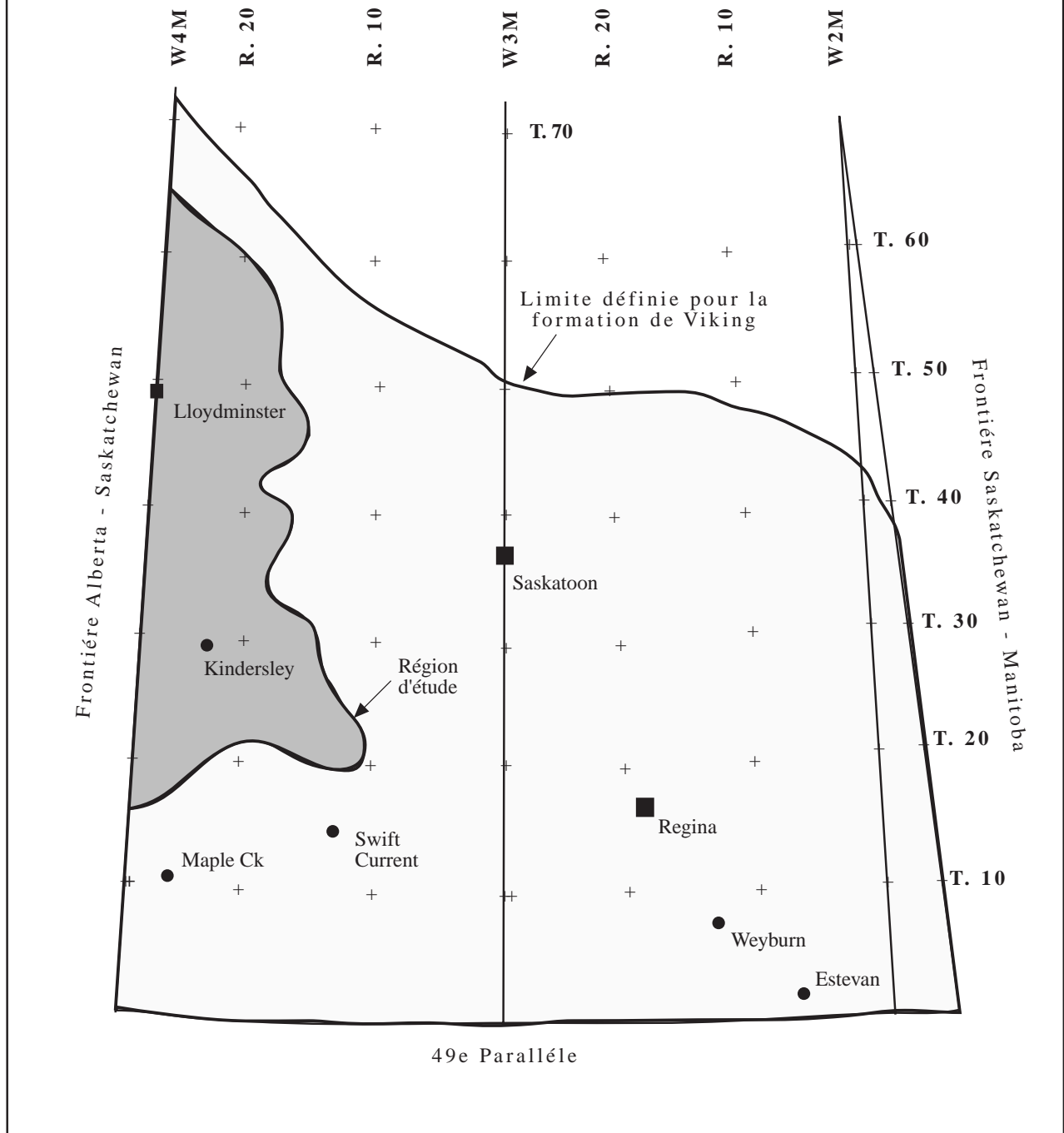


Figure 4  
Répartition de la formation de Viking

## Évaluation des ressources en gaz naturel non associé Saskatchewan

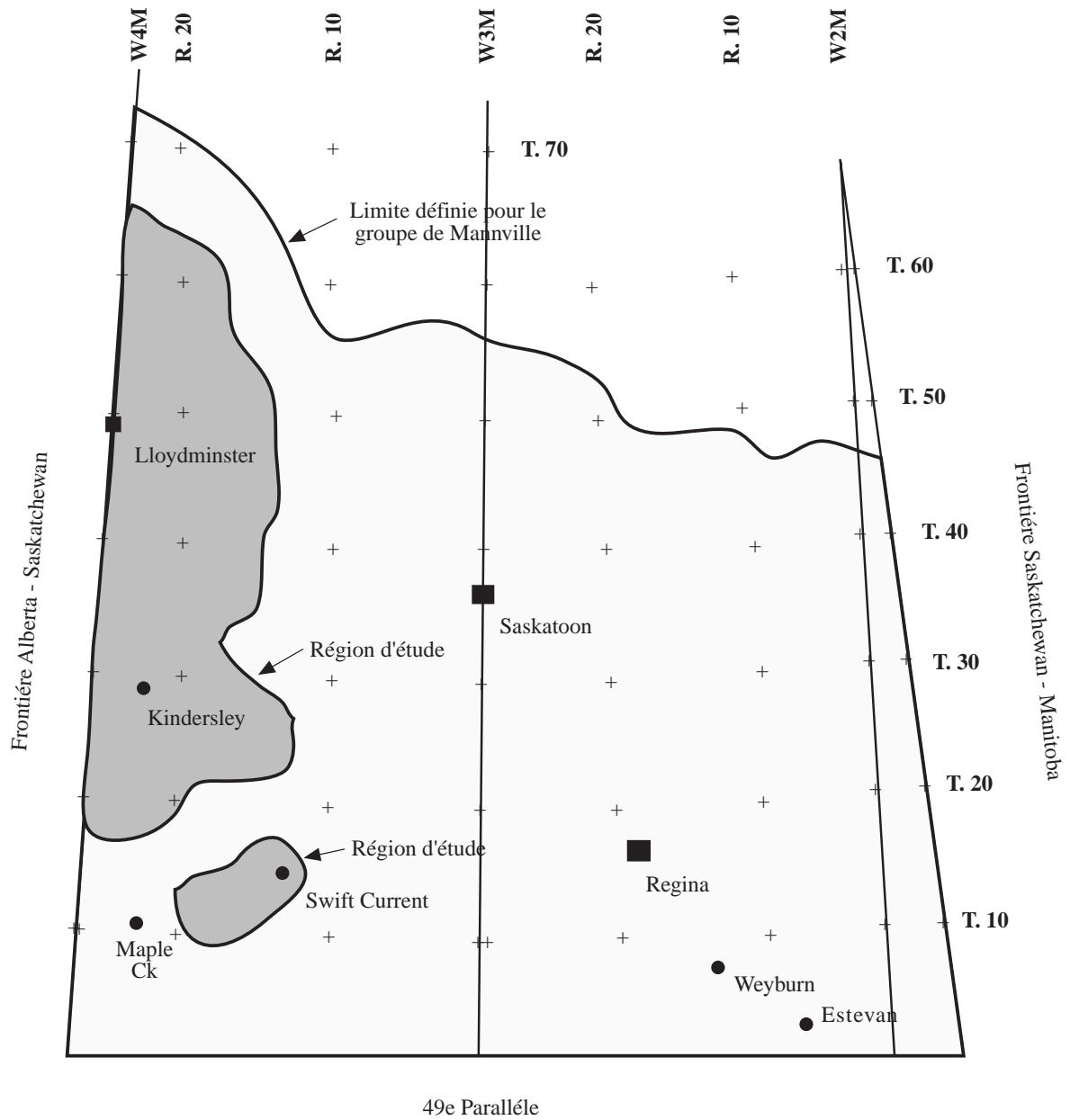


Figure 5  
Répartition du groupe de Mannville

## Évaluation des ressources en gaz naturel non associé Saskatchewan

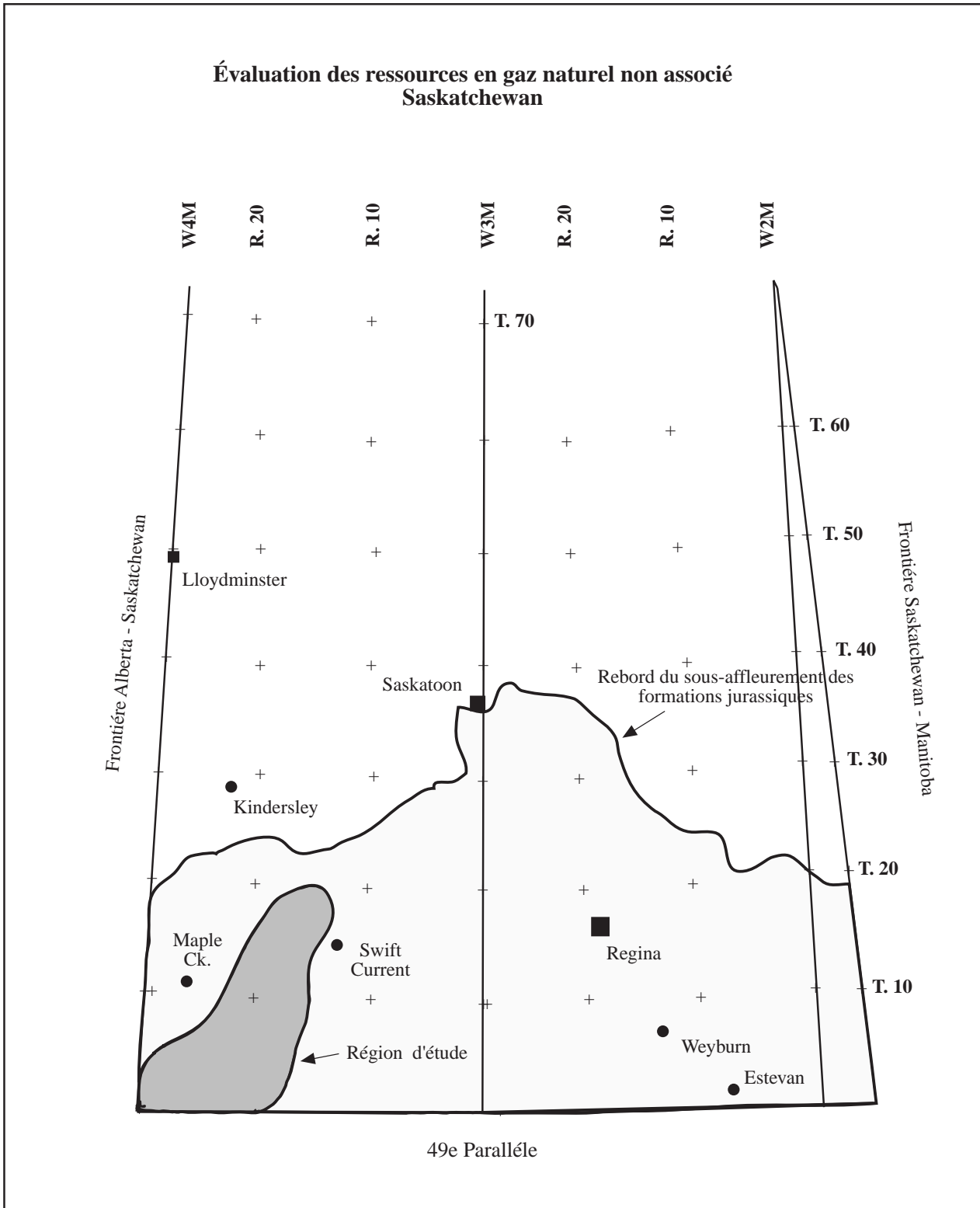


Figure 6  
Répartition des formations jurassiques

## Évaluation des ressources en gaz naturel non associé Saskatchewan

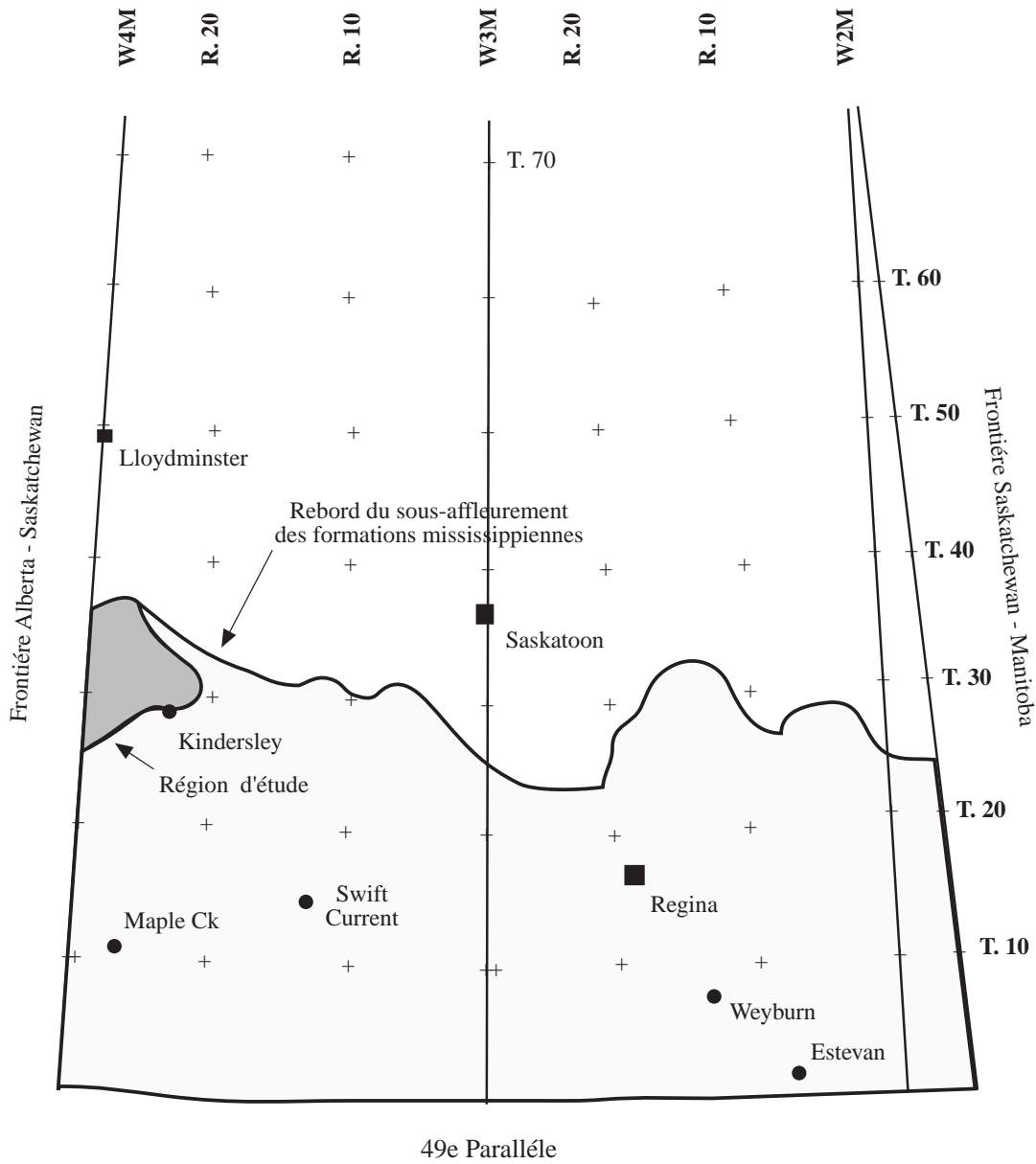


Figure 7  
Répartition des formation mississippiennes