

National Energy
Board



Office national
de l'énergie



Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie - Britannique

**Document de travail
par
l'Office national de l'énergie**

**Calgary
Janvier 1994
(révisé en novembre 1999)**

Canada

**Évaluation des
ressources gazières
du nord-est de la
Colombie-Britannique**

Document de travail

par

l'Office national de l'énergie

Calgary

Janvier 1994

(révisé en novembre 1999)

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-79/1999F
ISBN 0-662-83884-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier électronique: orders@neb.gc.ca
Télécopieur: (403) 292-5503
Téléphone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2000 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-79/1999E
ISBN 0-662-27999-9

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures et tableaux	ii
Avant-apropos	iii
Chapitre 1: Ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique	
1.1 Introduction	1
1.2 Analyse	1
1.3 Conclusion	3
1.4 Références	4
Chapitre 2: Estimation des ressources avec le @RISK d'Excel	
2.1 Description	14
2.2 Paramètres à introduire	14
2.3 @RISK	15
2.4 Modèles @RISK Excel	16
2.5 Fonctions de distribution de probabilités	17
2.6 Variables dépendantes	17
2.7 Équation pour le gaz	17
2.8 Procédure	18
2.9 Référence	18
2.10 Remarques concernant les modèles	20

Liste des figures

1.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable	5
2.	Répartition des ressources ultimes en pétrole récupérable	5
3.	Régions structurales généralisées montrant la région d'évaluation	6
4.	Répartition des ressources en gaz naturel par âge géologique	7
5.	Pourcentage des ressources en gaz naturel par âge géologique	7
6.	Répartition des ressources en gaz naturel par région	8
7.	Pourcentage des ressources en gaz naturel par région	8
8.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Crétacé	9
9.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Trias	9
10.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Permien	10
11.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Mississippien	10
12.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Dévonien	11
13.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour la région des Plaines	11
14.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Nord-Ouest des Foothills	12
15.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour la région Grizzly Foothills	12
16.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le bassin de Liard	13
17.	Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le bassin profond	13

Liste au tableaux

1.	Ressources ultimes en gaz - nord-est de la Colombie-Britannique (zones classées d'après le gaz Commercialisable non découvert)	2
2.	Ressources ultimes en gaz - nord-est de la Colombie- Britannique (par âge géologique et par région structurale)	3
3.	Modèle d'entrée	19
4.	Formules pour l'estimation des ressources non découvertes	21
5.	Exemple de sortie	22

Avant-propos

Le document de travail suivant est diffusé par l'Office national de l'énergie («l'ONÉ» ou «l'Office») afin de faire connaître au public ses processus et ses procédures d'analyse dans le but de recueillir des commentaires sur la manière dont l'Office évalue les ressources non découvertes auprès de l'industrie et d'autres organismes gouvernementaux.

L'Office a reconnu la nécessité d'une méthodologie permettant de déterminer et d'évaluer les ressources gazières potentielles et les réserves de gaz prévues pour les besoins de projets spécifiques. Suite à un examen des pratiques et des approches actuelles dans l'industrie et dans d'autres ministères de gouvernements s'occupant d'évaluation des ressources, on conclut que les évaluations existantes des ressources sont de nature régionale et à ce titre difficiles à appliquer à des projets particuliers. L'Office a donc entrepris une étude interne visant à mettre au point et à mettre en oeuvre une approche répondant à ses besoins en matière de réglementation et qui permettra l'évaluation des ressources potentielles pour une région ou un projet spécifique.

L'Office continuera à se baser sur les évaluations régionales des ressources fournies par la Commission géologique du Canada dont elle intégrera les résultats dans toute la mesure du possible. L'Office reconnaît en outre les activités d'évaluation des ressources menées par les organismes provinciaux et a en particulier utilisé les données et les résultats fournis par l'*Alberta Energy Resources Conservation Board* dans l'étude récente intitulée *Ultimate Potential and Supply of Natural Gas in Alberta* (ERCB 92-A).

Cependant, puisque l'Office doit analyser les approvisionnements spécifiquement associés à des étendues bien délimitées, les méthodologies basées sur la région ou sur la zone ne fournissent pas des résultats suffisamment détaillés. De plus, les responsabilités de l'Office en matière de réglementation dans les bassins septentrionaux éloignés englobent l'évaluation de découvertes souvent mal délimitées et pour lesquelles on ne dispose que de données restreintes sur les réservoirs et la géologie. La méthodologie proposée par l'Office est applicable aussi bien à la croissance des gisements ou des champs qu'au potentiel d'une région ou d'un bassin donné. Les résultats des analyses prennent la forme de courbes de distributions cumulées représentant plus clairement l'incertitude ou le risque associé à toute estimation des ressources.

Ce document de travail vise à décrire la méthodologie proposée par l'Office pour compléter les rapports et les méthodes existants d'évaluation des ressources. La région d'étude spécifique, le nord-est de la Colombie-Britannique, a été retenue à titre d'exemple d'application de la méthodologie. Les conclusions et estimations découlant de cette étude seront toutefois utilisées à l'appui de l'évaluation en cours par l'Office de l'approvisionnement en gaz de l'Ouest canadien et elle a été exécutée afin de compléter une étude existante disponible pour l'Alberta.

Le secrétaire de l'ONÉ accueillera favorablement tout commentaire concernant la conception ou l'utilisation de cette méthode ou les résultats de l'étude exécutée pour illustrer, l'Évaluation des ressources gazières de la Colombie-Britannique.

Office national de l'énergie
Janvier 1994
(révisé en novembre 1999)

Chapitre 1: Évaluation des ressources en gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique

1.1 Introduction

Une évaluation des ressources en gaz naturel non découvertes a été effectuée pour le nord-est de la Colombie-Britannique à l'aide du logiciel compagnon @RISK de l'Excel. La méthodologie utilisée pour cette évaluation est inspirée de celle de Roadifer, 1979. La région visée par l'évaluation, représentée à la figure 3, couvre une superficie totale de 124 122 kilomètres carrés (48 485 milles carrés). Les subdivisions structurales généralisées ayant servi pour la définition des zones sont également montrées à la figure 3. On a délimité à l'intérieur de cette région 38 zones présentant un potentiel gazier. L'évaluation ne comprend pas le piedmont intérieur où des roches du Trias et plus anciennes sont exposées. Cette zone du piedmont intérieur peut présenter un certain potentiel, mais actuellement nous ne disposons pas de suffisamment d'information pour en effectuer l'évaluation.

1.2 Analyse

L'étude a été centrée sur le potentiel gazier et les zones ont ainsi été délimitées en fonction du gaz. Cependant, le modèle d'estimation des ressources fournit des estimations pour tous les produits connexes incluant le pétrole, les liquides extraits du gaz naturel et le soufre.

Le rapport est basé sur une synthèse des données sur les gisements en date du 31 décembre 1992 publiée par le *British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources* (BCEMPR). L'information du fichier sur les réserves en hydrocarbures du BCEMPR a été ventilée par formation et une analyse statistique descriptive en a été faite à l'aide de la boîte à outils d'un logiciel compagnon de l'Excel. Les résultats de cette analyse statistique ont été utilisés comme paramètres d'entrée pour les réservoirs de chaque formation. Les données sur les puits extraites par formation de la base de données Geowell ont été utilisées pour établir les taux de succès pour chaque zone. Ces valeurs ont été introduites dans un ensemble de modèles Excel élaborés au moyen des fonctions du logiciel compagnon @RISK. Les modèles permettent ensuite de déterminer une plage d'estimations des ressources non découvertes. Le modèle Excel a été conçu d'après la fonction de distribution triangulaire qui n'exige que les valeurs maximum, la plus probable et minimum pour chacun des paramètres d'entrée. Les sorties sont des fonctions de distributions cumulées qui sont calculées pour le pétrole en place, le pétrole récupérable, le gaz en place, le gaz brut récupérable, le gaz commercialisable et le soufre.

Les sorties des modèles ont été additionnées, en utilisant la moyenne et l'écart-type, de manière à obtenir une distribution cumulée globale des estimations pour le gaz commercialisable et le pétrole récupérable pour le nord-est de la Colombie-Britannique. Les ressources non découvertes totales en gaz commercialisable s'élèveraient à 33,2 billions de pieds cubes (10^{12} pi³) à une probabilité de 43 pour cent. Il faut souligner que la sommation des courbes pour les 38 zones tend à fournir une courbe à forte pente, ce qui engendre une plus grande incertitude que celle rattachée à chacune des zones individuelles. En conséquence, l'écart-type a été corrigé de manière à fournir une distribution davantage réaliste.

Tableau 1				
Ressources ultimes en gaz - N.-E. de la Colombie-Britannique				
Zones classées d'après le gaz commercialisable non découvert				
<u>Formation</u>	<u>Nom de la zone</u>	<u>Rang</u>	<u>Age Géologique</u>	<u>Région structurale</u>
Pardonet/Baldonnel	Grizzly Foothills	1	Trias	Grizzly Foothills
Miss./Dévonien	Beaver River	2	Dévonien	Bassin de Liard
Pine Point	Clarke	3	Dévonien	Plaines
Halfway/Doig	Plaines	4	Trias	Plaines
Pardonet/Baldonnel	N.- O. des Foothills	5	Trias	N.- O. des Foothills
Gething/Cadotte	Bassin profond	6	Crétacé	Bassin profond
Pardonet/Baldonnel	Plaines	7	Trias	Plaines
Debolt/Shunda	N.- O. des Foothills	8	Mississippien	N.- O. des Foothills
Dunlevy	Grizzly Foothills	9	Crétacé	Grizzly Foothills
Halfway/Doig	Grizzly Foothills	10	Trias	Grizzly Foothills
Slave Point	Plate-forme de Clarke	11	Dévonien	Plaines
Bluesky/Gething	Plaines	12	Crétacé	Plaines
Jean Marie	Plate-forme de Jean Marie	13	Dévonien	Plaines
Halfway/Doig	N.- O. des Foothills	14	Trias	N.- O. des Foothills
Belloy	Plaines - PRA	15	Permien	Plaines
Pine Point	Helmet	16	Dévonien	Plaines
Belloy	Grizzly Foothills	17	Permien	Grizzly Foothills
Slave Point	Barrière de Clarke	18	Dévonien	Plaines
Dunlevy	Plaines	19	Crétacé	Plaines
Wabamun	Plaines du sud	20	Dévonien	Plaines
Charlie Lake	Plaines	21	Trias	Plaines
Debolt/Shunda	Plaines du nord	22	Mississippien	Plaines
Kiskatinaw	Plaines	23	Mississippien	Plaines
Cretaceous	Bassin de Liard	24	Crétacé	Bassin de Liard
Charlie Lake	N.- O. des Foothills	25	Trias	N.- O. des Foothills
Debolt/Shunda	Plaines du sud	26	Mississippien	Plaines
Permo-Carb.(Mattson)	Bassin de Liard	27	Mississippien	Bassin de Liard
Belloy	Plaines du nord	28	Permien	Plaines
Jean Marie	Helmet	29	Dévonien	Plaines
Belloy/Montney	Ring	30	Permien	Plaines
Slave Point	Barrière de Kotcho	31	Dévonien	Plaines
Belloy	N.- O. des Foothills	32	Permien	N.- O. des Foothills
Sulphur Point	Clarke	33	Dévonien	Plaines
Charlie Lake	Grizzly Foothills	34	Trias	Grizzly Foothills
Slave Point	Barrière de Helmet	35	Dévonien	Plaines
Banff	Plaines	36	Mississippien	Plaines
Upper Dévonien	Plaines du nord	37	Dévonien	Plaines
Slave Point	Plate-forme de Helmet	38	Dévonien	Plaines

Pour huit des trente-huit zones, qui présentaient un potentiel pétrolier, ont également effectué une sommation et généré une distribution cumulée au moyen d'un écart-type corrigé. La quantité totale de pétrole récupérable non découvert est estimée à 200 millions de barils à une probabilité de 42 pour cent. La courbe indique une probabilité de 95 pour cent que les ressources non découvertes en gaz commercialisable atteignent au moins 17 billions de pieds cubes et que la quantité de pétrole récupérable non découvert atteigne au moins 90 millions de barils. Ces valeurs devraient être utilisées avec prudence.

Tableau 2									
Ressources ultimes en gaz - nord-est de la Colombie-Britannique									
Par âge géologique									
	Découvertes (10^9pi^3)			Non découvertes (10^9pi^3)			Ultimes (10^9pi^3)		
	Gaz EP	Gaz Réc.	Gaz Comm.	Gaz EP	Gaz Réc.	Gaz Comm.	Gaz EP	Gaz Réc.	Gaz Comm.
Crétacé	4022,6	3324	3056,6	8297,8	6623,4	5009	12320,4	9947,4	8065,6
Trias	9758,5	7749,8	6398,2	22476,8	18297,5	14160	32235,3	26047,4	20558,1
Permien	1501,4	1244,7	1194,8	2587,3	2257,3	1996	4088,7	3502	3190,8
Mississippien	1294	946,5	889,3	4274,3	3182,3	2840,5	5568,3	4128,8	3729,9
Dévonien	9865,1	7109,3	5603,4	16245,6	11226,2	9217,8	26110,7	18335,5	14821,2
TOTAUX	26441,6	20374,4	17142,3	53881,7	41586,8	33223,3	80323,3	61961,1	50365,6
Par région structurale									
	Découvertes (10^9pi^3)			Non découvertes (10^9pi^3)			Ultimes (10^9pi^3)		
	Gaz EP	Gaz Réc.	Gaz Comm.	Gaz EP	Gaz Réc.	Gaz Comm.	Gaz EP	Gaz Réc.	Gaz Comm.
B. de Liard	303,3	208,3	174,7	5119,8	3390,1	2903,9	5423,1	3598,4	3078,6
Plaines/PRA	19504,9	15010,6	12799,6	23027,7	17595,8	14837,3	42532,5	32606,6	27636,9
B. Profond	867,1	680,4	615,9	3159,6	2464,4	1848,3	4029,8	3144,8	2464,2
N.-O. des Foothills	3023,1	2320,3	2056,7	6732,5	5288,2	4615,9	9755,6	7608,5	6672,6
Grizzly FootHills	2743,2	2154,8	1495,5	15842,1	12848,2	9017,8	18585,3	15003	10513,3
TOTAUX	26441,6	20374,7	17142,3	53881,7	41586,8	33223,3	80232,3	61961,1	50365,6

1.3 Conclusion

Les courbes des distributions cumulées pour les ressources ultimes en gaz commercialisable et en pétrole récupérable pour le nord-est de la Colombie-Britannique sont présentées aux figures 1 et 2. D'après les valeurs moyennes pour les ressources non découvertes, les valeurs ultimes sont estimées à $50,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$ pour le gaz commercialisable et à 592 millions de barils pour le pétrole récupérable. De plus, les quantités non découvertes de sous-produits pétroliers sont estimées à 171 millions de barils de liquides extraits du gaz naturel et 78 millions tonnes anglaises de soufre.

Une liste des zones évaluées, classées d'après les quantités non découvertes de gaz commercialisable et indiquant leur âge géologique et la région structurale dont elle font partie, est présentée au tableau 1. Les ressources en gaz naturel sont ventilées par âge géologique et par région structurale au tableau 2. Des diagrammes à secteurs montrant la répartition de ces zones sont présentés aux figure 4 et 5 et les courbes de distributions cumulées sont fournies aux figures 8 à 17.

Parmi les régions structurales, la région des Plaines est celle qui présente les plus importantes réserves non découvertes estimées en gaz commercialisable ($14,8 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) ou 54 pour cent des ressources potentielles ultimes de la zone. Cela représente 45 pour cent des ressources gazières commercialisables qui restent à découvrir dans le nord-est de la Colombie-Britannique ($33,2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$). La région Grizzly Foothills, le N.-O. des Foothills et le bassin de Liard devraient fournir 50 pour cent du reste du potentiel gazier commercialisable du nord-est de la Colombie-Britannique.

Pour ce qui est de l'âge géologique, on constate que les formations du Trias et du Dévonien renferment 70 pour cent des réserves estimées en gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique. Les groupes du Trias devraient renfermer 43 pour cent du potentiel gazier commercialisable restant du nord-est de la Colombie-Britannique et les formations du Dévonien 28 pour cent.

1.4 Références

Barss, D.L. et Montandon, F.A., 1981, *Sukunka-Bullmoose Gas Fields: Models for a Developing Trend in the Southern Foothills of Northeastern British Columbia*, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 29, n° 3, p. 293 à 333.

British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, 1993, *Hydrocarbon and By-products Reserves in British Columbia - 1992*.

Dewar, D.W., 1977, *Ultimate Petroleum Resources in Northeastern British Columbia*, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 29, n° 3, p. 635 à 659.

Potocki, D.J. et Visser, K., 1991, *The Lower Cretaceous Chinkeh Formation: a Frontier-type Play in the Liard Basin of Western Canada*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 75, n° 8, p. 1324 à 1352.

Roadifer, R.E., 1979, *A Probability Approach to Estimate Volumes of Undiscovered Oil and Gas* dans M. Grenon, éd., Proceedings of the First IIASA Conference on Energy Resources, Laxenburg, Autriche : Oxford, Pergamon Press, p. 268 à 278.

Torrie, J.E., 1973, *Northeastern British Columbia*, Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 1, p. 151 à 185.

Wheeler, J.O. et McFeely, P. (comp.), 1991, *Tectonic Assemblage Map of the Canadian Cordillera and adjacent parts of the United States of America*, Commission géologique du Canada, carte 1712A, échelle 1/2 000 000

Nord-est de la Colombie-Britannique ressources ultimes en gaz commercialisable

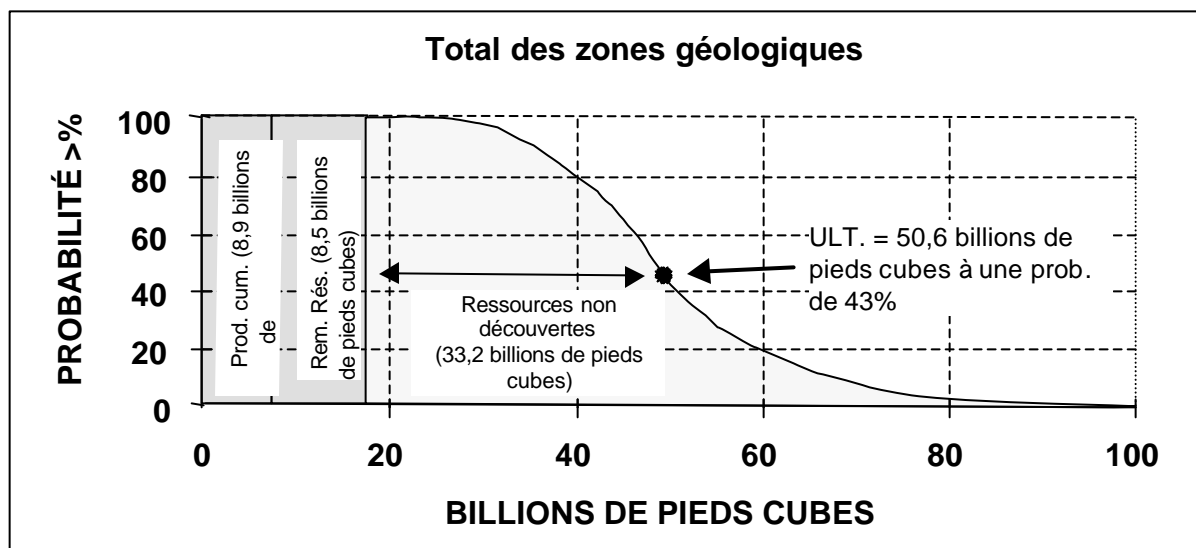


Figure 1. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable. Production et réserves cumulées au 31 déc. 1992 (BCEMPR).

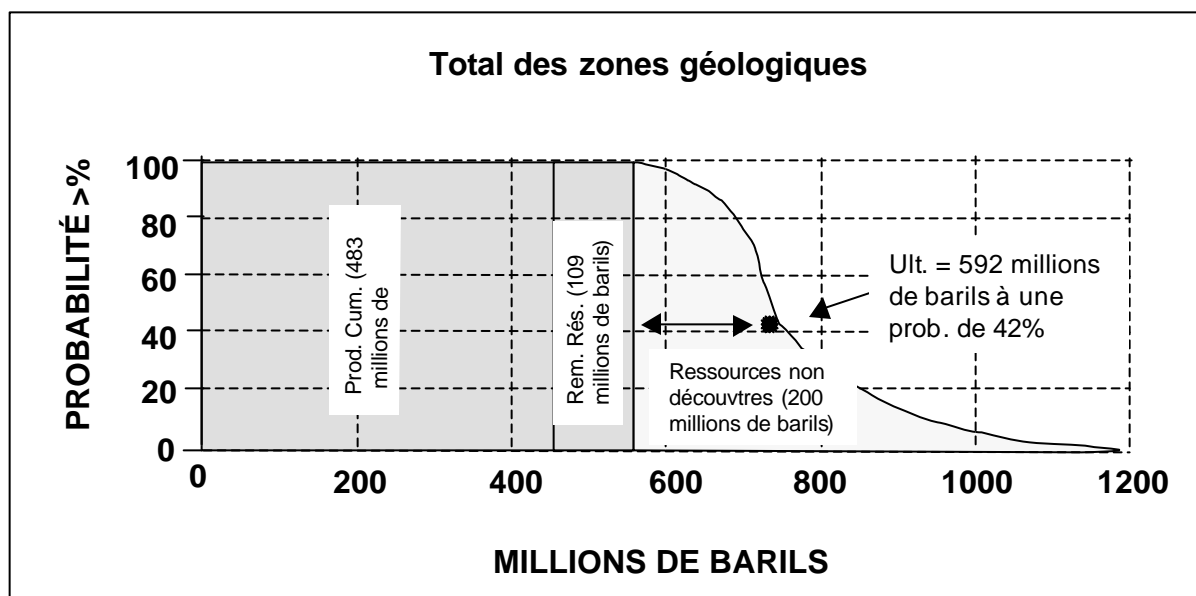


Figure 2. Répartition des ressources ultimes en pétrole récupérable. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

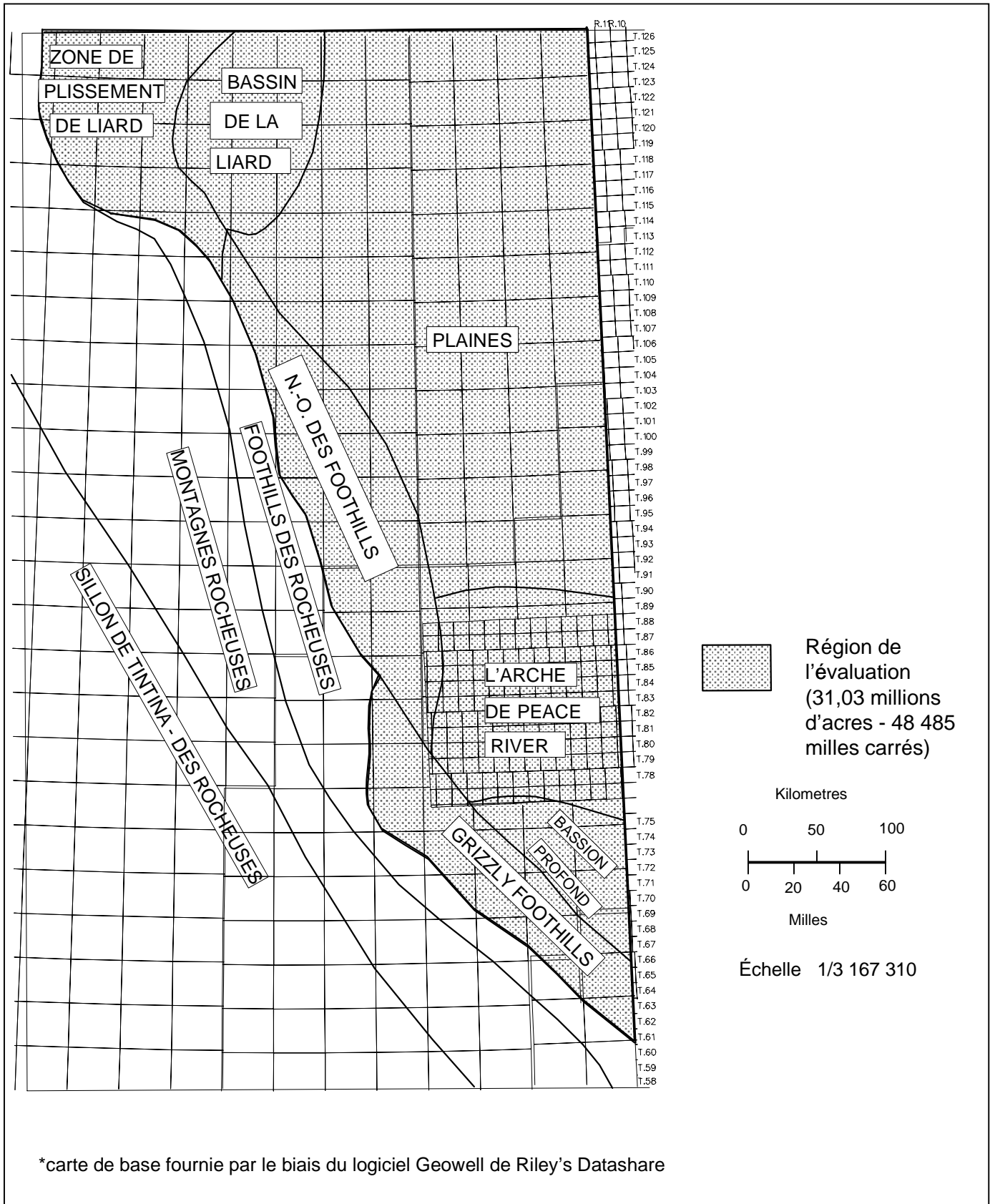


Figure 3. Régions structurales généralisées montrant la région d'évaluation

Nord-est de la Colombie-Britannique - ressources en gaz naturel

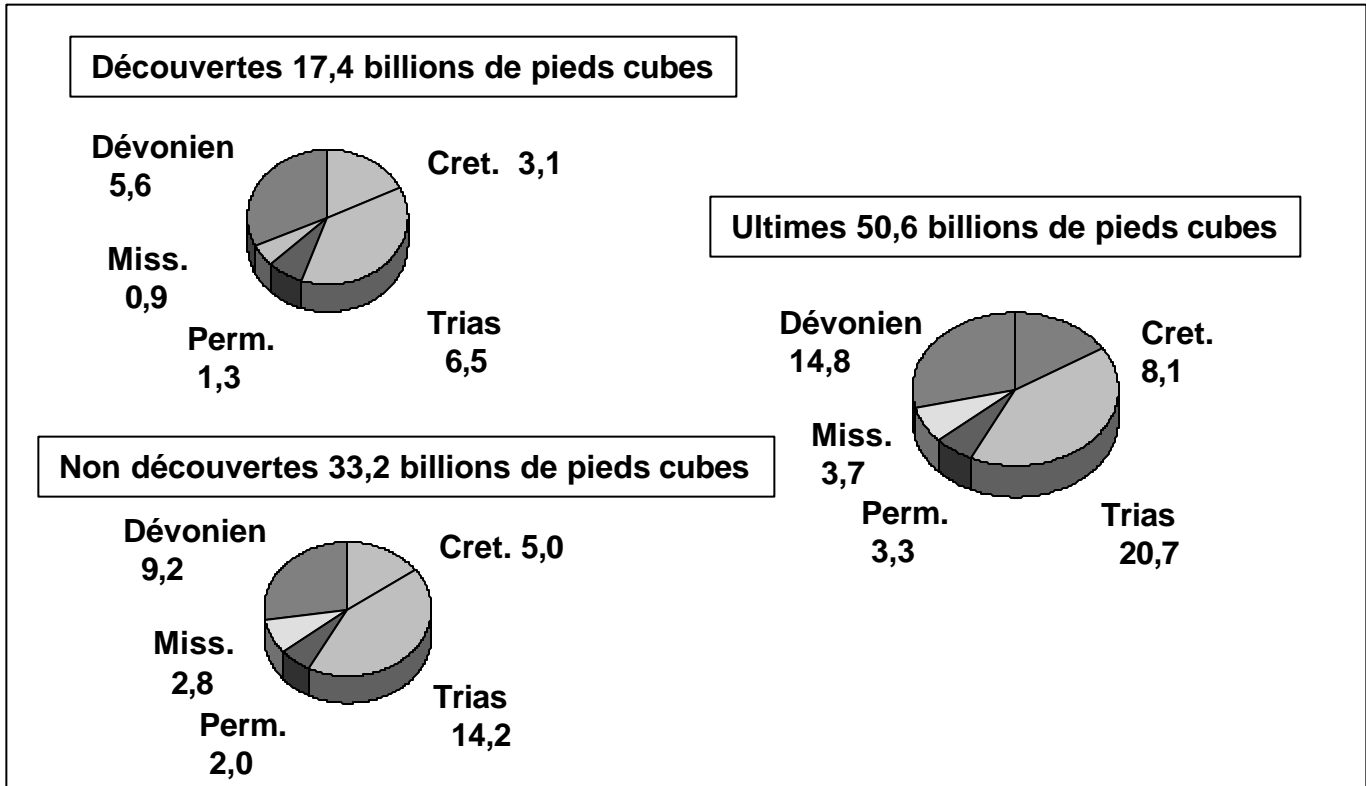


Figure 4. Répartition des ressources en gaz naturel par âge géologique

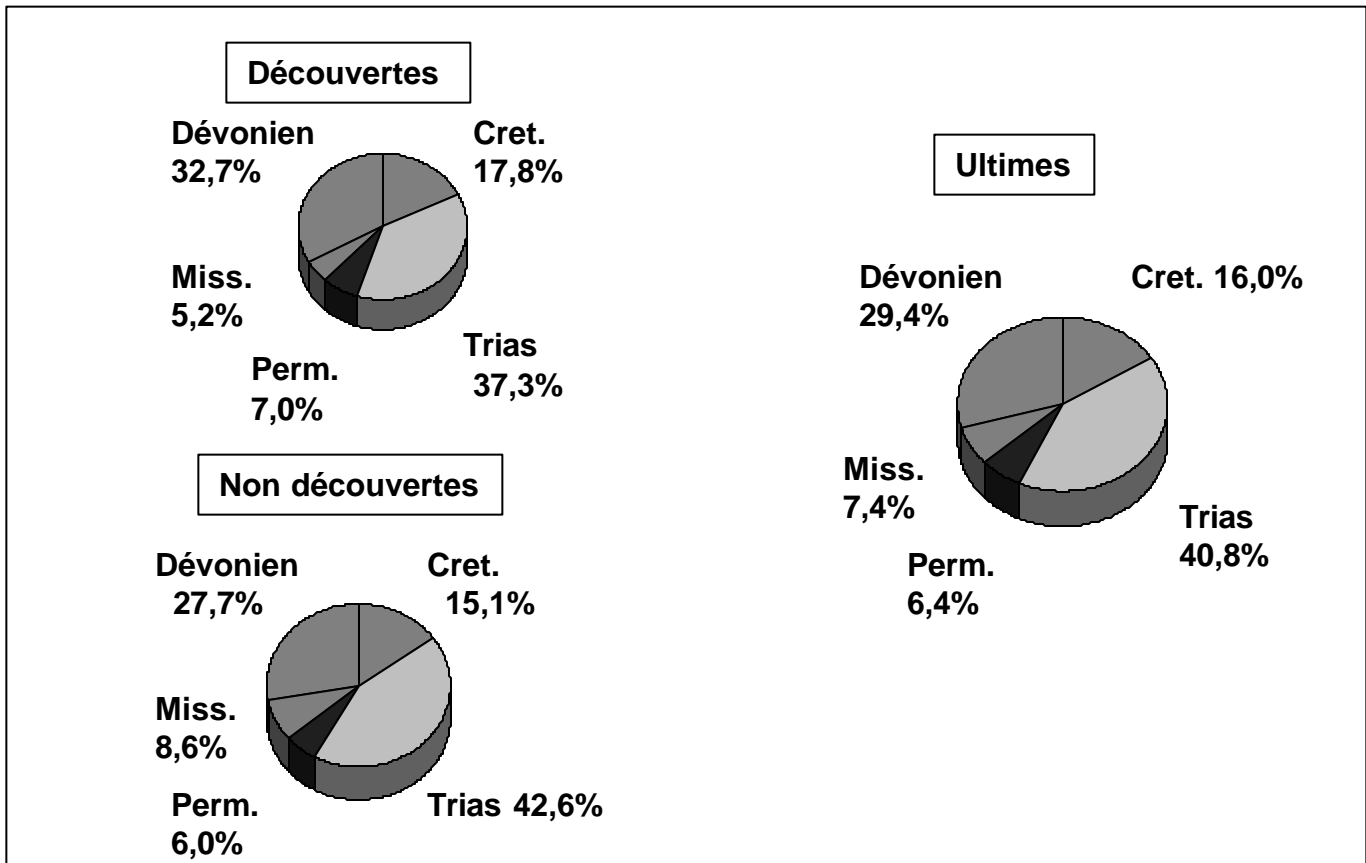


Figure 5. Pourcentage des ressources en gaz naturel par âge géologique

Nord-est de la Colombie-Britannique - ressources en gaz naturel

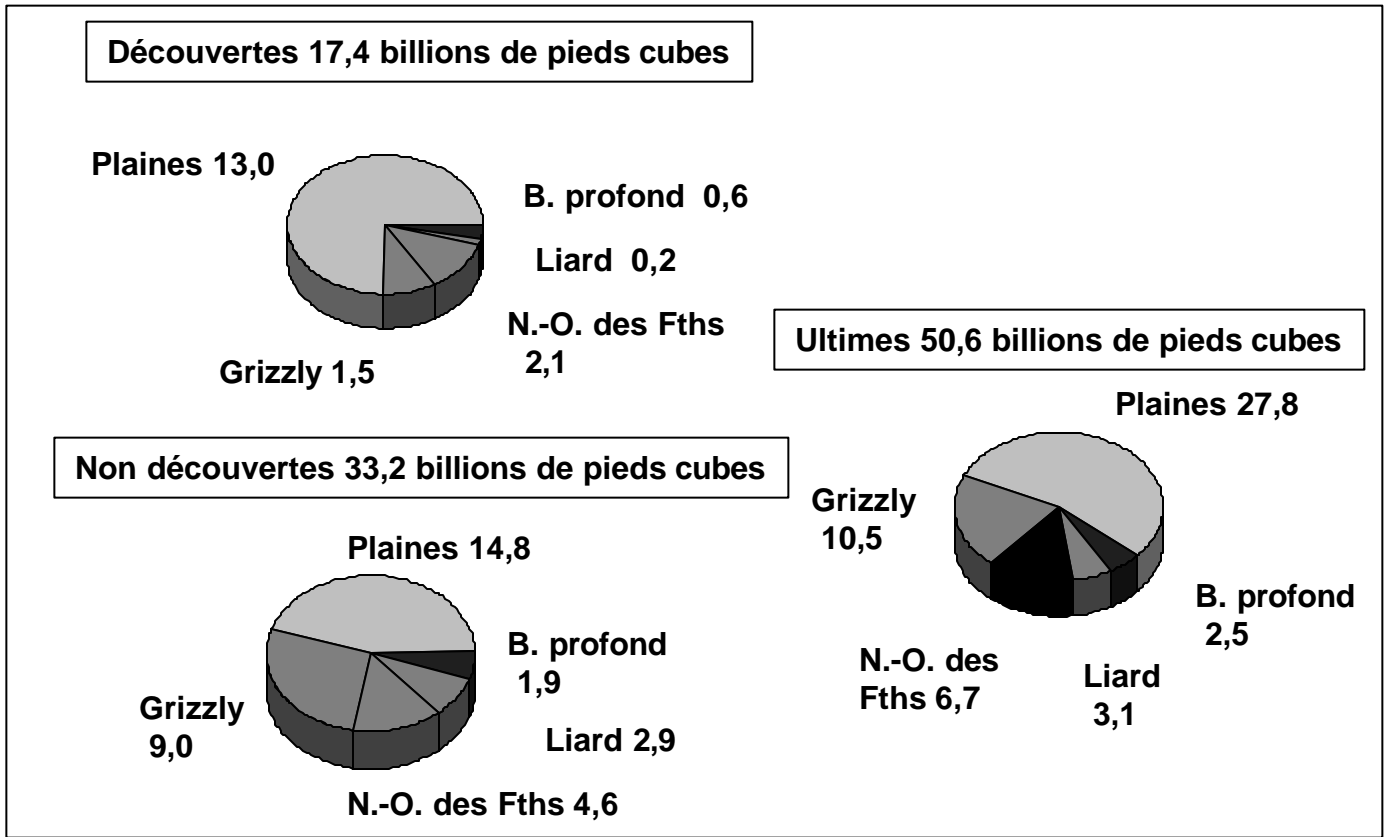


Figure 6. Répartition des ressources en gaz naturel par région

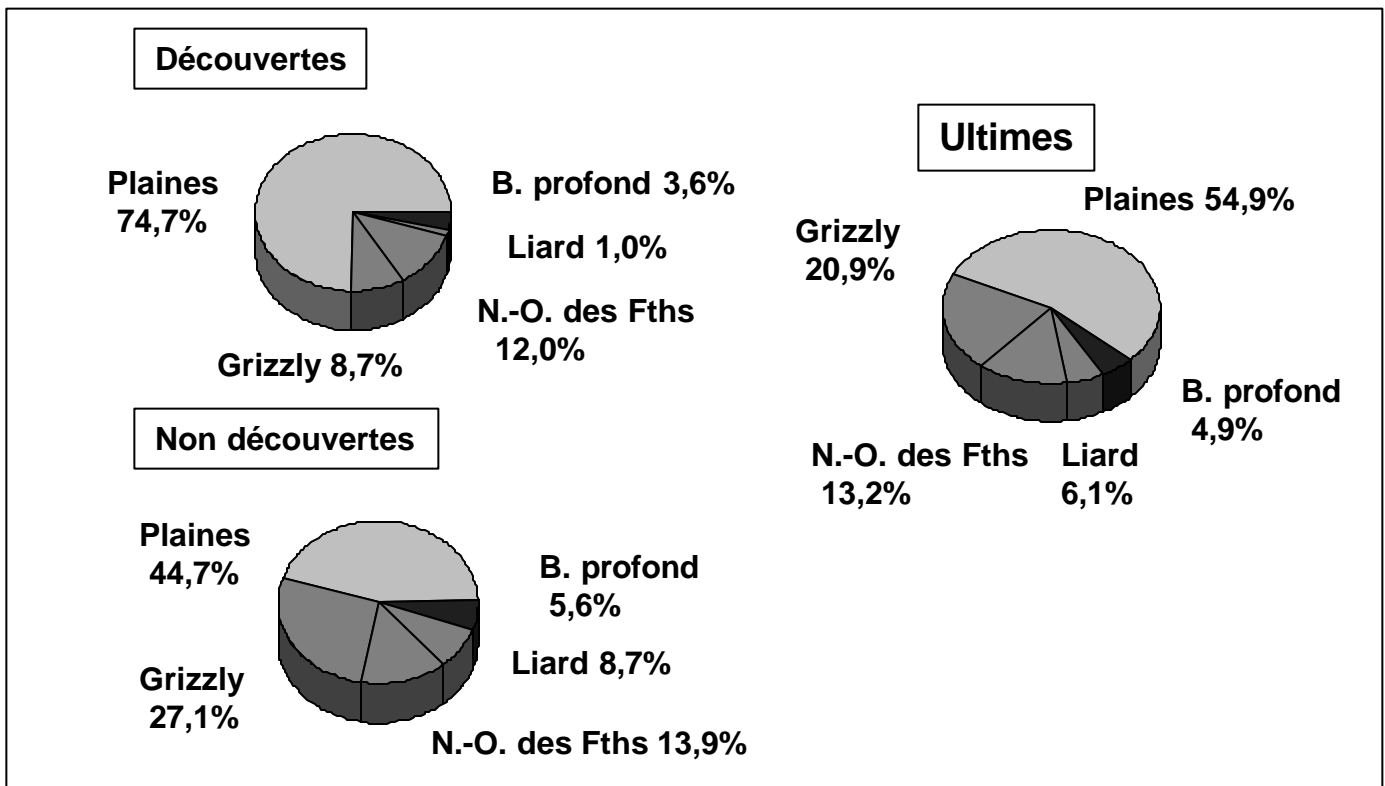


Figure 7. Pourcentage des ressources en gaz naturel par région

Nord-est de la Colombie-Britannique ressources ultimes en gaz commercialisable

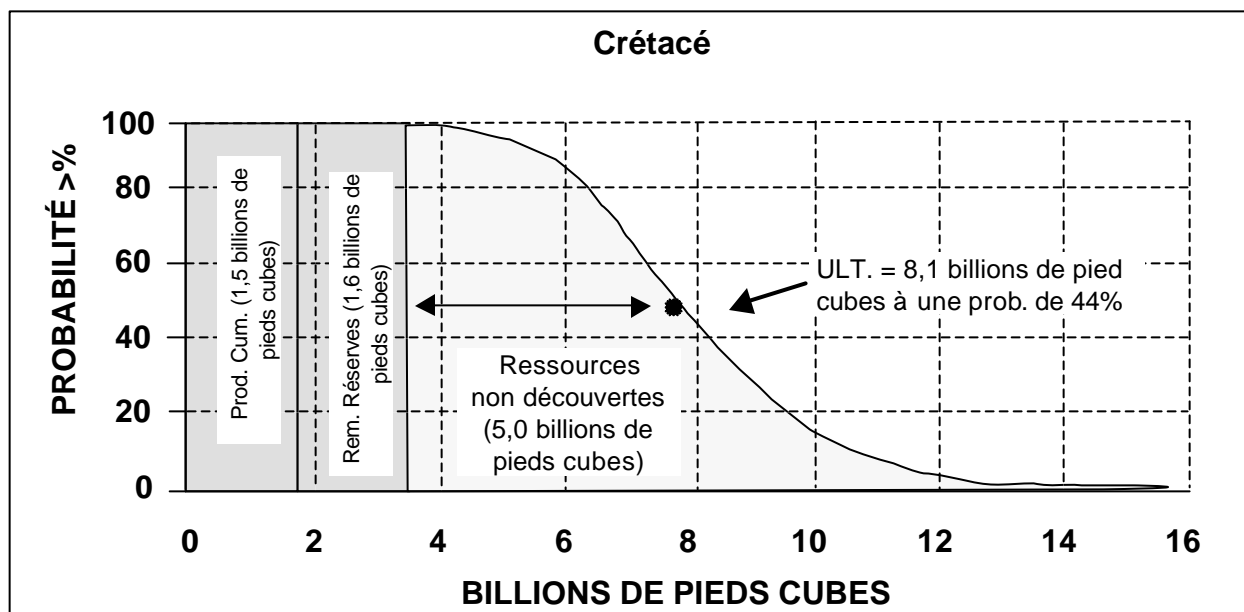


Figure 8. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Crétacé. Production et réserves cumuées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

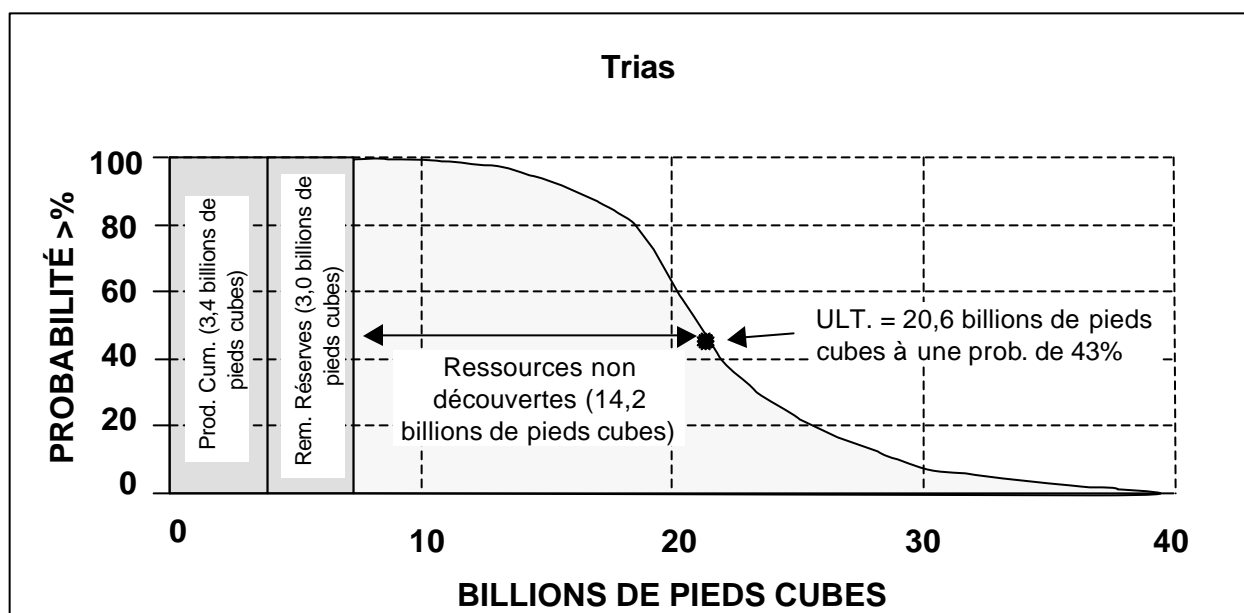


Figure 9. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Trias. Production et réserves cumuées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

Nord-est de la Colombie-Britannique ressources ultimes en gaz commercialisable

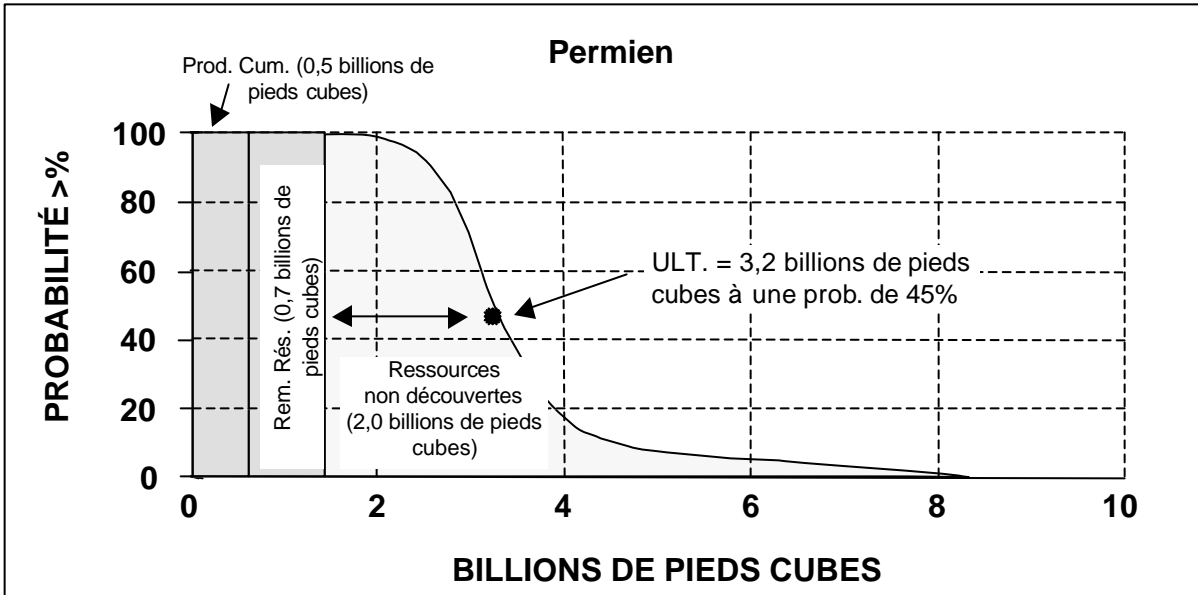


Figure 10. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Permien. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

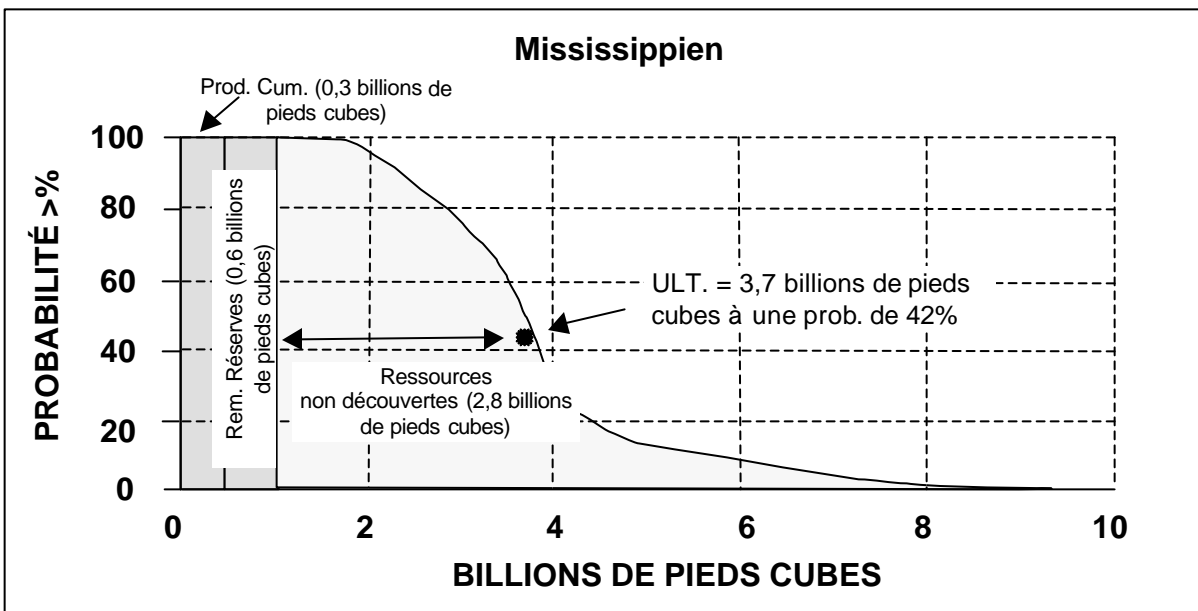


Figure 11. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Mississippien. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

Nord-est de la Colombie-Britannique ressources ultimes en gaz commercialisable

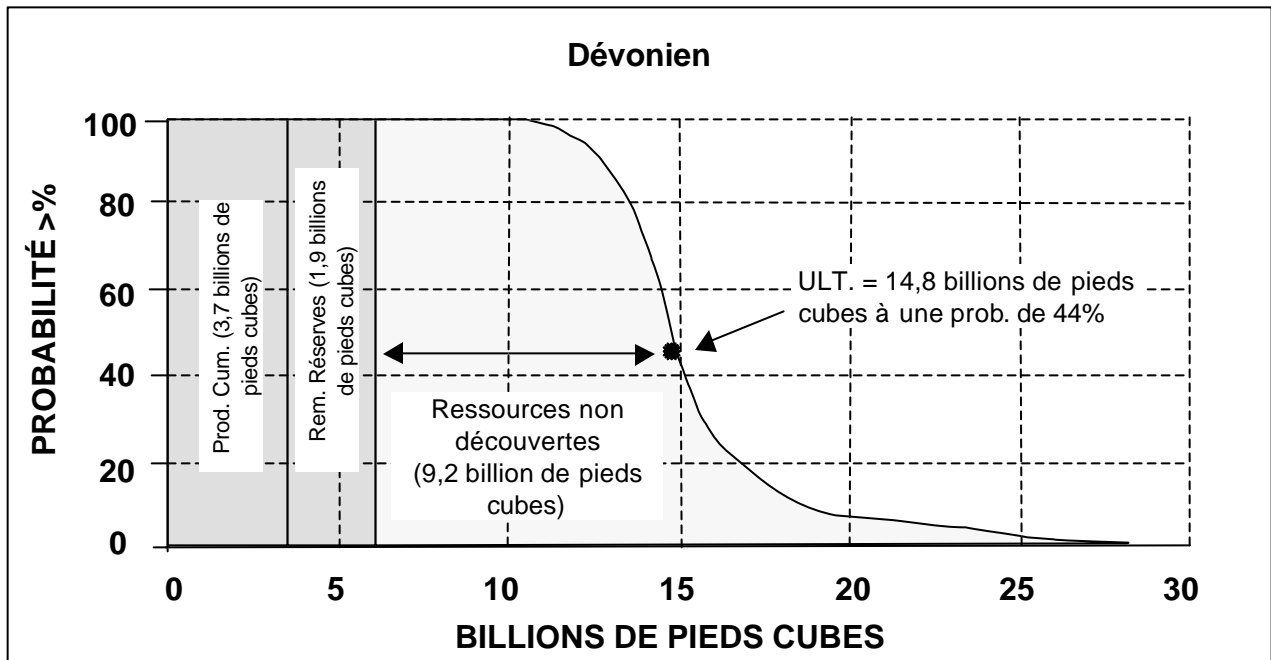


Figure 12. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le Dévonien. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

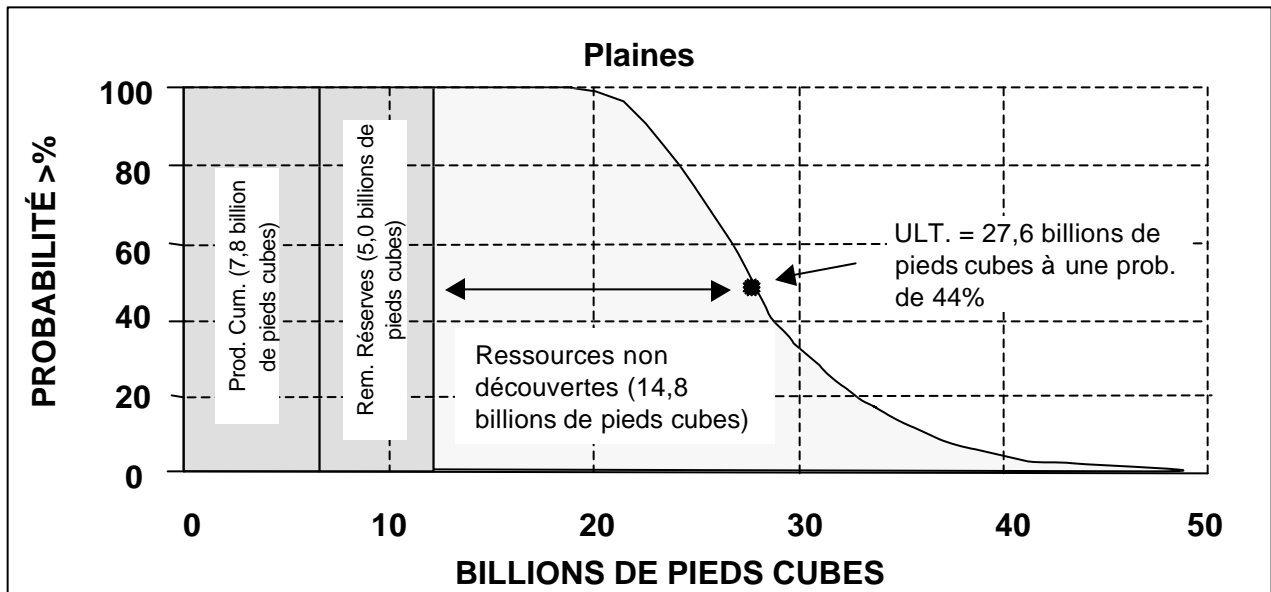


Figure 13. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour la région des Plaines. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

Nord-est de la Colombie-Britannique ressources ultimes en gaz commercialisable

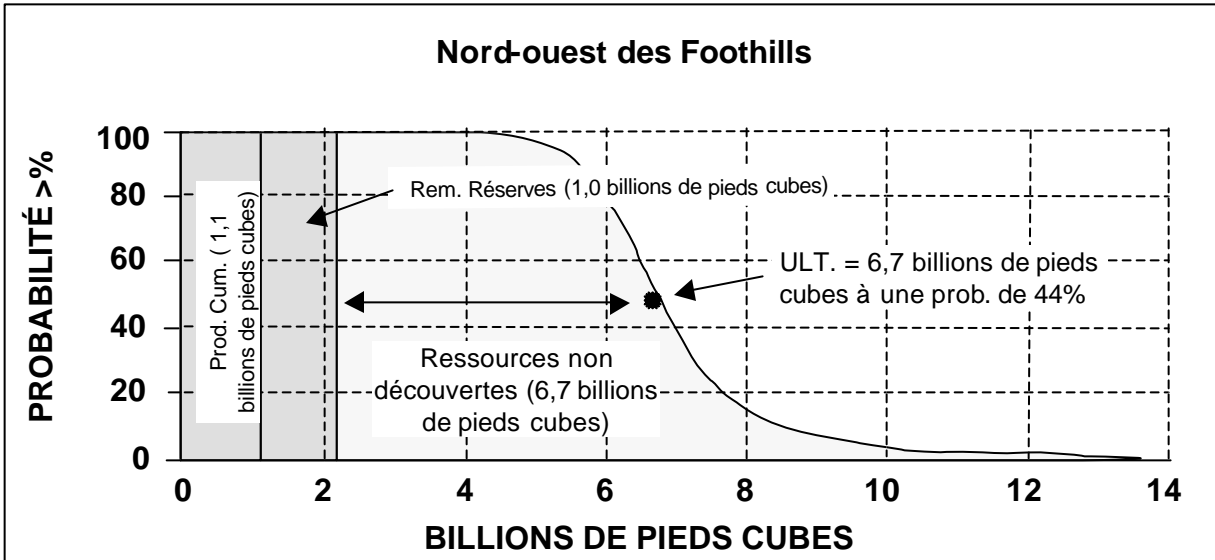


Figure 14. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour la région du nord-ouest des Foothills. Production et réserves cumulees au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

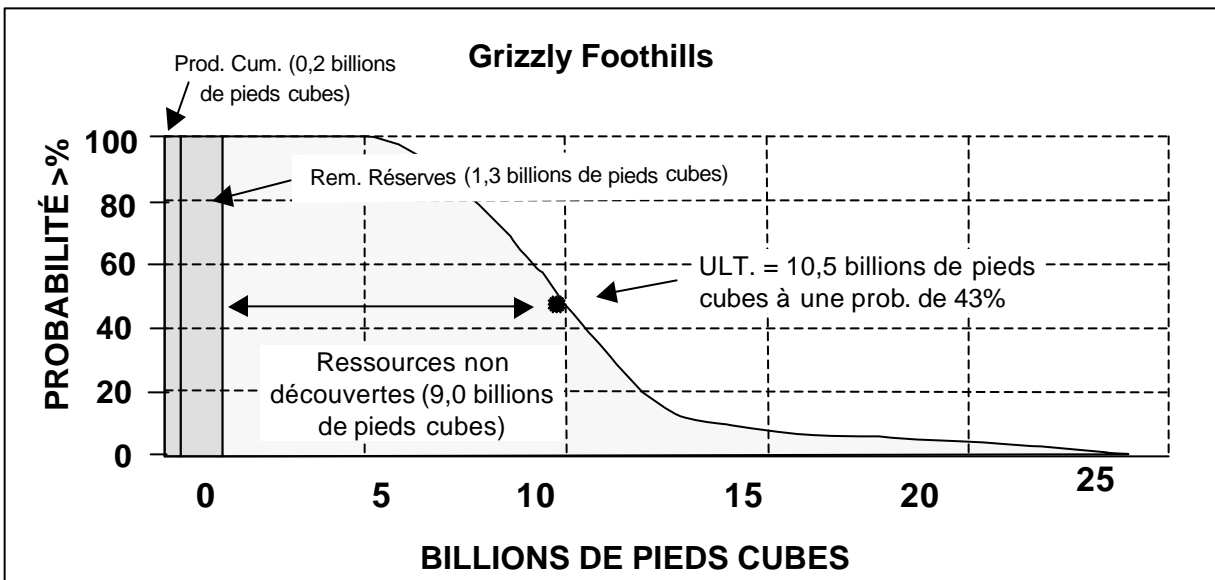


Figure 15. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour la région Grizzly Foothills. Production et réserves cumulees au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

Nord-est de la Colombie-Britannique ressources ultimes en gaz commercialisable

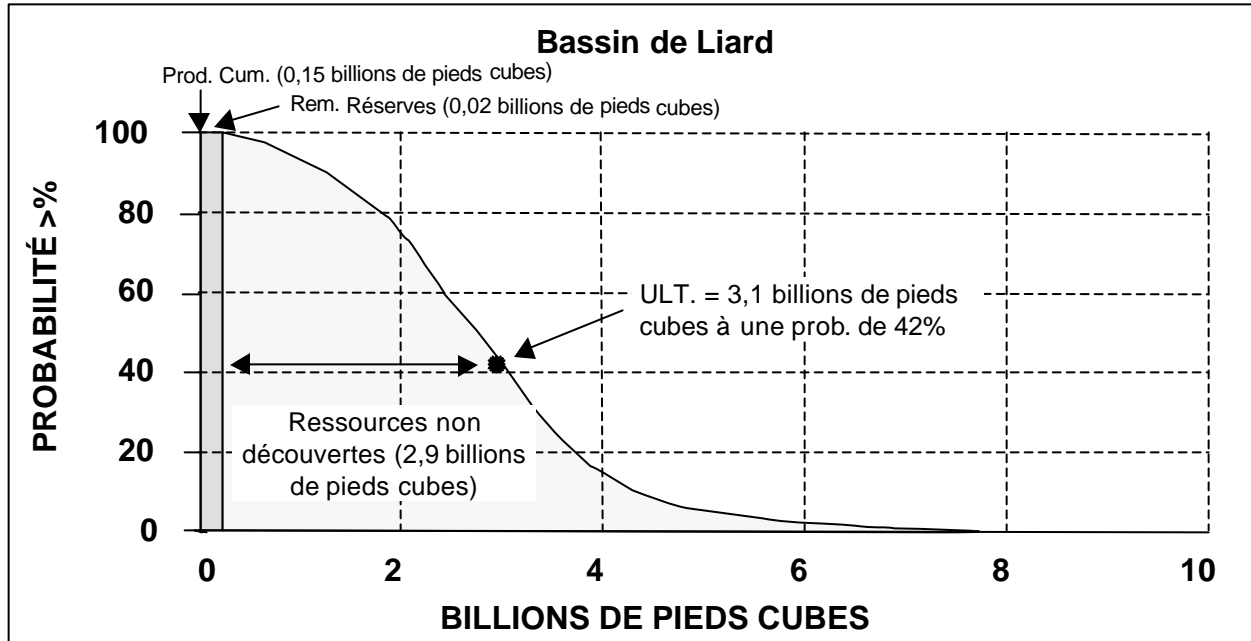


Figure 16. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le bassin de Liard. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

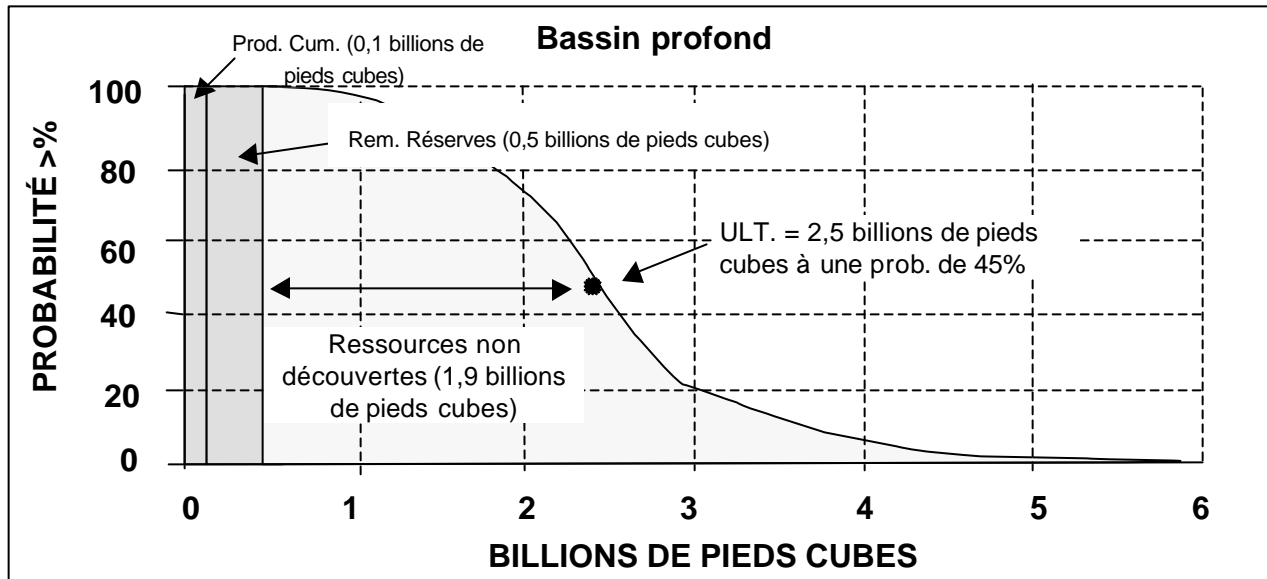


Figure 17. Répartition des ressources ultimes en gaz commercialisable pour le bassin profond. Production et réserves cumulées au 31 dec. 1992 (BCEMPR).

Chapitre 2: Estimation des ressources avec le @RISK d'Excel

2.1 Description

Pour l'estimation des ressources, 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. La méthodologie probabiliste utilisée pour les modèles est inspirée de Roadifer, 1979. Cette méthode exige un ensemble de variables qui sont ensuite échantillonnées par une méthode aléatoire d'échantillonnage comme celle de Monte Carlo. La simulation de Monte Carlo fait intervenir une gamme de paramètres d'entrée pour générer des résultats sous forme d'une distribution. Une estimation probabiliste des ressources peut être obtenue en multipliant des valeurs générées par ordinateur pour le volume, le rendement et le risque (probabilité de succès). Les paramètres variables à introduire pour l'application de la méthode mise au point par l'Office national de l'énergie sont résumés ci-après.

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

Volume des hydrocarbures \times rendement \times risque = ressources non découvertes

2.2 Paramètres à introduire

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. La superficie attribuée l'a été d'après un jugement basé sur le type de réservoir et la géomorphologie. Dans un grand nombre de cas il a été considéré qu'un puits permet d'éprouver une section (640 acres).

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. Puisque l'Office national de l'énergie ne dispose pas de cartes sismiques ou de cartes détaillées des zones, 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 de la superficie 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. En général, c'est près de la totalité des pièges stratigraphiques qui est occupée; l'extension verticale des récifs-pinacles peut n'être que faible, mais ceux-ci présentent une grande superficie tandis que les structures au relief bas ne présentent des pièges que sur une faible superficie.

Intervalle productif net moyen

L'intervalle productif net moyen, comme dans le cas d'autres paramètres des réservoirs, est l'intervalle moyen pour tous les gisements qu'on s'attend à découvrir. Des paramètres d'entrée comme l'intervalle productif net, la porosité, la saturation en hydrocarbures, la GOR et la compressibilité du gaz sont généralement tirés des statistiques descriptives des gisements découverts. On porte un jugement quant à la représentativité réelle de ces moyennes pour les découvertes futures. Dans certains cas, des corrections ont été apportées d'après la connaissance de la zone que possède l'évaluateur. Dans le cas des zones où il n'y a encore eu aucune découverte, les estimations sont basées sur des analogies.

Facteur de récupération

Les facteurs de récupération du gaz brut récupérable et commercialisable sont établis d'après les moyennes calculées pour les réserves établies initiales des gisements découverts. Ici encore, un jugement est porté quant à la représentativité réelle de ces valeurs pour les découvertes futures.

Probabilité de présence d'hydrocarbures

Il s'agit de la probabilité qu'un piège renferme des hydrocarbures, qui est généralement le facteur de succès de l'exploration. Des données sur les puits extraites de la base de données Geowell, par formation, ont été utilisées 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. Pour les zones encore non explorées, une prise en considération des divers facteurs contribuant à l'accumulation d'hydrocarbures (présence de roche-réservoir, de roche-mère et de couvertures) fournira une estimation de la probabilité de présence d'hydrocarbures.

2.3 @RISK

Le programme @RISK est un 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 au total 24 fonctions de distribution à utiliser dont les fonctions de distribution triangulaire, lognormale, bêta, de weibell, discrète, cumulée, etc. Les fonctions sont introduites pour toutes les variables comme l'intervalle productif net, la porosité, la superficie, le facteur de récupération qui figurent dans l'équation pour le gaz. L'équation pour le gaz, par laquelle sont multipliées toutes les diverses variables est introduite dans une cellule qui est ensuite désignée comme la sortie du @RISK.

Le logiciel exécute des simulations par les méthodes de Monte Carlo ou de latin hypercube par un nombre spécifié d'itérations (3000) et génère une distribution de fréquences cumulée fournissant une plage de probabilités associée aux estimations des ressources. Le programme utilise les possibilités graphiques du Excel pour générer des sorties graphiques à partir des résultats obtenus.

Le @RISK offre deux méthodes d'échantillonnage - de Monte Carlo et de latin hypercube. La méthode d'échantillonnage de Monte Carlo est entièrement aléatoire alors que la méthode de latin hypercube est un processus d'échantillonnage stratifié. Le processus stratifié sépare la plage globale en plusieurs pages

et des échantillons égaux sont prélevés dans chaque plage afin d'assurer un échantillonnage plus uniforme de la plage globale. Il s'exécute un peu plus rapidement sur l'ordinateur et converge plus rapidement vers une valeur moyenne, exigeant un moindre nombre d'itérations. En général, l'Office national de l'énergie a utilisé la méthode de latin hypercube pour ses estimations des ressources.

2.4 Modèles @RISK Excel

RSK_TPL.XLS Un modèle créé en Excel 4.0 pour l'estimation des ressources non découvertes l'utilisation de distributions triangulaires pour les paramètres à introduire. Le modèle comprend également des équations dépendantes entre la porosité, la saturation en eau et les gaz acides. Le modèle devrait être ouvert au moyen du menu @RISK afin d'ouvrir la simulation RSK_TPL.SIM qui extraira le modèle avec tous les réglages nécessaires Le modèle d'entrée exige des estimations des valeurs minimum, maximum et la plus probable pour chacun des paramètres. Un exemple de modèle d'entrée et des notes explicatives sont joints.

EX_OUT.XLS Un fichier de sortie généré lors de l'exécution du modèle ci-haut. Après l'exécution du modèle d'entrée, les valeurs moyennes sont copiées à la ligne valeur n° 1. Dans le menu du @RISK, choisir «Targets» (cibles), pour obtenir les probabilités pour chacune des moyennes. La sortie du @RISK fourni 5 valeurs percentiles. Pour lisser les extrémités des courbes sur un graphique Excel, il est nécessaire d'obtenir les valeurs percentiles 1, 2, 3, 4, 96, 97, 98 et 99. Ces probabilités peuvent être introduites à titre de cibles courantes aux lignes de probabilité n° 1 à n° 9 pour obtenir les valeurs. Une macro, ATRISK.XLM, a été rédigée pour introduire les valeurs moyennes et les valeurs percentiles additionnelles dans les cellules appropriées. La procédure consiste à exécuter la macro puis les cibles depuis le menu du @RISK. Le fichier de sortie est sauvegardé, sous un nouveau nom, et relié à un fichier Excel de résultats - RSK_MG.XLS.

RESULTS RSK_MG.XLS Gaz commercialisable
RSK_OIL.XLS Pétrole récupérable

Les deux modèles ci-haut ont été préparés pour créer une courbe de probabilité cumulative pour les diverses composantes d'hydrocarbures. Ces modèles sont reliés aux données du modèle d'entrée (RSK_TPL.XLS) et du modèle de sortie (EX_OUT.XLS). Après l'exécution, ces fichiers devraient être renommés et reliés au modèle des résultats qui peut être ensuite sauvegardé sous de nouveaux noms de fichiers. La sortie graphique prend la forme d'une courbe de probabilité cumulative «plus grande que», ce qui signifie que les valeurs montrées ont une certaine probabilité d'être égales ou plus grande que la valeur indiquée.

2.5 Fonctions de distribution de probabilités

Un certain nombre de fonctions de distribution peuvent être utilisées pour les variables dans le modèle. Les auteurs ont choisi d'utiliser la distribution triangulaire puisqu'elle est la plus facile à comprendre pour l'obtention des données d'entrée à partir des données historiques. La distribution triangulaire exige des estimations des valeurs minimum, maximum et la plus probable pour chacun des paramètres.

2.6 Variables dépendantes

Le @RISK permet l'utilisation d'équations de dépendance lorsqu'un variable dépend d'une autre. Le modèle comporte des équations de dépendance entre la porosité, la saturation en eau et les gaz acides. Les coefficients de dépendance peuvent être dérivés d'une régression linéaire appliquée aux données historiques sur les gisements ou au moyen de la fonction de corrélation du programme compagnon boîte à outils d'analyse de l'Excel.

2.7 Équation pour le gaz

L'équation pour le gaz utilisée dans le modèle est la suivante :

$$\text{gaz en place} = 43\,560 \times \text{superficie} \times \text{intervalle productif net} \times \text{porosité} \times \text{saturation en gaz} \times \text{GVF}$$

$$\text{GVF} = 520 / (460 + \text{temp (EF)}) \times \text{pression (lb/po}^2) / 14,65 \times 1/Z$$

La température et la pression peuvent être introduites ou on peut utiliser la valeur implicite du modèle qui est dérivée des gradients moyens de température et de pression et de la profondeur moyenne. Le facteur de compressibilité du gaz «Z» peut être obtenu dans les statistiques sur les gisements découverts ou par analogie.

2.8 Procédure

La procédure d'exécution d'une estimation des ressources au moyen du modèle de ONE est décrite ci-après étape par étape:

- 1) Charger le Excel 4.0 et ouvrir le RISK.XLM (pour ajouter le programme compagnon @RISK).
- 2) Dans le menu du @RISK, ouvrir RSK_TPL.SIM qui ouvre RSK_TPL.XLS.
- 3) Introduire toute l'information nécessaire et les paramètres d'entrée. Vérifier et choisir le mode automatique pour les calculs. Sauvegarder sous un nouveau nom de fichier. Choisir «Execute» dans le menu du @RISK.
- 4) Ouvrir ATRISK.XLM. Aller à la sortie du @RISK qui portera un nom de la forme sheet?.xls. Exécuter la macro nommée «Targets» et sauvegarder sous un nouveau nom de fichier.
- 5) Ouvrir le modèle des résultats (RSK_MG.XLS or RSK_OIL.XLS). Changer les liens aux noms de fichiers du nouveau fichier d'entrée de l'étape 2 et du fichier de sortie de l'étape 4. Exécuter les calculs pour le document et toute l'information devrait être mise à jour pour montrer les résultats de l'estimation. Sauvegarder sous forme d'un nouveau fichier.

La procédure ci-haut est celle qui a été utilisée par l'ONÉ pour l'évaluation des ressources de la partie nord-est de la Colombie-Britannique. L'utilisateur peut cependant adapter les modèles et les procédures à ses propres besoins. Le programme compagnon @RISK offre également un grand nombre d'autres possibilités que l'espace disponible ne permet pas de décrire dans le présent bref document.

2.9 Référence

Roadifer, R.E., 1979, A probability approach to estimate volumes of undiscovered oil and gas in M. Grenon, ed., Proceedings of the first IIASA Conference on Energy Resources, Laxenburg, Autriche : Oxford, Pergamon Press, p. 268 à 278.

Tableau 3. Modèle d'entrée

ESTIMATION DES RESSOURCES NON DÉCOUVERTES								
		RÉGION	N.-E. DE LA COLOMBIE-BRITANNIQUE					
		NOM DE LA ZONE	ZONE ÉCHANTILLON					
		NOM DE L'ESTIMATEUR						
		PROFONDEUR DU PÉTROLE	4837	PROFONDEUR	4404	(PIEDS)		
		GAZ: TEMP. DU RÉSERVOIR	114.87	PRESSION	1820	(LB/PO ²)		
				LA PLUS				
			MIN.	PROBABLE	MAX.	MOYEN		
A		SUPERFICIE TOTALE DE LA ZONE (10 ⁶ ACRES)	7.7	7.968	8.1	7.923		
A'		SUPERFICIE ÉPROUVÉE DE LA ZONE (10 ⁶ ACRES)	2.865	2.868	2.871	2.868		
B		SUPERFICIE NON ÉPROUVÉE DE LA ZONE	4.835	5.1	5.229	5.055		
C		FRACTION DE «B» OCCUPÉE PAR LES PIÈGES	0.15	0.24	0.35	0.247		
D		FRACT. DE «C» CONSTITUÉE DE PIÈGES OCCUPÉS (EN SUPERFICIE)	0.75	0.8	0.85	0.8		
E		ZONE POTENTIELLE DE HC (10 ⁶ ACRES)				0.997		
F		POROSITÉ	0.05	0.13	0.27	0.15		
G		SATURATION EN HC	0.75	0.8	0.85	0.8		
H		FACTEUR DE RÉCUPÉRATION DU PÉTROLE	0.16	0.2	0.25	0.203		
I		FACTEUR DE RÉCUPÉRATION DU GAZ	0.76	0.82	0.88	0.82		
J		INTERVALLE PRODUCTIF NET (PIEDS)	4	6	10	6.7		
K		PROB. DE PRÉSENCE D'HYDROCARBURES	0.15	0.2	0.25	0.2		
L		FRACT. PÉTROLIFÈRE DU VOLUME DES PORES	0.3	0.38	0.45	0.377		
M		SUPERFICIE PÉTROLIFÈRE POTENTIELLE (10 ⁶ ACRES)				0.075		
N		SUPERFICIE GAZÉIFÈRE POTENTIELLE (10 ⁶ ACRES)				0.124		
O		GOR (10 ³ PI ³ /10 ⁹ BARILS)	0.541	0.569	0.597	0.569		
P		FVF	1.308	1.324	1.341	1.324		
Q		COMPRESSIBILITÉ DU GAZ «Z»	0.796	0.812	0.828	0.812		
R		GVF				0.138		
S		PÉTROLE EN PLACE (10 ³ PI ³ ACRE-PI)				703		
T		RÉCUPÉRATION DE PÉTROLE (BARILS/ACRE-PI)				142.9		
U		GAZ EN PLACE (10 ³ PI ³ /ACRE-PI)				723.5		
V		RÉC. DE GAZ BRUT (10 ³ PI ³ /ACRE-PI)				593.3		
W		RÉC. DE GAZ COMM.				566		
X		LIQUIDES (BARILS/10 ⁶ PI ³)	30	36.8	42	36.3		
Y		TENEUR EN H ₂ S (FRACT.)	0.01	0.025	0.035	0.023		
Z		TENEUR EN CO ₂ (FRACT.)	0.001	0.004	0.006	0.004		
		FACTEUR DE COVERSION GAZ-BEP		6				
		PERTE EN SURFACE (GAZ COMBUSTIBLE, ETC)		0.08				
		GAZ COMM. (FRACT. DU BRUT)		0.954				
TOTAL POUR LA ZONE								
		PÉTROLE	GAZ DISSOUS	GAZ N. A.	GAZ TOTAL	LIQUIDES	BEP	GAZ COMM.
		10 ⁶ BARILS	10 ⁹ PI ³	10 ⁹ PI ³	10 ⁹ PI ³	10 ⁶ BARILS	10 ⁶ BEP	10 ⁹ PI ³
		EN PLACE	352.15	599.8	599.8		452.11	
		RÉCUPÉRABLE	71.6	491.83	532.57	17.84	178.2	509.95
		SOUFRE (10 ⁶ L)	0.43					

2.10 Remarques concernant les modèles

- 1) Le modèle est utilisé pour calculer les ressources potentielles dans une région ou une zone d'intérêt basée sur les variables d'entrée. Les seules valeurs à introduire sont les valeurs minimum, la plus probable et maximum pour les paramètres d'entrée. Des moyennes sont calculées d'après les distributions triangulaires des variables d'entrée.

Le modèle calcule un potentiel non découvert estimé pour la zone en utilisant les diverses composantes d'hydrocarbures pour les ressources en place et récupérables. Un potentiel de risque est calculé en multipliant les ressources récupérables par la probabilité de trouver des hydrocarbures. Pour les zones à maturité, l'estimation sera la même que pour les ressources récupérables.

- 2) *Température et pression du réservoir*
La température et la pression du réservoir sont déterminées d'après les gradients de température et de pression introduits ci-haut et la profondeur introduite pour le gaz.
- 3) Dans ce modèle, les moyennes sont toutes calculées d'après une distribution triangulaire.
- 4) *Zone potentielle d'hydrocarbures*
Il s'agit de la superficie totale, en millions d'acres, sur laquelle on pourrait trouver des hydrocarbures et elle s'obtient en multipliant les lignes A, B, C et D.
- 5) *Probabilité de présence d'hydrocarbures*
Il s'agit de la probabilité qu'un puits productif soit foré dans la zone. Dans de nombreux cas, elle peut être basée sur les statistiques historiques concernant les forages. En général aucune connotation de taille n'est associée.
- 6) *Fraction pétrolifère du volume des pores*
Une estimation de la fraction du volume des pores qui devrait renfermer du pétrole. Pour une zone entièrement susceptible de renfermer du pétrole, introduire une valeur maximum de 1,0, plus vraisemblablement de 0,999 et une valeur minimum de 0,998. Les valeurs ne peuvent être zéro.
- 7) *GOR*
Une estimation implicite est introduite d'après la profondeur du pétrole introduite et calculée en 10^3 pi³/baril par 10 000 pieds. Cette valeur peut être remplacée au besoin.
- 8) *Facteur de conversion BEP*
Introduire la valeur utilisée pour la conversion du gaz en «baril équivalent pétrole» (BEP). Une valeur implicite de 6,0 a été introduite.
- 9) *Gaz commercialisable (fraction du gaz brut)*
La fraction du gaz brut qui est commercialisable est calculée en soustrayant les liquides extraits, les gaz acides et les pertes à l'usine et en combustible. Cette valeur peut être remplacée au besoin.

Tableau 4. Formules pour l'estimation des ressources non découvertes

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1		Température de surface moyenne (°F)				Gradient de pression		0.41	
2						Gradient de temp.		1.7	
3						Densité du gaz		=0.59+0.0021*H39+0.62*H40+0.97*H41	
4									
5		ESTIMATION DES RESSOURCES NON DÉCOUVERTES							
6									
7		Région			N.-E. Colombie-Britannique				
8		Nom de la zone			Exemple				
9		Nom de l'estimateur							
10		Profondeur du pétrole			4160	Profondeur du gaz	4494	(pieds)	
11		Gaz: temp du gisement (°F)			=E1+H2*G10/100	Pression	=14.65+H1*G10	(psi)	
12									
13						La plus			Co-eff. de
14					Minimum	Probable	Maximum	Moyenne	dépendance
15	A	Superficie totale de la zone (10 ⁶ acres)			7.7	7.968	8.1	=RiskTriang (E15,F15,G15)	
16	A'	Superficie éprouvée de la zone (10 ⁶ acres)			=F16*0.999	2.868	=F16*1.001	=RiskTriang (E16,F16,G16)	
17	B	Superficie non éprouvée de la zone (10 ⁶ acres)			=E15-E16	=F15-F16	=G15-G16	=RiskTriang (E17,F17,G17)	
18	C	Frac. de 'B' occupée par les pièges			0.15	0.02	0.04	=RiskTriang (E18,F18,G18)	
19	D	Frac. de 'C' constituée par les pièges occupés			0.75	0.80	0.85	=RiskTriang (E19,F19,G19)	
20	E	Zone potentielle de HC (10 ⁶ acres)						=H17*H18*H19	
21	F	Porosité			0.05	0.13	0.27	=RiskIndepC("POR")+RiskTriang (E21,F21,G21)	
22	G	Saturation en hydro-carbures			0.75	0.80	0.85	=RiskDepC("POR",I22)+RiskTriang (E22,F22,G22)	0.7
23	H	Facteur de récupération du pétrole			0.16	0.20	0.25	=RiskTriang (E23,F23,G23)	
24	I	Facteur de récupération du gaz			0.76	0.08	0.88	=RiskTriang (E24,F24,G24)	
25	J	Intervalle productif net (pieds)			4.0	6.0	10.0	=RiskTriang (E25,F25,G25)	
26	K	Prob. de présence d'HC			0.15	0.20	0.25	=RiskTriang (E26,F26,G26)	
27	L	Frac. pétrolière du volume des pores			0.30	0.38	0.45	=RiskTriang (E27,F27,G27)	
28	M	Superficie pétrolière potentielle (10 ⁶ acres)						=H20*H26*H27	
29	N	Superficie gazéifière potentielle (10 ⁶ acres)						=(1-H27)*H20*H26	
30	O	GOR (10 ³ pi ³ /baril)			=F30*0.95	8.00	=F30*1.05	=RiskTriang (E30,F30,G30)	
31	P	FVF			=1+0.57*E30	=1+0.57*F30	=1+0.57*G30	=RiskTriang (E31,F31,G31)	
32	Q	Compressibilité du gaz "Z"			=F32*0.98	0.812	=F32*1.02	=RiskTriang (E32,F32,G32)	
33	R	GVF						=0.001*520/(460+E11)*G11/14.65/H32	
34	S	Pétrole en place (barils/acre-pi)						=7758*H21*H22/H31	
35	T	Réc. de pétrole (barils/acre-pi)						=H23*H34	
36	U	Gaz en place (10 ³ pi ³ /acre-pi)						=43560*H21*H22*H23	
37	V	Réc. de gaz brut (10 ³ pi ³ /acre-pi)						=H24*H36	
38	W	Réc. de gaz comm. (10 ³ pi ³ /acre-pi)						=H37*F44	
39	X	Liquides (barils/10 ⁶ pi ³)			30	36.8	42	=RiskTriang (E39,F39,G39)	
40	Y	Teneur en H ₂ S (fract.)			0.01	0.025	0.035	=RiskIndepC("sour")+RiskTriang(E40,F40,G40)	
41	Z	Teneur en CO ₂ (fract.)			0.001	0.004	0.006	=RiskDepC("sour",I41)+RiskTriang(E41,F41,G41)	0.91
42		Conversion gaz-BEP (10 ³ pi ³ /BEP)				6			
43		Perte en surface (gaz combustible, etc)				0.08			
44		Gaz comm. (fract. du brut)					=1-F43	=F40-F41	
46		Totale pour la zone							
47			Pétrole	Gaz dissous	Gaz N.A.	Gaz totale	Liquides	BEP	Gaz comm.
48			10 ⁶ barils	10 ³ pi ³	10 ³ pi ³	10 ⁶ pi ³	10 ⁶ barils	10 ⁶ BEP	10 ⁶ pi ³
49		En place	=H25*H28*H34		=H25*H29*H36	=E49		=C49+G49+F49/F42	
50		Récupérable	=H25*H28*H35	=C50*H30	=H25*H29*H37	=D50+E50	=E50*H39/1000	=C50+G50+F50/F42	=E50*F44+D50
52		Soufre (10 ⁶ LT)		=0.037*H40*E50					

Tableau 5. Exemple de sortie

Statistiques de simulation												
Date :	11/24/93											
Itérations :	3000											
Simulations :	1											
Feuille de travail :	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS	EX_TPL.XLS
Plage de sortie :	PÉTROLE E	PÉTROLE RÉCU	GAZ DISSOUS (10 ⁶ L)	GAZ NON-ASSO	GAZ NON-ASSO	GAZ EN PLACE	GAS TOTAL RÉC	CONDENSAT (10 ⁶ B	BEP EN PLACE (10 ⁶ B	BEP RÉCUPÉRABI	GAZ COMM.	SOUFRE (10 ⁶ L)
Cellule :	\$C\$49	\$C\$50	\$D\$50	\$E\$49	\$E\$50	\$F\$49	\$F\$50	\$G\$50	\$H\$49	\$H\$50	\$I\$50	\$D\$52
Minimum =	61.29	13.02	7.75	132.04	101.53	132.04	111.79	3.55	84.06	36.65	107.12	0.07
Maximum =	1225.54	272.32	160.38	2001.70	1639.72	2001.70	1783.47	60.11	1549.51	612.07	1708.04	1.58
Moyenne =	353.29	71.78	40.84	601.08	492.75	601.08	533.59	17.88	453.47	178.59	510.92	0.43
Écart-type =	155.16	32.14	18.33	259.72	213.05	259.72	230.04	7.82	196.60	76.90	220.24	0.21
Variance =	24075.88	1032.71	335.81	67454.46	45389.36	67454.46	52916.32	61.23	38650.33	5914.19	48505.75	0.04
Asymétrie =	1.06	1.10	1.12	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.04	1.03	1.05	1.19
Kurtosis =	4.54	4.75	4.90	4.54	4.55	4.54	4.50	4.48	4.43	4.40	4.50	5.14
Valeurs percentiles												
5Perc=	152.48	30.57	17.40	262.80	215.93	262.80	235.977	7.79	197.87	78.17	225.99	0.17
10Perc=	181.21	36.63	20.74	317.28	258.43	317.28	280.47	9.28	237.36	94.21	268.85	0.20
15Perc=	204.32	40.83	23.23	350.62	286.71	350.62	311.13	10.34	264.53	104.56	297.95	0.23
20Perc=	222.09	44.83	25.45	383.66	314.15	383.66	340.98	11.25	287.43	113.62	326.36	0.25
25Perc=	239.05	48.29	27.45	409.27	337.70	409.27	366.36	12.08	307.41	122.07	350.83	0.28
30Perc=	256.63	51.55	29.25	439.85	360.31	439.85	390.52	13.05	331.51	131.03	373.69	0.30
35Perc=	271.44	54.98	31.31	468.21	381.18	468.21	413.91	13.88	351.76	139.15	396.26	0.32
40Perc=	289.82	58.69	33.30	494.41	407.04	494.41	440.83	14.66	372.70	146.76	421.83	0.34
45Perc=	306.33	62.23	35.50	524.27	430.46	524.27	465.73	15.48	393.97	155.66	445.94	0.36
50Perc=	326.6	66.27	37.67	555.62	453.74	555.62	491.84	16.46	419.42	164.53	471.08	0.39
55Perc=	347.28	69.99	39.84	584.11	480.29	584.11	519.64	17.38	444.48	174.56	497.34	0.41
60Perc=	367.08	74.35	42.19	617.25	507.20	617.25	549.93	18.32	469.75	185.28	526.76	0.44
65Perc=	385.97	78.35	44.59	652.38	536.27	652.38	582.91	19.49	495.32	194.96	558.18	0.47
70Perc=	409.01	82.98	46.98	695.81	571.48	695.81	619.73	20.84	524.27	208.14	593.39	0.50
75Perc=	435.69	88.93	50.70	743.99	609.37	743.99	661.80	22.28	560.47	221.09	634.04	0.54
80Perc=	467.14	95.58	54.49	794.99	652.53	794.99	705.66	23.79	599.35	235.11	675.42	0.58
85Perc=	509.89	103.24	58.71	862.64	708.07	862.64	763.18	25.68	647.95	254.47	730.29	0.63
90Perc=	559.42	114.71	64.98	938.39	771.65	938.39	835.49	28.24	712.26	280.75	799.83	0.70
95Perc=	650.27	134.90	76.50	1082.39	891.28	1082.39	968.13	32.60	837.54	324.94	927.61	0.82
Valeurs cibles :												
Value#1=	353.29	71.78	40.84	601.08	492.75	601.08	533.59	17.88	453.47	178.59	510.92	0.43
Prob#1=	0.57	0.58	0.58	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.58
Value#2=	826.98	168.85	96.59	1417.01	1167.74	1417.01	1260.87	42.88	1063.48	411.81	1207.55	1.09
Prob#2=	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
Value#3=	761.38	155.97	88.47	1308.81	1069.38	1308.81	1154.54	38.27	969.87	381.04	1105.87	0.98
Prob#3=	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
Value#4=	716.57	147.57	83.87	1209.57	985.20	1209.57	1070.07	35.98	915.40	362.15	1024.44	0.91
Prob#4=	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
Value#5=	676.95	140.34	79.89	1145.69	939.87	1145.69	1013.36	34.08	862.17	339.56	696.82	0.86
Prob#5=	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Value#6=	146.65	28.87	16.44	254.08	207.56	254.08	224.37	7.45	190.32	75.13	214.87	0.15
Prob#6=	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Value#7=	140.82	27.46	15.73	239.54	196.24	239.54	212.67	6.98	181.40	71.67	203.90	0.15
Prob#7=	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Value#8=	130.89	26.42	14.78	222.48	182.14	222.48	198.54	6.45	169.96	66.01	190.30	0.13
Prob#8=	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Value#9=	114.62	22.44	12.92	199.01	164.12	199.01	178.48	5.78	150.37	58.67	170.80	0.11
Prob#9=	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01