

وزارة التربية الوطنية
MINISTRE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT *Genie Industriel*

PROJET DE FIN D'ETUDES

SUJET

*Estimation des réserves ultimes
d'hydrocarbures
par approche modélisée*

Proposé par :

M^r BENCHERIF

Etudié par :

*M^r BENSALD M.L
M^r ZAHIR.H*

Dirigé par

M^r BERBICHE

PROMOTION

Juillet 1993

Sujet: Estimation des réserves ultimes d'hydrocarbures par approche modélisée.

Résumé: Les réserves ultimes d'hydrocarbures du sous sol d'une région donnée (bassin sédimentaire, groupe de bassins sédimentaires, pays) font l'objet d'estimations basées sur des méthodes relevant du domaine de la géologie mais également de la théorie des probabilités, de la statistique inférentielle (échantillonnage notamment), de la modélisation par régression.

L'objectif de cette étude est d'adapter les méthodes mathématiques citées précédemment au cas Algérien.

Il faudra donc, notamment:

- Comprendre les méthodes utilisées par les géologues,
- Studier les méthodes mathématiques existantes (avantages, inconvénients),
- Proposer les méthodes adaptées au cas Algérien (avec éventuellement certaines modifications)

Dans une deuxième partie de l'étude, il s'agira principalement d'intégrer le facteur économique ainsi que le temps.

Mots clefs: Statistiques (échantillonnage), modélisation (non linéaire), régression (non linéaire), théorie de la décision.

Subject: Assesement of undiscovered oil and gas ressources.

Abstract: The apparaisal of the undiscovered oil and gas ressources in an area (sedimentary bassin, group of sedimentary bassin, country) is made by geological methods, and also by the use of others methods as probability theory, statistical sampling, and least square modelling.

The aim of this study is to applied these methods to the Algerian case.

Then, it will be necessair to:

- *Understand the methods used by the geologists*
- *Study the mathematical methods (advantages, disadvantages)*
- *Choose the appropriate method which can be applied to the Algerian case.*

A second part of this study is to applied sypply modelling methods. It consist essentially to take into account economic factors and a particular interval of time.

key words: Statistics (sampling), Least square modelling (non linear), Decision theory.

Dédicaces

*A ma mère,
A mon père,
A mon frère et à ma soeur,
A ma fiancée Lila,
Et à tous ceux qui me sont chers,*

*Je dédie ce travail.
Mohammed - Lamine.*



*A ma mère,
A la mémoire de mon père,
A mes frères et à ma soeur,
A Ali et à Azzedine,
A tous ceux que j'aime*

*Je dédie ce travail.
Hamid.*

Remerciements

Nous tenons à remercier:

Mr OUABDESSELAM, Professeur à l'ENP, pour nous avoir fait l'honneur d'accepter la présidence du jury de ce mémoire.

Mr BENCHERIF, de la SONATRACH, pour nous avoir procuré le sujet de ce mémoire. Ses conseils et ses encouragements ont été décisifs.

Notre promoteur, Mr BERBICHE, chargé de cours à l'ENP pour nous avoir orientés et encouragés tout au long de la réalisation de ce travail,

Mr SARI, chargé de cours à l'ENP, qui a bien voulu nous faire l'honneur de juger ce travail.

Nous remercions tous les enseignants du département Génie Industriel et particulièrement Mlle ABOUN, directrice du département.

Nous remercions aussi Mlle Zerrouki Beila, pour sa disponibilité et pour les longues discussions que nous avons eu sur le sujet.

Nous tenons aussi à remercier Dila, Sahar et Zabia qui nous ont beaucoup aidés pour la mise en forme du document.

SOMMAIRE

	<i>pages</i>
Préambule	1
Chapitre I: PRESENTATION GENERALE	4
I- Présentation de l'organisme d'accueil	5
I-1- Présentation de SONATRACH	5
I-2- Organisation de SONATRACH	6
I-3- Perspectives d'avenir	7
I-4- Enoncé du sujet	8
II- Le problème et son contexte	9
II-1- Introduction	9
II.2- Le choix des hydrocarbures comme base de l'industrialisation	9
II.2.1- Les hydrocarbures comme source d'énergie	9
II.2.2- Les hydrocarbures comme matière première industrielle	10
II.2.3- Les hydrocarbures comme pourvoyeurs de moyens de financement de l'industrialisation	10
II.3- L'importance des réserves d'hydrocarbures	10
II.4- nécessité d'une politique de conservation optimale des réserves d'hydrocarbures	11
Chapitre II : CLASSIFICATIONS ET DEFINITIONS DES RESERVES D'HYDROCARBURES	13
I- Introduction	14
II- Les principes de la classification des réserves	14
III- Les différentes classifications utilisées	15
IV- Définitions des différentes réserves d'hydrocarbures	16
Chapitre III : REVUE BIBLIOGRAPHIQUE DES METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES	21
I-Introduction	22
II- L'estimation des réserves d'hydrocarbures découvertes	22
II.1- Les méthodes d'estimation	23
II.1.1- La méthode par analogie	23
II.1.2- La méthode de l'analyse du risque	24
II.1.3- La méthode volumétrique	24
II.1.4- La modélisation des réservoirs	24
II.1.5- La balance des matières	25
II.1.6- L'analyse du profil décroissant	25
II.2- La qualité des estimations des réserves	25
III- L'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes	28
III.1- Problématique	28
III.2- Les différentes méthodes d'estimation	29

III.2.1- Méthode des rendements de surface	29
III.2.2- Méthode des rendements volumétriques	29
III.2.3- Méthode de l'extrapolation historique	29
III.2.4- Méthode de la modélisation des découvertes	32
III.2.5- La balance des matières	32
III.2.6- L'analyse de la taille des champs	33
Chapitre IV : LE MODELE PREVISIONNEL POUR L'ESTIMATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES NON DECOUVERTES	34
I- Généralités sur l'élaboration du modèle	35
I.1- Introduction	35
I.2- Conditions d'application du modèle	35
I.3- Les éléments fondamentaux de la modélisation et de la prévision	37
II- Le modèle de prévision	38
II.1- Les caractéristiques des régions pétrolières	38
II.2- Les aléas de l'exploration	40
II.3- Le principe du modèle	41
II.4- Analyse des données	41
II.5- Notations utilisées	42
II.6- Modélisation du processus de découvertes	42
II.7- Elaboration des la distribution de probabilité de la taille des champs	43
II.8- Modélisation du taux de succès	46
II.8.1- Modèle du taux constant	47
II.8.2- Modèle de la fonction logistique	47
II.9- La distribution cumulée des réserves additionnelles	47
II.10- La distribution cumulée des réserves totales	48
III- Estimation des paramètres du modèle	49
III.1- Estimation des paramètres de la distribution de probabilité de la taille des champs	49
III.2- Estimation des paramètres du taux de succès	50
IV- Détermination des distribution de probabilité des paramètres du modèle	51
IV.1- Principe de l'approche Bayesienne	51
IV.2- La quantification des probabilités subjectives	51
IV.3- Les paramètres de la distribution de la taille des champs	52
IV.4- Les paramètres du taux de succès	53
V- Elaboration des prévisions	54
VI- Agrégation des résultats	55
Chapitre V: IMPLEMENTATION ET MISE EN ŒUVRE	56
I- La technique d'échantillonnage Monte-Carlo	57
I.1- Le mécanisme de la simulation	58
II- Implémentation de la procédure de prévision	59
II.1- Présentation de l'algorithme	60
II.2- Présentation de l'organigramme	61

III- Implémentation de la procédure d'agrégation	62
III.1- Présentation de l'algorithme	62
III.2- Présentation de l'organigramme	63
IV- Les outils de l'implémentation	64
IV.1- Génération de variables aléatoires	64
IV.1.1- Génération de nombres aléatoires	64
IV.1.1.1- Méthode de la transformée inverse	64
IV.1.1.2- Génération de variables aléatoires selon des distributions usuelles	65
IV.1.2- La génération de vecteurs aléatoires	68
V- Résolution d'un système d'équations non linéaires	70
V.1- Présentation de l'algorithme	71
V.2- Présentation de l'organigramme	72
 Chapitre VI : APPLICATION DU MODELE AU CAS DE L'ALGERIE	 73
I- Introduction	74
II- Les bassins sédimentaires	74
III.1- L'exploration pétrolière en Algérie	77
II.2- Choix des régions propices à l'étude	78
III- Conditions d'application du modèle	79
III.1- Analyse des données de la taille des champs	79
III.1.1- Profil décroissant de la taille des champs	79
III.1.2- Analyse numérique	86
III.2- Normalité de la distribution de la taille des champs	91
III.3- Analyse du taux de succès	91
 Chapitre VII : RESULTATS ET INTERPRETATIONS	 96
I- Présentation générale du logiciel	97
II- Présentation des résultats	98
III- Estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes	98
IV- Agrégation des réserves des différents bassins	107
IV.1- Résultats de l'agrégation des réserves	108
IV.2- Interprétation des résultats	108
V- Evolution des réserves d'hydrocarbures non découvertes en fonction des puits d'exploration	108
 CONCLUSION	 114
 ANNEXES	 117
Annexe I : Démonstrations des équations du modèle	118
Annexe II : Le test W de normalité	125
 BIBLIOGRAPHIE	 130

PREAMBULE

Préambule

Pendant longtemps, les estimations périodiques des réserves ultimes d'hydrocarbures n'ont intéressé que les spécialistes.

Ce n'est qu'à partir de 1973, lors du choc pétrolier mondial, que le grand public a enfin réalisé que ces réserves existaient en quantité finie dans le monde et que leur estimation revêtait une importance majeure. Aujourd'hui, tous les états se préoccupent d'en faire l'inventaire.

Les estimations périodiques des réserves ultimes d'hydrocarbures sont importantes à double titre. En effet, dans l'industrie pétrolière, en plus des considérations techniques et économiques, la taille des réserves ultimes d'une région est l'un des principaux facteurs qui interviennent dans les décisions en exploration.

D'autre part, certains spécialistes pensent que des quantités importantes de pétrole et surtout de gaz restent à être mises en valeur, mais ces opérations seront plus difficiles, plus coûteuses et plus longues à réaliser que nous avons tendance à le penser. Mais ces découvertes de pétrole et de gaz naturel seront - elles à même de maintenir notre production à son niveau actuel ? Et en dehors des réévaluations des gisements, les nouvelles découvertes compenseront - elles les extractions et pour combien de temps encore ?

L'analyse des estimations des ressources pétrolières restants à découvrir est donc plus que jamais d'actualité.

C'est donc dans ce cadre que s'inscrit le travail que nous présentons. Cela a donné lieu au développement d'un modèle probabilistique et à la conception d'un logiciel pour l'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes, dotant ainsi l'entreprise d'accueil d'un outil d'aide à la décision, efficace aussi bien pour l'orientation de l'exploration pétrolière vers les zones pouvant présenter les meilleurs chances de succès, que pour les décisions d'investissement.

Notre mémoire comporte 7 chapitres: après une brève présentation de l'organisme d'accueil, du problème et de son contexte dans le chapitre I, les chapitres II et III seront consacrés respectivement à la définition et à la classification des différentes

catégories de réserves d'hydrocarbures, et à la présentation des différentes méthodes pouvant être adoptées pour l'estimation de chaque classe de réserves.

Le chapitre IV traitera des étapes essentielles de l'élaboration du modèle prévisionnel, puis nous présenterons dans le chapitre V les principaux outils utilisés lors de l'implémentation de notre modèle.

Le chapitre VI traitera de l'analyse des conditions particulière de l'application de notre modèle probabilistique au cas de l'Algérie, et enfin nous présenterons dans le chapitre VII les résultats et leurs interprétations.

CHAPITRE I

PRESENTATION GENERALE

CHAPITRE I

PRESENTATION GENERALE

I- Présentation de l'organisme d'accueil:

I.1- Présentaion de SONATRACH:

La Société Nationale pour le TRAnsport et la Commercialisation des Hydrocarbures (SONATRACH) a été créée par le décret n° 63-491 du 31 décembre 1963.

Au lendemain de la nationalisation des hydrocarbures du 24 février 1971, SONATRACH se voit confier progressivement la mission de développer toutes les branches de l'industrie des hydrocarbures, de l'exploration en amont, jusqu'à la pétrochimie en aval.

Les premières années de la décennie 80 ont vu SONATRACH se réorganiser, engendrant la création de dix-sept (17) autres entreprises nouvelles chargées, chacune en ce qui la concerne, d'activités homogènes et intégrées (4 entreprises industrielles, 3 entreprises de réalisation et 10 entreprises de service).

SONATRACH, quant à elle, garde aujourd'hui les principales fonctions du secteur des hydrocarbures, à savoir:

-L'exploration, la production et le transport des hydrocarbures

-Le traitement du gaz naturel (liquéfaction du gaz naturel, séparation des GPL)

-La commercialisation des hydrocarbures qui comprend les livraisons aux entreprises nationales de distribution pour le marché intérieur ainsi que l'exportation des hydrocarbures et de tous les produits dérivés.

Plus que jamais présente au sein de l'économie nationale, SONATRACH assume le rôle primordial de garantir l'indépendance énergétique du pays, et d'assurer des recettes d'exportation, pour les besoins du développement national.

A ce titre, elle consacre des efforts financiers et humains importants pour la mise en œuvre de moyens permettant une exploitation rationnelle et optimale de plus de 150 gisements de pétrole brut et de gaz naturel, en faisant appel aux techniques de pointe en matière de récupération assistée.

I.2- Organisation de SONATRACH:

La mission de SONATRACH est réalisée à travers les structures suivantes:

Division Exploration: dont la mission est de développer les activités de recherche d'hydrocarbures et de prospection pétrolière.

Division Production: dont l'objectif est le développement et l'exploitation des gisements.

Division Transport: qui assure l'exploitation et la gestion du réseau de transport par canalisation.

Division Liquéfaction: qui prend en charge l'exploitation des complexes de liquéfaction du gaz naturel.

Division Commercialisation: dont la responsabilité est la vente des hydrocarbures au niveau national et international.

La coordination de l'ensemble de l'entreprise et de ses grandes fonctions de gestion est assurée par la direction générale et les directions fonctionnelles: la direction finances, la direction du personnel et la direction organisation et planification.

Un organigramme simplifié de SONATRACH est présenté ci-contre:

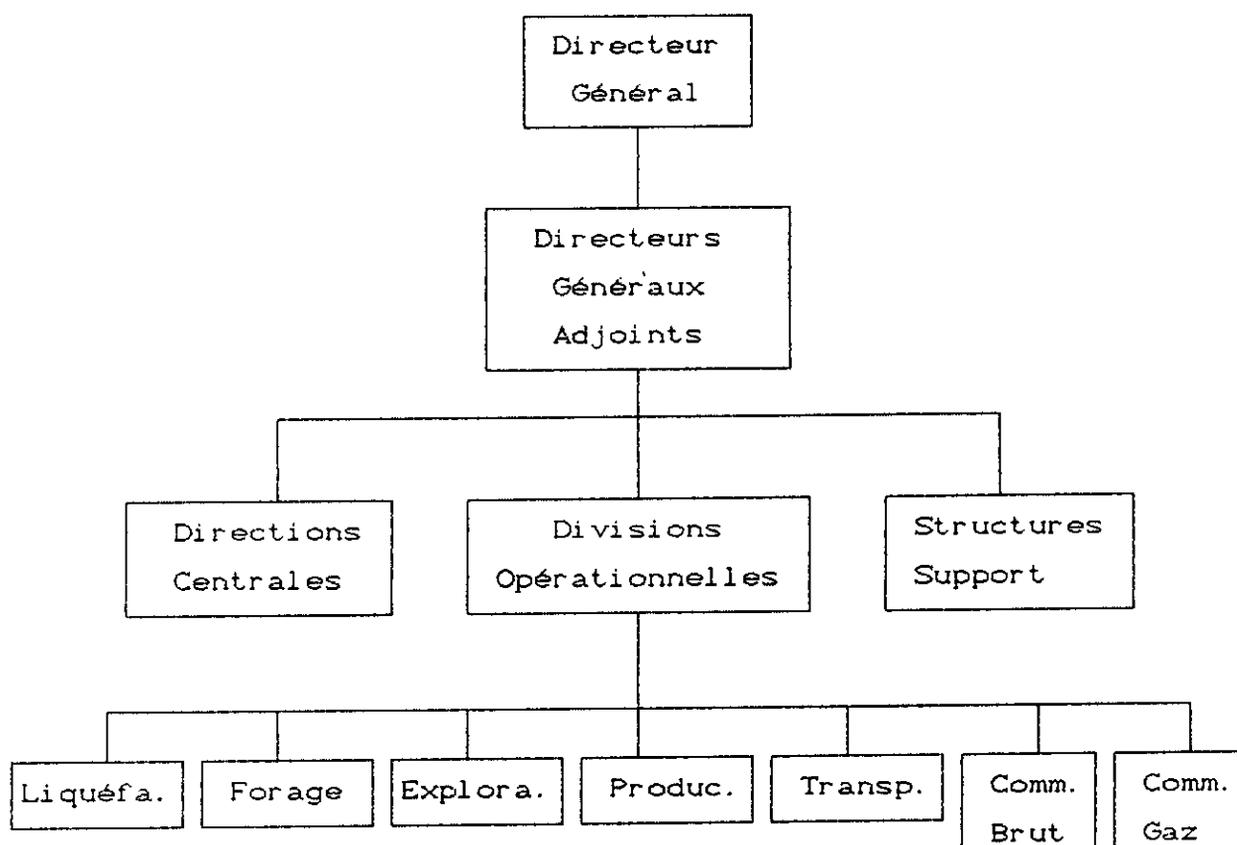


Fig (1.1): Organigramme de la SONATRACH

1.3- Perspectives d'avenir:

Dans le courant de la prochaine décennie, le développement du secteur des hydrocarbures sera principalement axé sur les objectifs suivants:

- Recherche de nouvelles accumulations de pétrole et de gaz par la mise en œuvre d'un important programme d'exploration.
- Intensification de l'exploitation en développant la production dans des provinces pétrolières par l'utilisation de

techniques nouvelles.

- Mise en valeur des différents gisements existants pour la satisfaction des besoins nationaux et des engagements en matière d'exportation.

- Optimisation de l'appareil de production et amélioration de la gestion des unités opérationnelles.

I.4- Enoncé du sujet:

L'exploration pétrolière a pour but la découverte d'accumulations d'hydrocarbures, liquides ou gazeux, dont l'exploitation est intéressante d'un point de vue économique, contribuant ainsi au développement d'un pays producteur de pétrole en lui ouvrant de grandes perspectives économiques.

Cependant, elle reste une entreprise aux risques particulièrement élevés. Aussi, dans le but de guider l'exploration vers les zones présentant ou pouvant présenter les plus grandes chances de succès, des essais de quantification des réserves ultimes sont nécessaires.

Les réserves ultimes d'hydrocarbures du sous-sol d'une région donnée font l'objet d'estimations basées sur des méthodes relevant du domaine de la géologie, mais également de la théorie des probabilités, de la statistique inférentielle et de la modélisation par régression.

Objectif de l'étude:

L'objectif de notre étude sera, dans un premier temps, de développer un modèle de prévision et d'estimation des réserves ultimes d'hydrocarbures sans limites précises de temps et sans entrer dans des considérations techniques et économiques, puis en second lieu, d'introduire le facteur économique ainsi que le facteur temps.

II- Le problème et son contexte:

II.1- Introduction:

Nous nous proposons de définir le contexte dans lequel se situe notre étude ainsi que l'importance des réserves d'hydrocarbures et de leurs estimations périodiques, essentiellement pour un pays comme l'Algérie, qui a opté en faveur d'une industrialisation promue par les hydrocarbures.

II.2- Le choix des hydrocarbures comme base de l'industrialisation:

Les hydrocarbures constituent une ressource nationale pouvant être utilisée pour financer le développement, supporter certaines dépenses publiques, particulièrement les dépenses en biens d'équipements, et maintenir des niveaux d'emplois adéquats. En somme, ils constituent un moyen permettant de réaliser les changements socio-économiques à long terme.

En effet, le développement des forces productives a étendu le champs d'application des hydrocarbures liquides et gazeux à différents secteurs, en tant que:

- carburants, avec l'invention du moteur à combustion donc énergie mécanique,
- combustible: énergie thermique
- et depuis quelques décennies, ils sont utilisés comme matières premières par d'autres industries transformatrices, donnant ainsi naissance à la pétrochimie.

II.2.1- Les hydrocarbures comme source d'énergie:

En considérant à la fois leur utilisation directe et indirecte sous forme d'électricité, les utilisations possibles des hydrocarbures en tant que pure source d'énergie recouvrent tous les besoins en énergie, aussi bien pour l'industrie, l'agriculture, les transports, les commerces, que pour les consommations administratives et domestiques.

Or, l'Algérie dispose d'énergie à bon marché: du fait qu'elle contrôle l'exploitation de ses gisements d'hydrocarbures, elle a la possibilité de mettre à la disposition de son marché interne du gaz et du pétrole à des prix dans lesquels n'entreront que ces dépenses d'extraction et de transport, sans avoir à y inclure la moindre rente.

II.2.2- Les hydrocarbures comme matières premières industrielles:

Outre leur utilisation comme source d'énergie, les hydrocarbures peuvent subir diverses transformations et donner naissance à des dérivés pouvant être utilisés comme matières premières industrielles.

II.2.3- Les hydrocarbures comme pourvoyeurs de moyens de financement de l'industrialisation:

Outre leur utilisation énergétiques et leur utilisation en tant que matières premières industrielles, les hydrocarbures sont pourvoyeurs de moyens de financement au développement économique en général, procurant ainsi un apport considérable à l'économie nationale.

II.3- L'importance des réserves d'hydrocarbures:

Le choix pris en faveur d'une industrialisation promue par les hydrocarbures nécessite l'estimation des réserves de pétrole et de gaz naturel. En effet, il est important de mesurer le volume et la durée de vie des ressources d'hydrocarbures dont la mobilisation constitue la base principale de l'accumulation.

Par ailleurs, la principale différence entre l'industrie du pétrole et les autres industries réside dans l'incertitude liée à la fourniture de la matière première.

Les investissements sont alors très élevés car il faut assurer la disponibilité de cette matière première de base en découvrant de nouveaux gisements.

Il est bon d'insister sur le problème de la disponibilité des réserves d'hydrocarbures car c'est un problème crucial: le pétrole brut ou le gaz naturel, qui sont à l'origine de toute la chaîne de nos industries, demandent plusieurs centaines de milliers d'années pour se former. C'est dire à quel point toutes les industries pétrolières reposent sur le renouvellement des réserves actuelles par la découverte de nouveaux gisements.

Il n'existe malheureusement pas, à l'heure actuelle, de moyens sûrs permettant de savoir si le sous-sol d'une région recèle ou non du pétrole en un point donné. Toutes les méthodes utilisées (prospection géologique et géophysique) ne donnent qu'une idée générale sur la structure de ce sous-sol et il faut un ou plusieurs forages pour savoir si un gisement existe réellement.

De plus, même lorsque le pétrole jaillit, il n'est pas certain que la commercialisation des réserves découvertes soit rentable. Il faudra là encore, faire plusieurs forages qui donneront une première idée de l'importance des réserves trouvées.

On comprend ainsi facilement que l'intérêt commercial présenté par un gisement dépend du volume des réserves récupérables et c'est donc sur la base de l'estimation de ces réserves que les décisions de forage et d'exploitation peuvent être prises.

II.4- Nécessité d'une politique de conservation optimale des réserves d'hydrocarbures:

L'accélération de l'épuisement des ressources d'hydrocarbures, particulièrement pour le pétrole, est due d'une part au ralentissement, aussi bien des découvertes que du

développement de nouvelles réserves, et d'autre part à l'accroissement rapide de l'exploitation.

Une autre cause qui prend de plus en plus d'importance, est l'augmentation rapide des besoins internes de consommation énergétique ainsi que l'utilisation des réserves de pétrole et de gaz naturel comme matières premières pour la production de produits (produits pétrochimiques de base, plastiques et engrais, etc...) nécessaires aux différents secteurs de l'économie nationale et aux besoins croissants de la population.

L'augmentation du niveau des réserves d'hydrocarbures peut être faite soit par le développement de nouvelles réserves, devant être assuré par la découverte de petits gisements, ou par l'exploration dans des zones difficiles, soit enfin par la mise en œuvre de techniques extrêmement coûteuses de récupération secondaire et assistée. De plus, la tendance à la baisse du rapport Réserves/Production peut être ralentie sinon renversée, en assurant la régulation du rythme de production en fonction des augmentations des réserves.

Pour cela, l'Algérie a été amenée, particulièrement au cours de ces dernières années, à réviser dans le sens de la baisse ses objectifs de production. De plus, elle a d'ores et déjà commencé à concevoir et à mettre en œuvre les moyens nécessaires à la couverture des besoins énergétiques à long terme, moyennant la constitution de "réserves stratégiques" d'hydrocarbures, par le freinage des exportations pétrolières, ou le développement de sources d'énergies autres que les hydrocarbures, particulièrement l'orientation de la recherche vers le domaine de l'énergie solaire ou du nucléaire.

CHAPITRE II

CLASSIFICATIONS ET DEFINITIONS DES RESERVES D'HYDROCARBURES

CHAPITRE II

CLASIFICACIONES ET DEFINITIONS DES RESERVES D'HYDROCARBURES

I- Introduction:

L'absence de critères unifiés pour la classification des réserves d'hydrocarbures, les différences existantes dans les définitions ainsi que la terminologie utilisée ont souvent entraîné des résultats non corrélables lors de l'estimation des réserves de plusieurs régions différentes, ou de plusieurs pays.

Aussi, a-t-il été nécessaire de développer une approche commune afin de résoudre ce problème et d'aboutir à une classification internationale et uniforme permettant de comparer les différentes estimations effectuées.

II- Les principes de la classification des réserves:

Les deux principaux objectifs d'un système de classification sont donc:

- de promouvoir une homogénéité et une uniformité dans les termes utilisés.
- d'identifier le degré de risque associé à chaque classe de réserves.

Précisons que la source de la majorité des confusions réside dans le fait que les termes "réserves" d'hydrocarbures et "ressources" d'hydrocarbures ont souvent été intervertis.

A notre niveau, et pour éviter toute confusion, le terme de "réserves" d'hydrocarbures sera employé quand il s'agira de caractériser les accumulations de pétrole ou de gaz ayant déjà été découvertes, et le terme "ressources" quand il s'agira

d'accumulations de pétrole ou de gaz non découvertes.

Notons qu'aujourd'hui, les classifications des réserves établies en URSS et aux Etats-Unis sont les plus largement adoptées. Elles reposent sur les mêmes principes, à savoir: le degré de connaissance géologique des réserves et l'intérêt économique de l'exploitation de ces réserves.

III- Les différentes classifications utilisées: [CRO,90]

La première classification des réserves a été proposée dès 1954 par l'Institut Américain du Pétrole (API).

Dans ce système de classification, les réserves sont groupées essentiellement en quatre catégories : réserves prouvées, réserves probables, réserves possibles et réserves hypothétiques (figure 2.1).

Notons que dans cette classification, le terme réserves a été utilisé pour définir les accumulations d'hydrocarbures non découvertes (clause C.2 de la figure 2.1), alors que ce terme est généralement utilisé pour les accumulations d'hydrocarbures déjà découvertes (donc ayant fait l'objet d'une quelconque évaluation) et dont la récupération est économiquement envisageable.

La classification en vigueur aujourd'hui est valable pour les ressources de tout les minéraux, incluant le pétrole et le gaz naturel. Elle est basée sur les travaux de l'United States Geological Survey (USGS), et a été établie selon les deux principes de classification cités précédemment, à savoir: le degré de connaissance géologique d'une région et les critères économiques relatives à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Cette classification est illustrée par la figure (2.2), traduisant ainsi le principe de classification suivant : plus le degré de connaissance géologique croît, plus les ressources sont

dites "identifiées" (ou découvertes), par contre, lorsque le degré de connaissance est peu élevé, les ressources sont désignées par le terme de "non-découvertes".

Les "réserves" constituent donc la partie des "ressources" qui a été découverte et pour laquelle on a une grande faisabilité économique.

Une troisième classification a été proposée par la SPE (Society of Petroleum Engineers) mais elle est cependant beaucoup moins utilisée. Elle est résumée par la figure (2.3).

IV- Définitions des différentes réserves d'hydrocarbures:

En se basant sur la classification la plus utilisée, celle de l'USGS en l'occurrence, les réserves et les ressources d'hydrocarbures sont définies comme suit:

● Réserves prouvées :

Ce sont les quantités d'hydrocarbures qu'on estime, avec un bon degré de certitude, pouvoir extraire des gisements connus, en fonction des connaissances géologiques et physiques, des méthodes d'exploration appliquées, et dans les conditions économiques du moment où est faite l'estimation .

● Réserves probables :

Ce sont les quantités d'hydrocarbures qu'on peut espérer extraire de réservoirs connus mais avec une certitude moindre par rapport à celles dont il a été question ci-dessus, qui ne permet pas de les classer dans les réserves prouvées. On peut distinguer deux sortes de réserves probables:

a- Celles qui correspondent à une évaluation provisoire des gisements en cours de délimitation et d'estimation.

b- Celles qui correspondent à des réestimations futures de gisements découverts, et quelquefois exploités depuis plusieurs

années.

● **Réserves possibles :**

Sont les quantités d'hydrocarbures qu'on peut espérer découvrir à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus et extractibles avec les moyens techniques et économiques dont on disposera dans les trente prochaines années.

● **Réserves ultimes :**

Elles correspondent à des réserves possibles aux conditions techniques et économiques envisageables sans limites précises de temps.

Cependant, McKelvey [MCK,75] a introduit 2 sous-catégories supplémentaires de réserves non découvertes :

● **Réserves hypothétiques :** ce sont les accumulations d'hydrocarbures qui pourraient encore exister dans une région géologique déjà assez bien explorée,

● **Réserves spéculatives :** ce sont les réserves qui pourraient exister dans une région géologique favorable à des accumulations d'hydrocarbures, mais où aucune découverte n'a encore été faite.

La catégorie dite "Sub-économique" est subdivisée en deux classes: les réserves dites "paramarginal" et "submarginal" pour séparer les accumulations économiquement rentables de celles qui nécessiteraient des dépenses plus élevées.

A- Prouvées

- 1- Dans les zones forées
 - 2- Dans les zones non forées
-

B- Probables

- 1- Partie non développée d'un gisement.
 - 2- Récupération secondaire.
 - 3- Récupération tertiaire.
-

C- Possibles

- 1- Dans les zones productives.
 - 2- Zones actuellement non productibles mais géologiquement similaires aux zones productives dans une même région.
-

D- Hypothétiques

Régions non productives mais formées des mêmes sédiments que les régions productives

Figure (2.1) : Classification des ressources selon l'API

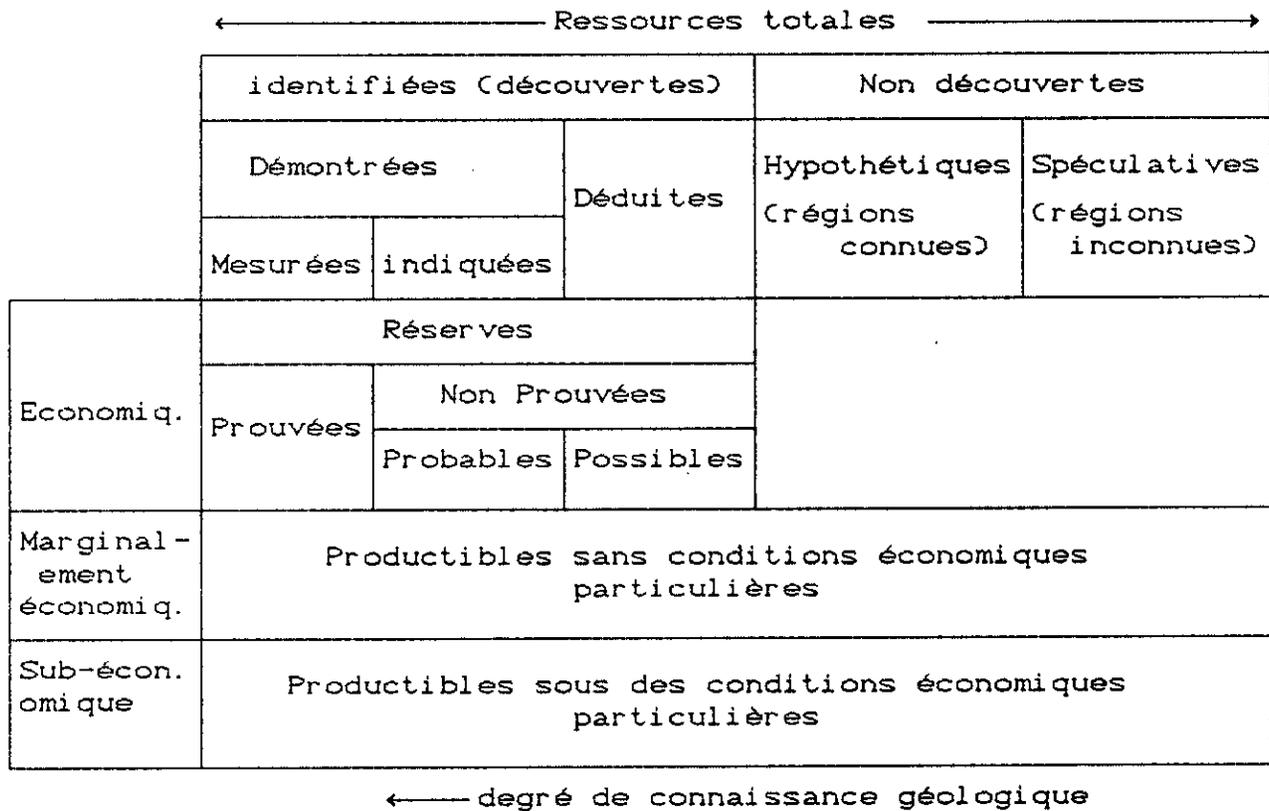


Figure (2.2) : Classification des ressources d'hydrocarbures selon U. S. G. S

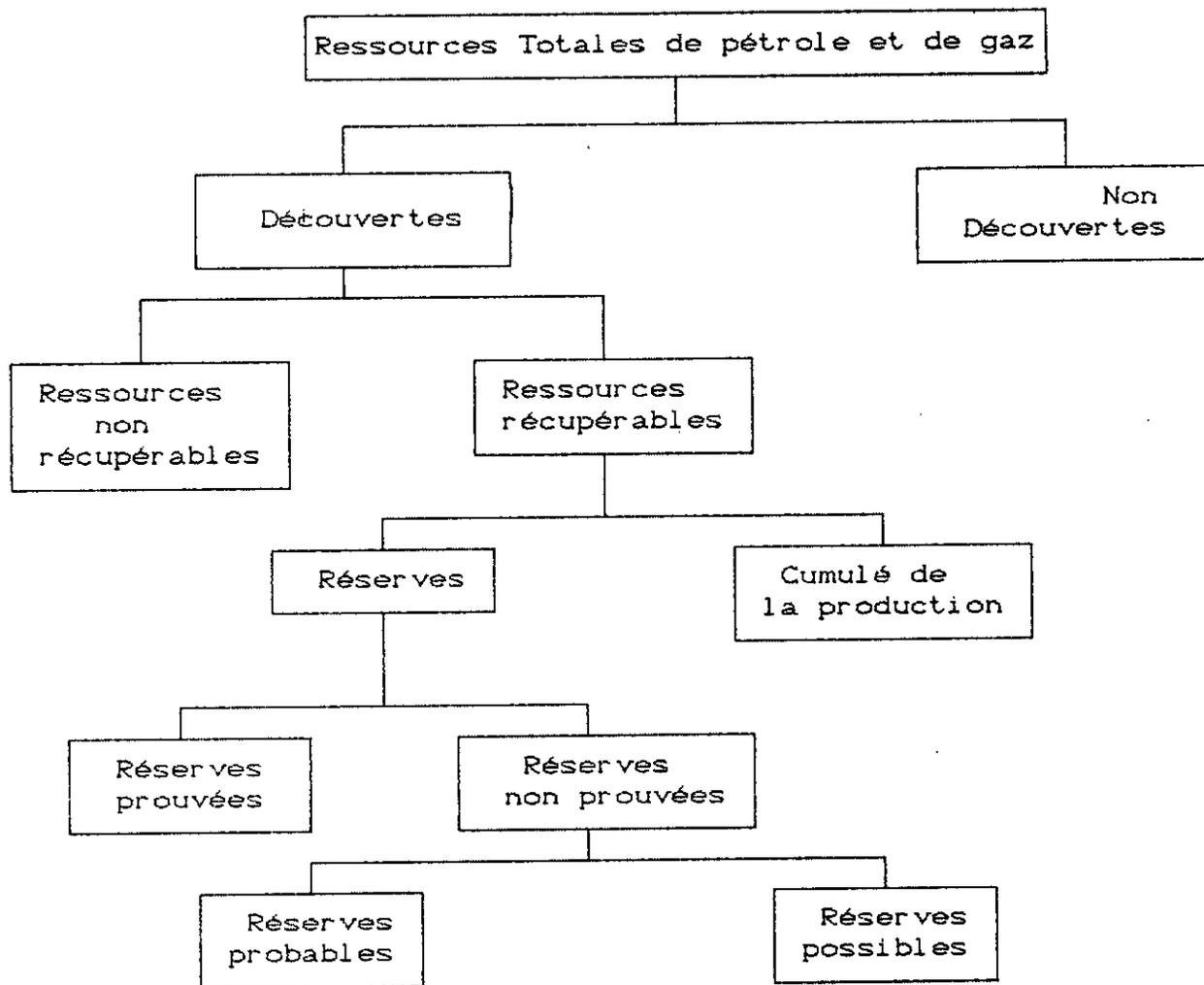


Figure (2.3) : Classification des ressources d'hydrocarbures selon la SPE

CHAPITRE III

REVUE BIBLIOGRAPHIQUE DES METHODES D'ESTIMATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES

CHAPITRE III

REVUE BIBLIOGRAPHIQUE DES METHODES D'ESTIMATION DES RESSOURCES D'HYDROCARBURES

I- Introduction:

Les réserves ultimes d'hydrocarbures ont été définies au chapitre précédent comme étant toutes les réserves pouvant être récupérables sous des conditions techniques et économiques envisageables sans limites précises de temps. Elles désignent, donc, non seulement la production cumulée, mais aussi les réserves encore récupérables des champs découverts, les réserves récupérables des champs restant à découvrir et les réserves actuellement marginales mais dont l'exploitation sera entreprise ultérieurement, sous des conditions techniques et économiques différentes.

En d'autres termes, on peut considérer les réserves ultimes comme étant le volume d'hydrocarbures conventionnels qui a été et qui sera utilisé par l'homme.

Bien que l'objet de notre étude se limite à l'estimation des réserves (ou mieux ressources) non découvertes, il serait quand même intéressant d'avoir une idée sur les méthodes d'évaluation de l'ensemble des réserves ultimes.

II- L'estimation des réserves d'hydrocarbures découvertes:

La production cumulée est, ou peut être évaluée très facilement. En effet, ce sont les quantités d'hydrocarbures extraites depuis le début de l'exploitation d'un gisement jusqu'à la date de l'estimation.

Cependant, les réserves récupérables des champs découverts soulèvent, quant à leur évaluation, un certain nombre de difficultés et de problèmes. En effet, la notion de réserves récupérables varie notablement selon les conditions techniques et économiques des différents pays. Aussi, ferons nous une brève présentation des différentes méthodes mathématiques et géologiques utilisées dans l'estimation des réserves découvertes.

II.1- Les méthodes d'estimation:

Les principales méthodes pour l'estimation de ces réserves sont au nombre de six (06).

Chaque méthode ne peut être utilisée qu'à une étape bien précise de l'exploitation du réservoir, ou du gisement.

En effet, pour l'estimation des réserves d'hydrocarbures découvertes, le choix de la méthode est étroitement lié au degré d'épuisement du réservoir ou du gisement.

II.1.1- La méthode par Analogie:

Cette méthode nécessite une étude comparative entre plusieurs réservoirs ou plusieurs gisements.

Les réservoirs, ou les gisements, présentant certaines similitudes dans les:

- Propriétés de Formation
- Propriétés des fluides,

sont considérés comme analogues.

La méthode par analogie est surtout recommandée pour l'estimation des réserves avant le forage du premier puit d'exploration. Mais à ce stade, les résultats sont assez subjectifs et présentent une très grande marge d'erreur. Quant aux coûts de cette méthode, ils sont très variables selon les régions étudiées.

II.1.2- La méthode de l'analyse du risque:

Cette approche n'est guère qu'une extension de la méthode par analogie. En effet, les données recueillies par une étude analogique seront alors utilisées pour estimer la probabilité d'existence d'une accumulation d'hydrocarbures.

Le coût de cette méthode sera évidemment plus élevé que celui de la méthode par analogie, car cette dernière doit être appliquée avant de procéder à l'analyse du risque.

II.1.3- La méthode volumétrique:

Cette méthode d'estimation est utilisée pour déterminer le volume total d'hydrocarbures récupérable. De tels volumes sont le résultat de l'estimation de certains paramètres géologiques tels que:

- L'aire de drainage,
- L'épaisseur des roches sédimentaires,
- La capacité de stockage des hydrocarbures (porosité et saturation en eau),
- Le taux de récupération.

L'aire de drainage et le taux de récupération sont les paramètres les plus difficiles à estimer, ils induisent donc beaucoup d'erreurs dans les résultats.

Le coût de cette méthode est relativement identique au coût de la méthode par analogie. Cependant, cette dernière est souvent nécessaire pour vérifier les résultats obtenues par la méthode volumétrique.

II.1.4- La modélisation des réservoirs:

Dans cette méthode, les comportements des réservoirs sont simulés par des modèles mathématiques, grâce à l'introduction dans ces modèles de données concernant la taille des sédiments et les propriétés des fluides.

Les taux de production et de récupération peuvent alors être

prédits par des simulations sur ordinateurs de ces modèles. La qualité de cette estimation des réserves est directement liée aux données utilisées pour l'élaboration des modèles.

Le coût de cette méthode est souvent élevé car les méthodes analogique et volumétrique doivent être appliquées avant d'aborder la modélisation du réservoir afin de fournir les données nécessaires à l'élaboration des modèles.

II.1.5- La balance des matières:

La méthode de la balance des matières est utilisée pour calculer les réserves en place une fois l'exploitation du réservoir entamée. Grâce aux échantillons d'hydrocarbures prélevés, cette méthode permet de déterminer la quantité d'hydrocarbures par élimination de la quantité d'eau et des autres substances contenues dans les réservoirs.

Le coût de cette méthode est assez modéré, et est souvent plus faible que le coût des autres méthodes.

II.1.6- L'analyse du profil décroissant:

Cette méthode est la plus simple à mettre en œuvre, tout en étant très précise. Elle est basée sur l'étude de l'évolution du réservoir ou du gisement au fur et à mesure de son exploitation. Par la suite, les réserves restantes sont déduites par une projection des tendances observées.

Cette méthode est généralement la moins coûteuse pour l'estimation des réserves.

II.2- La qualité des estimations des réserves:

La méthode d'estimation choisie pour un réservoir, ou un gisement, doit être basée sur le degré d'épuisement de ce dernier ainsi que sur la nature et la quantité des données disponibles. Tout manque de données concernant l'évolution du réservoir, ou du gisement, augmentera certes l'incertitude liée à l'évaluation des réserves.

Hudson et Neuse [HUD,85] ont mis en évidence l'existence d'une étroite relation entre la qualité de l'estimation obtenue et les différentes étapes de l'évolution du réservoir, ou du gisement.

Ces relations sont résumées dans le tableau (3.1). Ce dernier est composé de cinq sections différentes, disposées de manière à mettre en évidence les rapports entre chaque section.

- Section 1:

La section 1, montre les différents profils de production des gisements.

- Section 2:

Cette section donne les principales classifications des réserves et leurs affectations aux différentes étapes de l'évolution du réservoir, ou du gisement. Ainsi, les réserves sont dites "possibles" jusqu'à la première découverte et durant les premières étapes de l'exploitation du réservoir ou du gisement, "probables" durant l'exploitation et "prouvées" après l'exploitation.

Dans le tableau (3.1), on peut noter que le risque lié aux estimations des réserves d'hydrocarbures est très élevé durant la période de recherche et d'exploitation d'un réservoir, ou d'un gisement, mais qu'elle s'atténue au fur et à mesure que l'exploitation du gisement évolue.

- Section 3:

Cette section décrit l'évolution de la fiabilité des données obtenues après chaque estimation en fonction du niveau d'exploitation du réservoir, ou du gisement.

Tout comme le risque lié à l'estimation, les résultats obtenus s'amélioreront au fur et à mesure du développement de l'exploitation du réservoir, ou du gisement, jusqu'à atteindre les valeurs exactes des réserves en place, et ce lors de l'épuisement total de ces dernières.

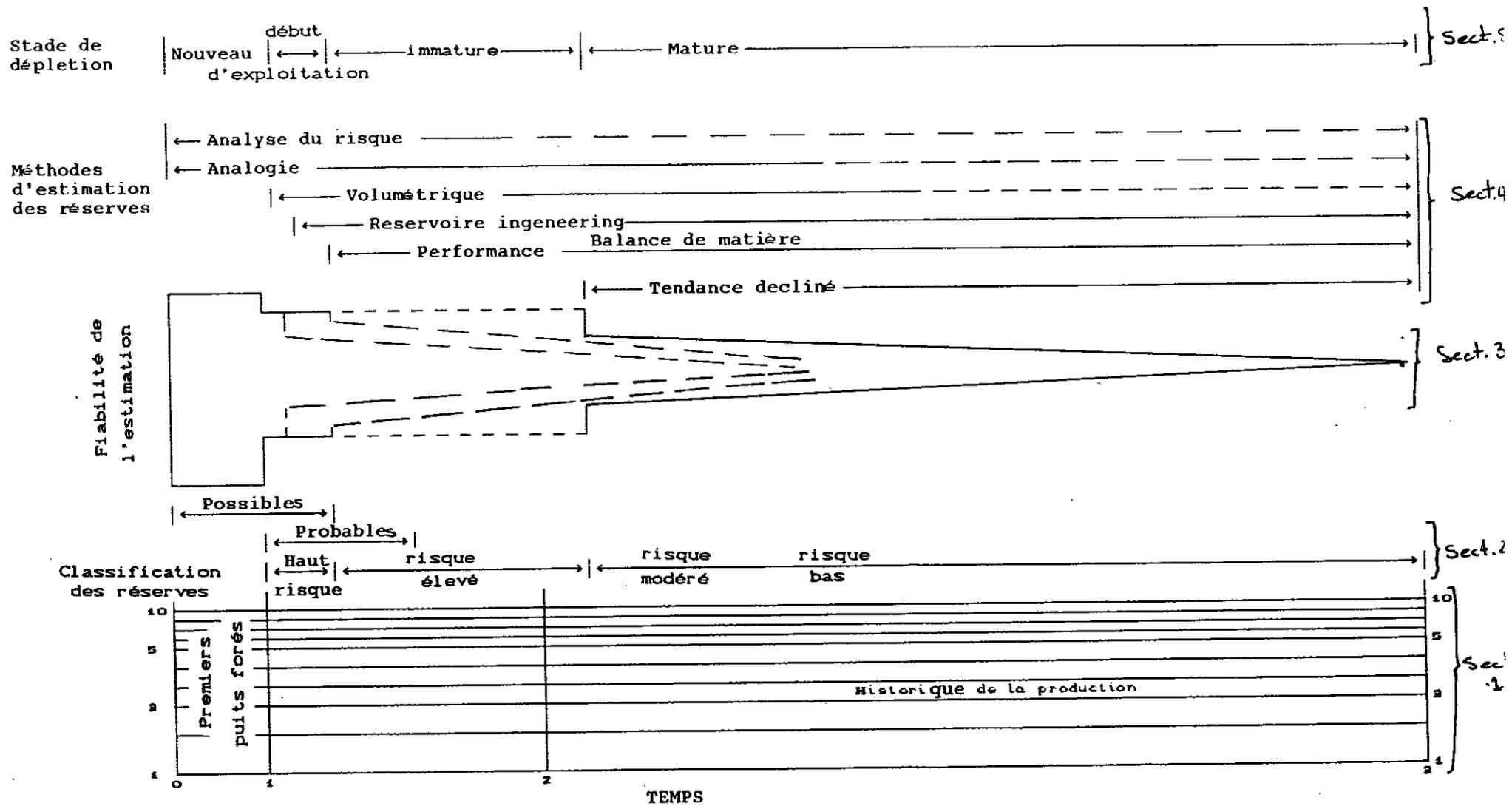


TABLEAU 3.1

- Section 4:

Cette section présente les six méthodes d'estimation décrites précédemment, ainsi que les périodes les plus propices à leur application.

Les lignes continues indiquent la période adéquate pour l'utilisation de chaque méthode, tandis que les lignes discontinues indiquent la période où le choix d'une autre méthode est plus appropriée.

- Section 5:

La section 5 montre l'évolution du degré d'épuisement d'un réservoir, ou d'un gisement, au fur et à mesure de son exploitation.

III- L'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes:**III.1- Problématique:**

Lorsque l'on aborde le domaine spéculatif des réserves non découvertes, les problèmes deviennent considérables, et une part de subjectivité intervient forcément dans toute estimation.

Celle-ci doit tenir compte, non seulement de l'existence de ces réserves, mais de leur détection, de leur extraction et par conséquent des conditions économiques, politiques, etc... assurant la "faisabilité" de ces opérations.

Il est clair que dans l'estimation des réserves ultimes, le principal facteur d'incertitude provient de l'estimation des réserves non découvertes. Des approches différentes sont adoptées selon le degré de connaissance géologique des régions pétrolières. De ce fait la fiabilité des méthodes d'estimation des réserves inconnues est étroitement liée au degré d'exploration atteint dans la région étudiée.

Les principales méthodes d'estimation des réserves non découvertes, méthodes imaginées par de nombreux chercheurs de

diverses disciplines: statisticiens, économistes, géologues, sont les suivantes [BOI,79], [WHI,79],[MIL,82],[MIL,86]:

III.2- Les différentes méthodes d'estimation:

Les principales catégories de méthodes sont données par le tableau (3.2):

III.2.1- Méthode des rendements de surface (areal yields):

Les méthodes de rendements de surface utilisent les données géologiques spécifiques à une région pétrolière ainsi que l'étendue des roches sédimentaire de cette même région.

Ces méthodes consistent en la multiplication d'une aire en perspective d'évaluation par un certain taux d'hydrocarbures par unité d'aire. Ce taux, calculé à partir d'une aire analogue explorée.

Les différences entres les méthodes de rendement de surface résident essentiellement dans la manière dont l'aire en perspective est calculée.

III.2.2- Méthode des rendements volumétriques (volumetric yields):

Les méthodes des rendements volumétriques, sont similaires aux méthodes des rendements de surface sauf que les rendements sont calculés par unité de volume.

Ces méthodes utilisent des données géologiques beaucoup plus détaillées que celles utilisées dans la méthode des rendements de surface .

III.2.3- Méthode de l'extrapolation historique (historical extrapolation):

Ces méthodes sont fondées essentiellement sur l'extrapolation des résultats de l'activité pétrolière. A l'inverse des précédentes, elles ne tiennent pas compte explicitement des

TABLEAU 3.2

		Modèles empiriques					
Types de méthode	Modèle causal	Analogiques				Extrapolation	
		Explicites		Implicites		Histo. des résultats de l'exploration	Distr. des tailles des champs
Méthodes	Etude directe du potentiel pétrolier	Identification	Classement régression	Analyse discriminante	Prob. subjectives	Pays	Zone Pétrolière
Taille minimale de l'objet étudié	Champ potentiel	Zone pétrolière potentiel	Champ potentiel	Champ potentiel	Champ potentiel		
Paramètres nécessaires	Géologiques	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui?
	Economiques	Non	Non	Non	Non	Oui	Oui
Subjectivité	Collecte paramètres	Moyenne	Moyenne	Faible	0 %	100 %	0 %
	Traitement	Moyenne	Forte	0 %	0 %	0 %	0 %
Prise en compte de l'incertitude sur les paramètres	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Présentation probabiliste des résultats	Non	Non	Non	Oui	Oui	Non	Non
Avancement exploration	Moyen	Quelconque	Quelconque	Moyen	Quelconque	Important	Moyen

Méthodes d'estimation des réserves ultimes

conditions géologiques de la région étudiée.

La courbe des volumes d'hydrocarbures découverts annuellement à l'intérieur d'un territoire donné faisant l'objet d'une exploration active a, très grossièrement une forme de cloche, passant par un maximum et tendant vers zéro au bout d'un certain nombre d'années. La production annuelle suit, elle, une courbe analogue mais légèrement décalée dans le temps à cause des délais de mise en production des champs découverts.

L'ajustement d'une fonction mathématique à de telles courbes empiriques permet de prédire les volumes des hydrocarbures restants à découvrir.

En outre, ces méthodes font intervenir le temps et supposent donc une certaine régulation de la capacité de découverte et du volume annuel d'exploration sous l'effet de conditions économiques sans variations majeures pendant toute la période considérée. Des modèles plus sophistiqués permettent de tenir compte des conditions économiques. Des relations qui ne font pas intervenir le temps sont plus intéressantes: par exemple le volume découvert en fonction du nombre de forages ou de mètres forés ou bien le nombre de puits forés.

Deux modèles de la sorte ont été récemment proposés par Crovelli [CRO,86]:

L'ajustement est fait soit par une courbe exponentielle décroissante donnée par:

$$y = a e^{-bx}$$

soit par une courbe hyperbolique décroissante du type :

$$y = \frac{a}{x^b}$$

La variable y représente le volume d'hydrocarbures, et x représente l'effort d'exploration mesuré en mètres forés, en nombre de puits.

Les paramètres a et b , dans les deux cas, sont estimés à partir des données historiques moyennant la théorie de la régression.

III.2.4- Méthode de la modélisation des découvertes (discovery modelling):

En combinant des données sur la taille des gisements avec des données historiques et parfois des données géologiques, cette méthode consiste en la qualification du rapport existant entre les tailles des gisements et l'ordre dans lequel les découvertes de ces gisements ont été faites.

Mieux encore, cette méthode aboutit souvent à l'élaboration de modèles qualificatifs formulant la manière dont les gisements sont découverts.

III.2.5- La Balance des matières (material balance):

Le potentiel pétrolier d'une région dépend de la présence de roches mères dont la maturation a engendré un certain volume d'hydrocarbures. La capacité de ces hydrocarbures à migrer de la roche mère vers les réservoirs, le volume des pièges existants au moment de cette migration et la protection des gisements formés contre une éventuelle destruction au cours de l'histoire géologique ultérieure sont autant de paramètres contrôlant les accumulations des hydrocarbures.

Les géologues essaient, à travers cette méthode, d'évaluer le rôle de ces différents facteurs pour connaître les réserves non découvertes d'une région.

III.2.6- L'Analyse de la taille des champs (field size analysis):

Les champs découverts et non découverts d'une région ont des réserves distribuées selon une loi statistique dont les paramètres peuvent être déterminés à partir des réserves des champs déjà découverts. La distribution des réserves des champs non découverts peut donc en être déduite, ainsi que les réserves ultimes de la région.

Les lois les plus fréquemment invoquées sont les lois de Pareto, ou le cas particulier de la loi de Zipf qui s'écrit comme suit:

$$R_n = R_1 n^{-p}$$

R_1 représente la réserve du plus grand champ.

R_n représente la réserve du champ d'ordre n .

p est une constante généralement supérieur ou égale à 1.

CHAPITRE IV

LE MODELE PREVISIONNEL POUR L'ESTIMATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES NON DECOUVERTES

CHAPITRE IV

LE MODELE PREVISIONNEL POUR L'ESTIMATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES NON DECOUVERTES

I- Généralités sur l'élaboration du modèle:

I.1- Introduction:

Après avoir exposé l'ensemble des méthodes offertes pour la résolution du problème, nous devons, à présent, établir nos choix au niveau de chaque point de divergence, afin de retenir une méthode de résolution qui soit conforme aux objectifs attendus du projet.

Pour ce, nous avons opté pour une modélisation statistique des découvertes, afin de pouvoir simuler ces dernières et en déduire ainsi leurs volumes.

L'art de la modélisation consiste essentiellement à identifier le processus physique de base qui est à l'origine des événements étudiés, par un modèle qui doit être conceptuellement simple et robuste afin d'être parfaitement opérationnel.

Notre but dans ce chapitre sera donc d'élaborer un modèle prévisionnel afin de pouvoir répondre aux deux questions suivantes:

- Combien de gisements d'hydrocarbures restent encore à découvrir dans une région donnée et quelle est leur taille ?
- En augmentant l'effort d'exploration, quelles seraient les réserves additionnelles qu'on pourrait découvrir ?

I.2- Conditions d'application du modèle:

Dans l'industrie pétrolière, la génération, la migration et l'accumulation des hydrocarbures qui sont à l'origine de la naissance des réserves, n'obéissent à aucune loi bien définie.

En fait, chaque gisement peut être considéré comme un cas particulier, d'où l'handicap de ne pas pouvoir dégager un modèle probabiliste basé sur l'occurrence de phénomènes répétitifs ou sur une étude statistique rigoureuse.

Pour cela, le modèle que nous nous proposons de développer ne pourra être appliqué qu'aux régions pétrolières se trouvant dans un stade d'exploration mature. En effet, c'est uniquement pour ces régions que certains phénomènes répétitifs caractéristiques sont apparents, et peuvent donc faire l'objet d'une modélisation.

Cependant, et uniquement pour les prévisions à court terme, le modèle pourra être appliqué aux régions pétrolières se trouvant dans un stade de transition d'immature à mature.

Nous définirons donc la région pétrolière se trouvant en stade d'exploration mature comme étant la région qui, après un nombre de forages relativement important de puits d'explorations, voit le nombre de ses découvertes décroître, présentant ainsi un profil décroissant dans ces découvertes.

Si les découvertes ont tendance à augmenter, la région sera dite immature, et si les découvertes montrent une tendance générale constante, la zone est en transition d'immature à mature.

Notons que le modèle que nous développerons pourra être utilisé pour prévoir, dans une même estimation, les futures découvertes de pétrole brut et de gaz naturel. Cependant, il serait préférable de réaliser les prévisions pour ces deux types d'hydrocarbures séparément. Mais s'il devient nécessaire d'inclure le pétrole et le gaz naturel dans une même estimation, les unités volumétriques de ces deux types d'hydrocarbures devront être compatibles, en exprimant, par exemple, les volumes de gaz naturel en volumes de pétrole équivalent (Barrils of Oil Equivalent, (BOE)).

I.3- Les éléments fondamentaux de la modélisation et de la prévision:

Les résultats de l'activité des explorations antérieures dans une région donnée, forment la base de notre modélisation et par la suite, la base de nos prévisions. Nous étudierons ces résultats en termes de nombre de découvertes effectuées en fonction du nombre de puits d'explorations forés.

En effet, une représentation du volume cumulé des découvertes en fonction du nombre total des puits d'exploration, ces derniers étant classés en une séquence historique et chronologique, présente une bonne description visionelle des tendances d'exploration. Notre but consistera donc à modéliser tous les phénomènes ayant générés l'allure de ces tendances. La figure (4.1) est un exemple de cette représentation.

L'extrapolation d'une telle courbe donnera naissance à plusieurs éventualités: en effet, pour une région mature, cette extrapolation fera apparaître une courbe à l'allure décroissante, tandis que pour une région en état de transition d'immature à mature, l'allure de cette courbe sera relativement constante.

Les prévisions par notre modèle seront équivalentes à une projection des tendances antérieures d'exploration dans le futur, à travers un nombre spécifique de puits d'exploration planifié et devant être fixé.

Ce nombre de puits d'exploration servira en tant que variable clé pour la prévision des futures découvertes. En effet, il sera considéré comme la limite à partir de laquelle seront effectuées les prévisions.

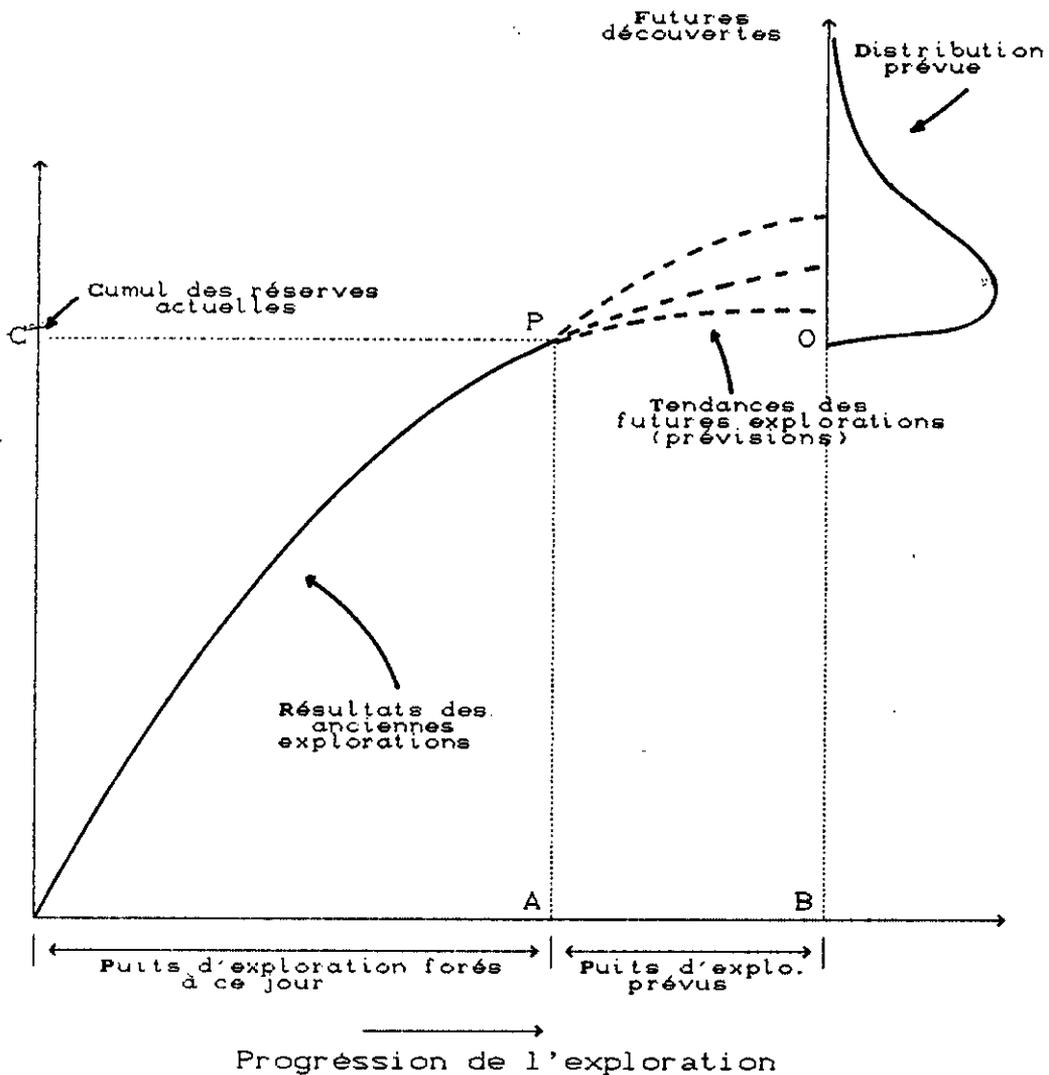


Fig (4.1): Prédiction des futures découvertes d'hydrocarbures

II- Le modèle de prévision:

II.1- Les caractéristiques des régions pétrolières:

Le modèle que nous nous proposons d'élaborer pour établir des prévisions, est basé sur l'étude d'un phénomène largement observé dans la majorité des régions explorées. Ce phénomène traduit une diminution de l'efficacité de l'effort d'exploration au fur et à mesure du développement de cette dernière.

Ce phénomène est relativement assez répandu et caractérise surtout les régions d'exploration matures. En effet, pour toutes ces régions, si l'exploration est menée avec efficacité et rationalité, et vu le caractère fini des réserves d'hydrocarbures, les découvertes auront tendance à diminuer sensiblement.

Cependant, ce profil décroissant est, selon les cas, plus ou moins ralenti par la capacité progressante de l'industrie pétrolière à localiser plus facilement des champs nouveaux, et ce grâce au développement technologique.

Le résultat est que dans l'ensemble, ce phénomène tend à être relativement atténué. La probabilité d'avoir une découverte, même dans les régions d'exploration matures, présentera un profil progressivement et légèrement décroissant.

Les tendances considérées précédemment sont le résultat combiné de deux facteurs indépendants:

1- Le taux de succès, qui représente la proportion de puits d'exploration ayant donné lieu à des découvertes.

2- La taille des champs, qui représente le volume de pétrole ou de gaz attribué à un champ.

L'expérience a montré que la taille des champs joue un rôle primordial, bien plus important dans la définition de l'allure de la séquence des découvertes, que le taux de succès. En effet, l'allure décroissante des découvertes reflète principalement la diminution de la taille des champs avec l'évolution de l'exploration. Cela atteste le fait que l'industrie avec les moyens technologiques dont elle dispose est en général capable de découvrir les plus grands champs rapidement durant l'exploration, tandis que les autres sont découverts plus tardivement.

Des exceptions peuvent exister dans ces tendances générales et on peut constater des périodes de transition durant lesquelles les tailles des champs découverts ont tendance à augmenter. Ces périodes caractérisent les stades primaires de l'exploration des régions immatures. Mais une fois cette période passée, un profil décroissant général s'établit imminemment.

Il faut cependant souligner que ce phénomène est aussi une expression du profil décroissant du taux de succès, et donc l'expression d'une diminution de la probabilité de succès.

Dans notre étude, nous considérerons dans un premier temps ces deux facteurs, à savoir la taille des champs et le taux de succès, séparément. Par la suite, dans l'analyse finale, les effets de ces deux facteurs seront combinés pour l'élaboration des prévisions.

Notons aussi que les tendances représentées dans la Figure (4.1), caractérisent les régions d'exploration matures.

II.2- Les aléas de l'exploration pétrolière:

Bien que les progrès de la géologie et de la géophysique réduisent l'incertitude liée aux forages d'exploration, cette dernière reste toujours un jeu de hasard.

Forer un puit d'exploration consiste à déterminer si oui ou non une structure contient des accumulations de pétrole et/ou de gaz et cette opération consiste non pas à forer un seul puit d'exploration mais plusieurs.

L'exploration est donc une opération comportant beaucoup de risques et comme le font remarquer Meisner et Demirmen [MEI,81], elle présente beaucoup de similitudes avec le jeu de la loterie.

En effet, cette ressemblance n'est pas dénuée de sens. Le grand nombre des structures et des configurations de pièges dans une région susceptible de contenir des accumulations de pétrole

et de gaz naturel représentent les billets d'un jeu de loterie, et le coût des études et des forages d'explorations constituent le montant de ces billets. Le prix gagnant sera la découverte d'une accumulation d'hydrocarbures, et le volume des réserves (la taille du champ) sera le montant ou la valeur de ce prix.

Dans un système d'estimation de prospects, les billets les plus prometteurs sont "achetés" les premiers en exploration, et ceux qui présentent un moindre intérêt le sont plus tardivement; les billets n'ayant aucun intérêt n'étant pas "achetés" du tout.

Notre modèle de prévision a été conçu de manière à tenir compte de cet aspect aléatoire lié à l'exploration pétrolière. La recherche des hydrocarbures sera considérée comme un processus stochastique avec des risques inhérents, et l'application du modèle donnera lieu à des prévisions en terme de distributions de probabilités.

Les déductions concernant les découvertes de pétrole brut et de gaz naturel pour les activités d'exploration futures peuvent donc se baser sur la distribution prédite lors de l'implémentation du modèle.

II.3- le principe du modèle:

Le principe de notre modèle de prévision est simple: il s'agit de déterminer la distribution de la taille des champs dans un bassin donné, de modéliser le taux de succès des découvertes en accord avec les paramètres des explorations antérieures, de simuler les prochains puits devant être forés et d'en déduire la quantité d'hydrocarbures susceptible d'y être découverte.

II.4- Analyse des données

Une analyse des données concernant les performances des forages d'exploration effectués dans une région est susceptible de nous fournir les bases de l'élaboration de prévisions. Les données requises sont les résultats des puits d'exploration

forés en terme de découvertes ou d'échecs.

Ils doivent être listés en une séquence historique distinguant les découvertes (même non commerciales) des puits secs. Pour les découvertes, les volumes de pétrole ou gaz naturel seront donnés en m.³

Les données assemblées de cette manière nous permettront d'identifier les paramètres ayant régit les activités des explorations antérieures.

II.5- Notations utilisés:

Tout au long de ce chapitre, nous désignerons une fonction de densité de probabilité par ses arguments, ainsi si Z est une variable aléatoire, sa fonction de densité de probabilité sera notée $P(Z|\mu, \sigma^2)$. Si $\ln Z$ est distribuée normalement avec une moyenne μ et une variance σ^2 , sa fonction de densité sera notée par $N(\ln Z|\mu, \sigma^2)$ et la fonction de densité de Z le sera par $LO(Z|\mu, \sigma^2)$.

II.6- Modélisation du processus de découverte:

Pour modéliser le processus de découverte des champs, nous introduirons la variable aléatoire binaire X_i , résultat du forage du $i^{\text{ème}}$ puit d'exploration où $X_i=1$ représente une découverte ou un succès et $X_i=0$ représente un puit sec ou un échec. Il est à noter que la variable X_n reste modulable. En effet, il arrive parfois, lors du forage d'un puit d'exploration, que l'on découvre, non pas un puit sec mais des accumulations d'hydrocarbures dont le volume total ne justifie pas la mise en œuvre de techniques coûteuses de production et d'exploitation. Dans ce cas, le forage est considéré comme étant un échec.

A notre niveau, nous admettrons que $X_i=1$ pour toutes les découvertes, y compris celles ne présentant pas d'intérêts commerciaux.

Nous désignerons aussi par θ_i le taux de succès ou la probabilité d'avoir un succès quand le $i^{\text{ème}}$ puit d'exploration

est foré. La variable aléatoire binaire X_i sera distribuée selon une loi de Bernoulli de paramètre θ_i . On notera, dans le cas d'une découverte, la taille du champ par la variable aléatoire V_n .

II.7- Elaboration de la distribution de probabilité de la taille des champs:

L'élaboration de la distribution de probabilité de la taille des champs doit être en accord avec les hypothèses suivantes:

- 1- La probabilité de découvrir un champs est proportionnelle à sa taille, élevée à une puissance constante.
- 2- La distribution de la taille des champs est lognormale.
- 3- Les champs sont découverts par un processus d'échantillonnage, sans remise, à partir d'une population finie.

1ère Hypothèse:

Kaufman et Co, [KAU,75] ont montré que l'ordre dans lequel les champs sont découverts peut être approximé par l'hypothèse que la probabilité de la découverte de chaque champ est proportionnelle à la taille du champ, élevé à une puissance constante λ .

Si le forage d'exploration est complètement aléatoire avec un respect des longitudes et des latitudes ,alors la probabilité de succès sera approximativement constante et sera dûe au fait que la somme de l'aire de l'étendue de l'accumulation des hydrocarbures dans une région est grande mais relativement petite comparée a l'aire totale de cette région.

En effet, la probabilité de succès dans un forage aléatoire est approximativement égale au rapport de la somme des aires de toutes les accumulation d'hydrocarbures restant à découvrir, par l'aire totale de la région devant être forée.

L'aire de l'étendue de plusieurs types de réservoirs de

pétrole ou de gaz étant en étroite corrélation avec la taille du champ, souvent dans les forages aléatoires, les grands champs de pétrole ou de gaz ont une plus forte chance d'être découverts que les petits champs.

Si la découverte est faite par un forage aléatoire, la probabilité que la taille du champs soit comprise entre V et $V+dV$ sera proportionnelle à V^λ , où la valeur de l'exposant λ dépend de la prédominance du type de réservoir dans la région.

La valeur de λ est une mesure de l'aptitude de l'explorateur à trouver les grands champs en premier lieu durant l'exploration, et est désigné par "facteur de découvrabilité".

La valeur de λ a un rang théorique allant de 0 à l'infini, mais λ est généralement inférieure à 1. Pour $\lambda=\infty$, les champs seront découverts exactement dans l'ordre de leur taille, et pour $\lambda=0$, l'ordre de découverte des champs sera complètement aléatoire.

2ème Hypothèse:

Une des lois mathématique du hasard est la loi normale, dite loi de Laplace-Gauss, caractérisée par la fameuse courbe en cloche de Gauss, symétrique autour de la valeur la plus probable: c'est la loi de l'aléatoire qui a un grand nombre de causes indépendantes entre elles (conditions de Borel). Dans la nature, cependant, le hasard a une borne inférieure car une valeur physique ne peut être négative: il faut donc appliquer la loi normale au logarithme de la valeur: on obtient alors la loi lognormale. La courbe de Gauss est donc déformée, limitée par le zéro et devient dissymétrique, d'autant plus que la distribution est proche de zéro; si la fourchette est étroite et pour des valeurs élevées, la dissymétrie sera faible. La loi lognormale est une loi fréquente dans la nature, c'est la seule courbe qui ne change pas de forme quand la taille augmente.

Par expérience [COU,79], on sait que généralement la fréquence de distribution de la taille des champs connus et

estimés dans une région peut être approximée par une distribution de probabilité lognormale. De plus, l'utilisation de la distribution lognormale peut aussi être justifiée en considérant que la formation, la migration et l'accumulation des hydrocarbures, se trouvent être des phénomènes naturels. Donc nous devons supposer que le logarithme de la taille de l'ensemble des champs (découverts et non découverts) dans une région suivent une distribution normale de moyenne μ et de variance σ^2 .

3ème Hypothèse:

Cette hypothèse provient du fait que dans une région pétrolière donnée, le nombre de champs commerciaux est fini, et donc avec chaque nouvelle découverte, la chance d'en faire une autre se trouve réduite. De plus, une fois un champ découvert, il ne peut plus l'être une seconde fois.

En accord avec ces hypothèses, la fonction de densité de la taille du champs dans le cas d'une découverte est donnée par:

$$P(V|\mu, \sigma^2, \lambda) = \frac{V^\lambda P(V|\mu, \sigma^2)}{\int V^\lambda P(V|\mu, \sigma^2) dV} \quad (4.1)$$

$$\text{où } P(V|\mu, \sigma^2, \lambda) = LO(V|\mu, \sigma^2).$$

Après quelques simplifications, le terme de droite de l'égalité est égal à:

$$LO(V|\mu + \lambda\sigma^2, \sigma^2)$$

nous pouvons ainsi écrire:

$$P(V|\mu, \sigma^2, \lambda) = P(V|\phi, \sigma^2) = LO(V|\phi, \sigma^2) \quad (4.2)$$

$$\text{où } \phi = \mu + \lambda\sigma^2$$

Pour plus de vraisemblance dans la représentation de la décroissance de la taille des champs en fonction du

développement de l'exploration, Meisner et Demirmen [MEI,81] ont émis l'hypothèse selon laquelle l'exposant λ dans l'équation (4.1) n'est plus constant mais décroît linéairement en fonction du nombre de puits d'exploration, et par conséquent:

$$\lambda_n = \gamma_1 + \gamma_2 n, \quad \gamma_2 \leq 0 \quad (4.3)$$

Il en résulte que la moyenne ϕ_n du logarithme de la taille des champs V_n dans le cas où le $n^{\text{ième}}$ puit d'exploration sera un succès peut être écrite de la manière suivante :

$$\phi_n = \mu + \lambda_n \sigma^2 = \mu + \gamma_1 \sigma^2 + \gamma_2 \sigma^2 n = \beta_1 + \beta_2 n, \quad \beta_2 \leq 0 \quad (4.4)$$

$$\text{où } \beta_1 = \mu + \gamma_1 \sigma^2$$

$$\text{et } \beta_2 = \gamma_2 \sigma^2$$

La fonction de densité de probabilité de la taille des champs V_n est donc donnée par :

$$P(V_n | \beta_1, \beta_2, \sigma^2) = L(V_n | \beta_1 + \beta_2 n, \sigma^2) \quad (4.5)$$

II.8- Modélisation du taux de succès:

L'introduction d'un taux de succès dans notre modèle est très importante car cela nous permettra d'estimer le nombre de puits d'exploration et donc d'estimer la taille et le nombre des futures découvertes.

Selon Arps et Roberts [ARP,58], ce taux de succès dépend de la méthode d'exploration utilisée. En effet, trois cas sont à considérer:

- Forage Aléatoire.
- Forage selon un découpage géographique.
- Forage guidé par des données géologiques et géophysiques.

Ce dernier semble sans aucun doute le plus vraisemblable, car il implique une certaine rationalité dans la méthode utilisée.

Deux modèles d'estimation du taux de succès sont proposés dans la littérature:

II.8.1- Modèle du taux constant:

Forman et Hinde [FOR,85], [FOR,86] et [FOR,90] ont suggéré une estimation du taux de succès par des segments de droite, élaborées à partir des graphes représentant le nombre de découvertes en fonction du nombre de puits d'exploration ayant aboutit à ces découvertes. Cette hypothèse est confirmée par le fait que le taux de succès reste, en moyenne, constant pendant une période de temps, mais revient vraisemblablement à zéro si la région est complètement explorée, ou si l'exploration d'une autre région est entamée.

II.8.2- Modèle de la fonction logistique:

Un deuxième modèle, plus vraisemblable, pour l'estimation du taux de succès à été proposé par Meisner et Demirmen [MEI,81].

En considérant le fait que les forages d'exploration sont effectués de manière rationnelle, à travers l'utilisation de la géologie et de la géophysique, le moyen le plus convenable pour représenter la diminution de la probabilité d'avoir un succès en fonction du développement de l'exploration, tout en respectant la contrainte $0 < \theta_n < 1$, est de modéliser ce taux de succès par la fonction logistique linéaire suivante:

$$\theta_n = \frac{1}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 n)} \quad \alpha_2 \geq 0 \quad (4.6)$$

où n , représente le nombre de puits d'exploration et sera utilisé comme une mesure de l'effort d'exploration.

II.9- La distribution cumulée des réserves additionnelles:

La fonction de distribution cumulée des réserves additionnelles r_i pour un puit d'exploration ayant un numéro de série i , est définie complètement par l'ensemble de paramètres suivant:

$$\psi_i = \langle i, \alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2, \sigma^2 \rangle$$

et est donnée par

$$P(r_i | \psi_i) = \begin{cases} 0, & r_i < 0 \\ (1 - \theta_i) + \theta_i \int_0^{r_i} \text{LO}(r | \beta_1 + \beta_2 i, \sigma^2) dr, & r_i \geq 0 \end{cases} \quad (4.7)$$

L'espérance mathématique et la variance de r_i sont données par:

$$E(r_i) = \theta_i \xi_i$$

$$\text{et } \text{Var}(r_i) = \theta_i \xi_i^2 (\omega - \theta_i)$$

$$\text{où } \xi = \text{Exp} \left(\beta_1 + \beta_2 i + \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \text{ et } \omega = e^{\sigma^2}$$

II.10- La distribution cumulée des réserves totales:

Soit $R_{n,m}$ représentant le volume total des réserves des champs découverts par n puits d'exploration et r_n la contribution du $n^{\text{ième}}$ puit d'exploration dans ce total des réserves.

Nous avons donc

$$r_i = X_i \cdot V_i \quad (4.8)$$

$$\text{et } R_n = \sum_{i=1}^n r_i \quad (4.9)$$

A partir des propriétés de la distribution lognormale l'espérance mathématique et la variance de R_n sont données par:

$$E(R_n) = \sum_{i=1}^n \theta_i \xi_i$$

$$\text{et } \text{Var}(R_n) = \sum_{i=1}^n \theta_i \xi_i^2 (\omega - \theta_i)$$

$$\text{où } \xi = \text{Exp} \left(\beta_1 + \beta_2 i + \frac{1}{2} \sigma^2 \right) \text{ et } \omega = e^{\sigma^2}$$

La fonction de distribution cumulée de R_n est obtenue à partir du produit de convolution des fonctions de distributions cumulées de $r_1, r_2, r_3, \dots, r_n$.

III- Estimation des paramètres du modèle:

III.1- Estimation des paramètres de la distribution de probabilité de la taille des champs:

Nous proposons comme méthode d'estimation de ces paramètres, l'utilisation d'une régression linéaire simple. En effet, Forman et Hinde [FOR,85], [FOR,86], [FOR,92], ont mis en évidence l'existence d'une relation linéaire entre le logarithme de la taille des champs et la séquence dans laquelle ils ont été découverts. Nous utiliserons donc une relation du même type pour estimer les paramètres du modèle donné par la figure (4.2).

Pour estimer ces paramètres, nous utiliserons toutes les informations inhérentes dans les séquences de découverte et de puits secs.

Aussi, nous introduirons la variable binaire x_i définie précédemment, au niveau de notre modèle de régression:

$$x_i \ln(V_i) = x_i \beta_1 + x_i \beta_2 i + x_i u \quad (4.10)$$

Posons

$$(X^t X) = T = \begin{bmatrix} t_{11} & t_{12} \\ t_{12} & t_{22} \end{bmatrix}$$

$$\text{où } t_{11} = \sum x_i, \quad t_{12} = \sum i x_i$$

$$\text{et } t_{22} = \sum i^2 x_i$$

$$\text{en posant } g = \left(\sum_{i=1}^n x_i \ln(V_i), \sum_{i=1}^n i x_i \ln(V_i) \right)$$

$$\text{avec } x_i \ln V_i = 0 \text{ pour } x_i = 0$$

et à partir de T et de g on obtient :

$$\beta = T^{-1} g \quad (4.11)$$

$$\text{de plus } \nu = t_{11} - 2$$

$$\text{et } s^2 = \left\{ \sum_{i=1}^n (X_i \ln(V_i)) - \hat{\beta}^t T \hat{\beta} \right\} / \nu$$

III.2- Estimation des paramètres du taux de succès:

Selon le modèle logistique linéaire, la fonction de vraisemblance de la séquence des puits secs et des découvertes est donnée par :

$$L(X_n | \alpha) = \prod_{i=1}^n \theta^{x_i} (1 - \theta)^{1-x_i}$$

$$= \frac{\text{Exp} \left(-(\alpha_1 \sum_{i=1}^n x_i + \alpha_2 \sum_{i=1}^n i x_i) \right)}{\prod_{i=1}^n [1 + \text{Exp}(-(\alpha_1 + \alpha_2 i))]}$$
(4.12)

où X est le vecteur $(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n)^t$ et $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2)^t$

Le logarithme de la fonction de vraisemblance est donné par:

$$\text{Ln}(L) = - (t_{11} \alpha_1 + t_{12} \alpha_2) - \sum_{i=1}^n \text{Ln} [1 + \text{Exp}(-(\alpha_1 + \alpha_2 i))]$$

et les estimations par maximum de vraisemblance pour α_1 et α_2 découlent des équations suivantes :

$$\begin{cases} \partial \text{Ln} / \partial \alpha_1 = -t_{11} + \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)} \\ \partial \text{Ln} / \partial \alpha_2 = -t_{12} + \sum_{i=1}^n \frac{i x_i}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)} \end{cases}$$
(4.13)

L'inverse de la matrice de dispersion est donné par les propriétés des estimateurs par maximum de vraisemblance (voir annexe 1)

$$D^{-1}(\alpha) = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \hat{\theta}_i (1 - \hat{\theta}_i) & \sum_{i=1}^n i \hat{\theta}_i (1 - \hat{\theta}_i) \\ \sum_{i=1}^n i \hat{\theta}_i (1 - \hat{\theta}_i) & \sum_{i=1}^n i^2 \hat{\theta}_i (1 - \hat{\theta}_i) \end{bmatrix}$$
(4.14)

$$\text{ou } \hat{\theta}_i = \langle 1 + \text{Exp}(\hat{\alpha}_1 + \hat{\alpha}_2 i) \rangle^{-1}$$

Les équations (4.13) sont aisément résolus par une procédure de Newton-Raphson (voir chapitre V).

IV- Détermination des distributions de probabilités des paramètres du modèle:

IV.1- Principe de l'approche Bayésienne:

Le principe de l'approche Bayésienne consiste à traiter le paramètre inconnu comme une variable aléatoire, admettant une densité de probabilité. Cette densité s'appelle densité de probabilité *a priori*. En d'autres termes, il s'agit de supposer qu'il n'y a aucune incertitude sur la forme du modèle approprié, et que l'incertitude ne porte que sur les paramètres de ce modèle.

IV.2- La quantification des probabilités subjectives:

● **la quantification *a priori*:**

Le premier élément crucial de l'approche Bayésienne consiste à postuler l'existence d'une information *a priori* sur le paramètre inconnu. Cette information peut provenir de la théorie, d'études empiriques antérieures, d'une intuition ou d'un jugement.

Une telle information ne peut être exacte, aussi est elle exprimée sous forme stochastique. Généralement, cette quantification *a priori* est attribuée par un groupe d'experts en se basant sur leurs connaissances et sur les quelques informations mises à leurs disposition.

● **La quantification *a posteriori*:**

Cette quantification renvoie à l'application du théorème de Bayes. En effet, ce principe stipule que l'on a, pour deux

éléments A et B quelconques:

$$\Pr(A, B) = \Pr(A) * \Pr(B/A) = \Pr(B) * \Pr(A/B)$$

$$\text{d'où } \Pr(B/A) = \frac{\Pr(B) * \Pr(A/B)}{\Pr(A)}$$

Soit θ le paramètre inconnu. En remplaçant les probabilités par des densités de probabilité, on obtient la densité conditionnelle $q(\theta/x)$:

$$q(\theta/x) = \frac{q(\theta) * f(x/\theta)}{f(x)}, \text{ et } f(x) = \int f(x/\theta) * q(\theta) d\theta$$

où $q(\theta)$ étant la densité de probabilité à priori de θ , et $f(x/\theta)$ la densité de probabilité de l'événement A, par rapport au paramètre θ .

La densité de probabilité $q(\theta/x)$ définit la distribution à postérieure du paramètre θ .

IV.3- Les paramètres de la distribution de la taille des champs:

La distribution à postérieure du vecteur de paramètres $\beta = (\beta_1, \beta_2)^t$ et de la variance σ^2 de la fonction de densité de la taille des champs (4.1) peut être obtenue directement de la théorie de la régression [JOH, 86].

En effet, les fonctions de distribution de probabilité de $\hat{\beta}$ et de s^2 sont données par:

$$P(\hat{\beta} | \beta, T, \sigma^2) = N(\hat{\beta} | \beta, \sigma^2 T^{-1}) \quad \text{et} \quad \frac{\nu s^2}{\sigma^2} \rightarrow \chi^2(\nu)$$

En posant $h = 1/\sigma^2$ et écrivant ces distributions de probabilités en fonction de h , nous avons:

$$P(\hat{\beta} | \beta, T, h^{-1}) = N(\hat{\beta} | \beta, (hT)^{-1}) \quad \text{et} \quad \nu s^2 h \rightarrow \chi^2(\nu)$$

A partir de la formule de Bayes, les distributions à postérieure des paramètres $\hat{\beta}$ et h sont donnés par

$$P(\beta|\hat{\beta}, T, h) = N(\beta|\hat{\beta}, (hT)^{-1})$$

$$P(h|s^2, \nu) = \text{Ga}(h|s^2, \nu)$$

où $\text{Ga}(h|s^2, \nu)$ désigne la densité de probabilité de la loi Gamma de paramètres s^2 et ν .

Donc, toutes les informations contenues dans les données sont définies par l'ensemble des paramètres suivant:

$$y = (n, T, g, s^2, \nu)$$

IV.4- Les paramètres du taux de succès:

Dans les zones d'exploration matures nous élaboreront des prévisions uniquement sur la base des données, nous utiliserons donc une distribution *a priori* neutre avec, donc, des densités de probabilités constantes pour α_1 et α_2 . Il en résulte que la distribution *a posteriori* de α est la suivante :

$$p(\alpha|X_n) \propto \frac{\text{Exp}(-t_{11} \alpha_1 + t_{12} \alpha_2)}{\prod_{i=1}^n [1 + \text{Exp}(-(\alpha_1 + \alpha_2 i))]}$$

les quantités $t_{11} = \sum x_i$ et $t_{12} = \sum ix_i$ étant les statistiques définies précédemment.

Cette distribution *a posteriori* est donc complètement définie par les statistiques t_{11} et t_{12} et n , nombre de puits d'exploration forés.

On a donc:

$$P(\alpha|X_n) = P(\alpha|n, t_{11}, t_{12})$$

Bien que $P(\alpha|n, t_{11}, t_{12})$ puisse être facilement évaluée numériquement, il est, pour des grandes valeurs de n , plus simple de l'approximer par une distribution normale à deux variables. Ainsi:

$$P(\alpha | n, t_{11}, t_{12}) \simeq N(\alpha | \hat{\alpha}, D(\alpha))$$

où $N(\alpha | \hat{\alpha}, D(\alpha))$ désigne la fonction de densité de probabilité de la loi normale à deux variables avec un vecteur moyenne α et une matrice de variance-covariance $D(\alpha)$.

Les paramètres du vecteur moyenne α avec des moyennes égales aux estimateurs par le maximum de vraisemblance α_{11} et α_{12} et une matrice de dispersion $D(\alpha)$ dont l'inverse a pour éléments négatifs les dérivées secondes partielles du logarithme de la fonction de vraisemblance.

V- Elaboration des prévisions:

Nous désignerons par m le nombre de puits d'exploration additionnel devant être forés, et par $R_{n,m}$ le volume total des réserves d'hydrocarbures qui seront découvertes pour ces m puits d'exploration additionnels. Nous avons ainsi:

$$R_{n,m} = \sum_{j=1}^m r_{n+j}$$

La fonction de distribution cumulée de r_{n+j} , donnée par l'équation (4.7), avec $(n+j)$ puits d'exploration s'écrit:

$$P(r_{n+j} | \psi_{n+j}) = \begin{cases} 0 & r_{n+j} < 0 \\ 1 - \theta_{n+j} + \theta_{n+j} \int_0^{r_{n+j}} \text{LN}[z / (\beta_1 + \beta_2(n+j)), \sigma^2] dz & r_{n+j} \geq 0 \end{cases}$$

$$\text{où } \theta_{n+j} = [1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2(n+j))]^{-1}$$

et ψ_{n+j} étant l'ensemble des paramètres suivant: $(n+j, \alpha, \beta, \sigma^2)$

Par ailleurs les densités de probabilité à posteriori des paramètres α , β et σ^2 sont données comme suit :

$$P(\alpha | n, t_{11}, t_{12}) = N_0(\hat{\alpha}, D(\alpha))$$

$$P(\beta | \hat{\beta}, T, h) = N_0(\hat{\beta}, (hT)^{-1})$$

$$P(h | s^2, \nu) = Ga(h | s^2, \nu)$$

$$\text{où } h = 1/\sigma^2.$$

Théoriquement, l'obtention de la fonction de distribution cumulée $R_{n,m}$ issue des prévisions ne pose aucun problème. En effet, elle est engendrée par le produit de convolution des fonctions de distribution de r_{n+j} , $j=1,2,\dots,m$.

Cependant, pour des applications d'ordre pratique, il s'avère difficile d'obtenir cette distribution sous une forme explicite. Cette distribution sera donc obtenue par l'application de la technique d'échantillonnage de Monte-Carlo

VI- Agrégation des résultats:

L'approche que nous avons adoptée nous permet d'obtenir les prévisions des réserves concernant chaque bassin sédimentaire.

Or, l'objectif de notre étude est d'obtenir une estimation des réserves pour l'ensemble des bassins étudiés. Cette estimation globale ne pourra se faire que par une agrégation des réserves de tous ces bassins, en considérant que les réserves totales représentent la somme des réserves de chaque bassin. Cependant, les estimations des réserves non découvertes sont obtenues sous la forme de distribution de probabilités. Nous opterons donc pour la méthode d'agrégation proposée par R.A. Crovelli [CRO,86] et basée sur la simulation de Monte-Carlo.

CHAPITRE V

IMPLEMENTATION ET MISE EN OEUVRE

CHAPITRE V

IMPLEMENTATION ET MISE EN OEUVRE

L'implémentation est une partie essentielle de notre travail. En effet, c'est lors de la mise en œuvre de la simulation de notre modèle que nous atteindrons notre objectif final, à savoir l'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes. Nous avons obtenu ce résultat par l'élaboration d'un logiciel, dans lequel ont été intégrés certaines techniques et certains algorithmes que nous présenterons dans ce chapitre.

I- La technique d'échantillonnage Monte-Carlo:

Le modèle que nous avons développé a pour objectif final la construction de la distribution cumulée des réserves non découvertes. Cependant, nous avons vu au chapitre précédent que cette distribution, étant le produit de convolution de m -distributions identiques, ne pouvait être explicitée sous une forme analytique. Pour cette raison, nous avons opté pour l'utilisation de la technique d'échantillonnage dite de Monte-Carlo afin de déterminer approximativement la distribution finale des réserves.

La méthode Monte-Carlo, ou encore la simulation de Monte-carlo, est désignée ainsi parce qu'elle utilise les outils mathématiques développés à propos des jeux de hasard pratiqués dans les casinos.

Le principe de cette simulation aléatoire est très simple : il s'agit de procéder à des tirages au hasard de plusieurs échantillons de valeurs pour chaque distribution de probabilité, dans le but d'évaluer une distribution de probabilité d'un autre paramètre qui en est le résultat.

Cette technique, très utilisée dans la pratique, peut être appliquée à un grand nombre de distributions de probabilité -même si ces distributions n'ont pas de formules mathématiques explicites- et s'avère donc très utile pour déterminer la résultante du produit de convolution de plus de deux distributions continues.

En outre, le résultat obtenu par la simulation de Monte-Carlo est non biaisé et converge vers la distribution exacte à condition que le nombre des échantillons aléatoires, ou des passes de simulations, tende vers l'infini. Cependant, la simulation de Monte-Carlo, exigeant le recours à un ordinateur scientifique, ne peut être réalisée qu'avec un nombre fini d'échantillons, influençant ainsi la convergence de la distribution de probabilité obtenue.

D'autre part, la génération de nombres aléatoires par un ordinateur ne produit réellement qu'une séquence prédéterminée de valeurs pseudo-aléatoires, et permettant ainsi une reproductivité des résultats.

I.1- Le mécanisme de la simulation:

La simulation du modèle par la méthode de Monte-Carlo se déroule généralement en plusieurs étapes [NEW,75]:

1° étape:

Définir toutes les variables du modèle en précisant la variable dépendante dont on veut construire la loi de distribution, et les variables indépendantes entrant dans l'élaboration de cette distribution.

2° étape:

Définir les relations de dépendance partielle entre les différentes variables du modèle.

3° étape:

Procéder à une analyse des inputs et classer les variables en deux groupes: les variables déterministes dont la valeur est connue, et les variables aléatoires dont la valeur est inconnue mais auxquelles on peut associer une loi de probabilité.

4° étape:

Déterminer les valeurs des variables déterministes, ainsi que la loi de probabilité associée à chaque variable aléatoire.

5° étape:

Installer le processus d'échantillonnage itératif consistant à exécuter un grand nombre de passes de simulation.

6° étape:

Classer les résultats obtenus après chaque passe de simulation en un histogramme fréquentiel, et en déduire la distribution cumulée de la variable dépendante.

II- Implémentation de la procédure de prévision:

En premier lieu, nous utiliserons la simulation de Monte-Carlo pour élaborer la distribution de la variable dépendante $R_{n,m}$ représentant le volume total des réserves à découvrir, à partir de plusieurs échantillonnages des distributions des variables indépendantes r_{n+j} , représentant les réserves additionnelles pour m nouveaux puits d'exploration, avec:

$$R_{n,m} = \sum_{j=1}^m r_{n+j}$$

où r_{n+j} représente les réserves additionnelles obtenues pour le puit j , et $R_{n,m}$ la somme de ces réserves. Nous présenterons ci-contre, l'algorithme et l'organigramme que nous avons développés afin d'obtenir une telle distribution de probabilité.

II.1- Présentation de l'algorithme:

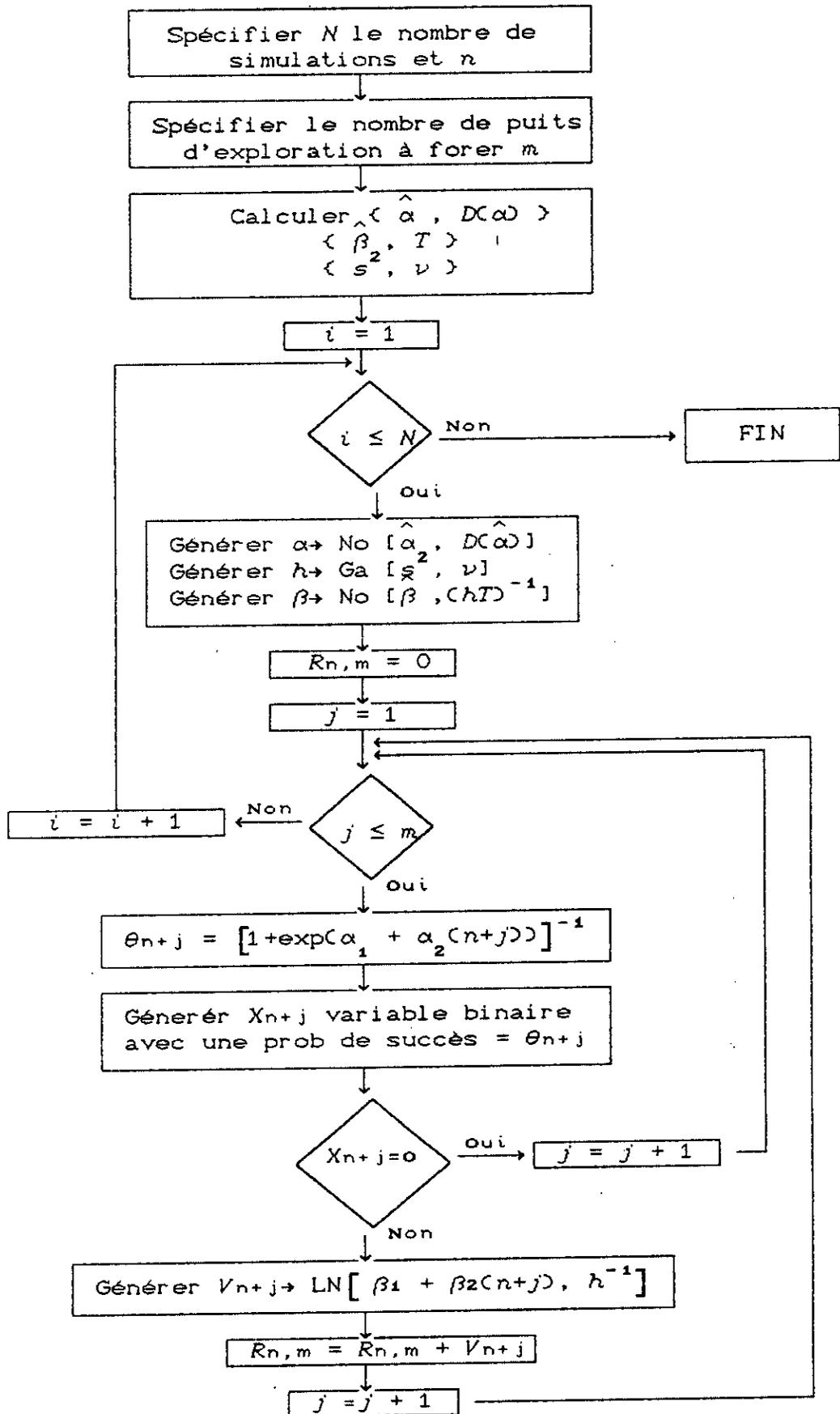
Algorithme:

Début

- (1) Spécifier N le nombre de passes de simulation
- (2) Spécifier n le nombre de puits d'exploration déjà forés et m le nombre de puits d'exploration restant à forer
- (3) Calculer $\langle \hat{\alpha}, D(\hat{\alpha}) \rangle$, $\langle \hat{\beta}, T \rangle$ et $\langle s^2, \nu \rangle$
- (4) Pour $i=1, 2, \dots, N$
 - (4.1) Générer un vecteur paramètre α de densité de probabilité à postériori $No[\hat{\alpha}, D(\hat{\alpha})]$
 - (4.2) Générer une variable aléatoire h de densité de probabilité à postériori $Ga[s^2, \nu]$
 - (4.3) Générer un vecteur paramètre β de densité de probabilité à postériori $No[\hat{\beta}, (hT)^{-1}]$
 - (4.4) Poser $R_{n,m}$ égal à zéro
 - (4.5) Pour $j=1, 2, \dots, m$
 - (4.5.1) Calculer $\theta_{n+j} = [1 + \exp(\alpha_1 + \alpha_2(n+j))]^{-1}$
 - (4.5.2) Générer une variable binaire X_{n+j} avec une probabilité égale à θ_{n+j}
 - (4.5.3) Si $X_{n+j} = 0$ alors aller en (4.5.1) sinon continuer
 - (4.5.4) Générer une taille de champs V_{n+j} de densité de probabilité $LNo[\beta_1 + \beta_2(n+j), h^{-1}]$
 - (4.5.5) $r_{n+j} = V_{n+j}$
 - (4.5.6) $R_{n,m} = R_{n,m} + r_{n+j}$
 - (4.5.7) Aller en (4.5.1)
 - (4.6) Sauvegarder $R_{n,m}$ et le nombre de découvertes
 - (4.7) Aller en (4.1)
- (5) Grouper les N valeurs de $R_{n,m}$ obtenues et le nombre de découvertes dans une distribution fréquentielle

Stop

II.2- Présentation de l'organigramme:



III- Implémentation de la procédure d'agrégation:

Après que l'estimation des réserves soit élaborée pour chaque bassin, par la procédure de prévision, l'agrégation des distributions de probabilité se fait à travers une autre procédure de simulation, afin de générer approximativement la distribution de probabilité des réserves pour toute une région, ou pour tout un pays.

Il est important de préciser que l'agrégation doit se faire séparément pour les réserves de gaz naturel et de pétrole brut.

La détermination d'une telle distribution de probabilité se fera sur la base de l'équation suivante:

$$V_{n,m} = \sum_{i=1}^k R_{n,m,i}$$

où $R_{n,m,i}$ représente les réserves cumulés pour le bassin i , k étant le nombre de bassins à agréger.

L'algorithme et l'organigramme que nous avons développés dans ce but sont présentés ci-dessous:

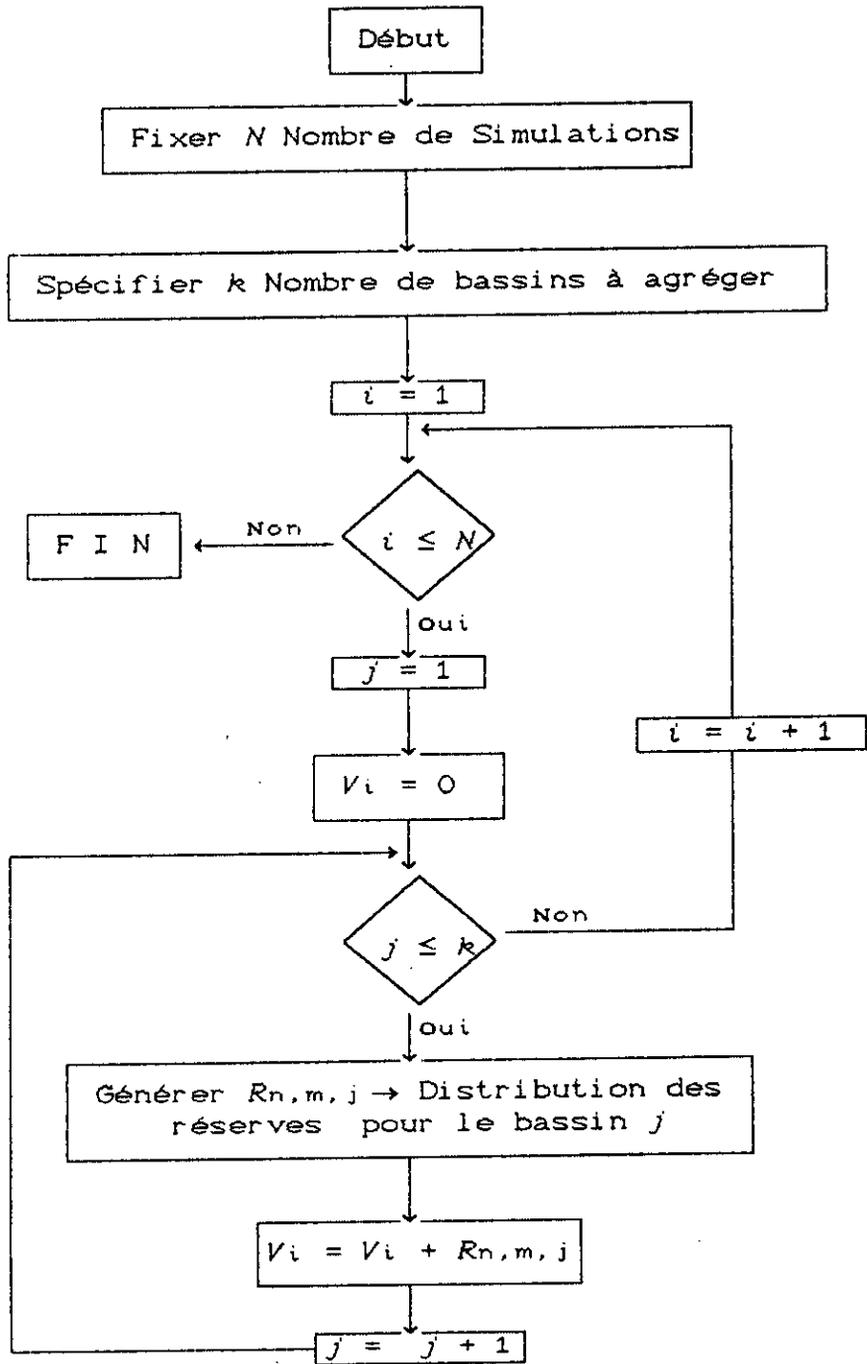
III.1- Présentation de l'algorithme:

Début

- (1) Spécifier N le nombre de passes de simulation
- (2) Spécifier k le nombre de bassin à agréger
- (3) Pour $i=1, \dots, N$
 - (3.1) Poser V_i égal à zéro
 - (3.2) Pour $j=1, \dots, k$
 - (3.2.1) Générer une variable aléatoire $R_{n,m,j}$ à partir de la distribution empirique des réserves $R_{n,m}$ pour le bassin j
 - (3.2.2) Calculer $V_i = V_i + R_{n,m,j}$
 - (3.2.3) Aller en (3.2.1)
 - (3.3) Sauvegarder les valeurs de V_i
 - (3.4) Aller en (3.1)
- (4) Grouper les N valeurs de V_i obtenues après chaque simulation en une distribution fréquentielle.

Stop

III.2- Présentation de l'organigramme:



IV- Les outils de l'implémentation:

IV.1- Génération de variables aléatoires:

Nous avons vu que dans le déroulement du processus de simulation, l'obtention de la distribution finale des réserves reposait sur une génération de plusieurs variables aléatoires extraites de plusieurs lois de probabilités connues.

Nous présentons ci-dessous les principales méthodes de génération de variables aléatoires, pour chaque distribution, nécessaires lors de l'implémentation de notre procédure de prévision [PRE,86].

IV.1.1- Génération de nombres aléatoires:

Plusieurs méthodes de génération de nombres aléatoires sont proposées dans la littérature. Nous avons opté pour la méthode de la transformée inverse, qui s'avère être pratique et simple à mettre en œuvre.

IV.1.1.1- Méthode de la transformée inverse:

Soit X une variable aléatoire ayant une fonction de répartition notée $F_X(X)$. Tant que $F_X(X)$ est une fonction continue et monotone, la fonction inverse $Y=F_X^{-1}(X)$ est définie pour toute valeur de Y comprise entre 0 et 1.

L'algorithme de génération de variables aléatoires par la méthode de la transformée inverse est:

Algorithme:

- 1- Générer U selon une loi uniforme $u[0,1]$
- 2- Calculer $X = F_X^{-1}(U)$
- 3- Donner X

La génération de nombres aléatoires uniformes est facilement obtenue grâce à l'existence, dans la plupart des ordinateurs scientifiques, de routines principalement conçues à cet effet.

Il est important de noter que la méthode de la transformée n'est valable que dans le cas où l'on peut inverser la fonction de probabilité cumulée. Certes, cela s'avèrera parfois impossible (cas de la loi normale ou la loi gamma), aussi nous présenterons pour ces cas là, les méthodes approximatives pour lesquelles nous avons opté.

IV.1.1.2- Génération de variables aléatoires selon des distribution usuelles:

● La distribution exponentielle:

Une variable X a pour densité de probabilité la loi exponentielle si:

$$f_X(x) = \begin{cases} \lambda e^{-x\lambda}, & 0 \leq x \leq \infty, \lambda > 0 \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases}$$

et est notée par $\exp(\lambda)$

Algorithme:

- 1- Générer U selon une uniforme $\mathcal{U}[0,1]$
- 2- Calculer $X = -\frac{1}{\lambda} \ln(U)$
- 3- Donner X

● La distribution Gamma:

Une variable aléatoire est distribuée selon une loi gamma si sa fonction de densité est définie comme suit:

$$f_X(x) = \begin{cases} \frac{x^{\alpha-1} e^{-x/\beta}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)}, & 0 \leq x \leq \infty, \alpha > 0, \beta > 0 \\ 0, & \text{ailleurs} \end{cases}$$

et est notée $G(\alpha, \beta)$.

Pour $\alpha=1$, $G(1, \beta)$ est une loi exponentielle de paramètre β^{-1} .

La fonction de répartition de la distribution gamma n'existe pas sous une forme explicite, la méthode de la transformée inverse ne peut donc être appliquée. Pour ce cas, plusieurs méthodes approximatives ont été développées, parmi lesquelles celle que nous proposons ci-contre:

Si X_i , $i=1, \dots, n$, est une suite de variables aléatoires indépendantes distribuées selon la loi gamma $G(\alpha_i, \beta)$, alors la variable $X = \sum_{i=1}^n X_i$ est distribuée selon une loi gamma $G(\alpha, \beta)$ avec $\alpha = \sum_{i=1}^n \alpha_i$.

Si α est entier (cas de notre modèle), alors, en posant $\alpha=m$, on obtient une variable aléatoire distribuée selon la loi gamma $G(m, \beta)$ en sommant m variables aléatoires indépendantes, chacune d'elles étant distribuée selon une loi exponentielle de paramètre β^{-1} .

Algorithme:

- 1- Poser $X=0$
- 2- Générer V selon une $\exp(1)$
- 3- Calculer $X=X+V$
- 4- si $\alpha=1$, calculer $X=\beta X$ et donner X
- 5- $\alpha=\alpha-1$
- 6- aller à l'étape 2

● La distribution Normale:

Une variable aléatoire X a une distribution normale si sa densité de probabilité est:

$$f(X) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(x - \mu)^2}{2\sigma^2} \right]$$

et est notée $N(\mu, \sigma^2)$, μ étant la moyenne et σ^2 la variance.

Comme $X=\mu+\sigma Z$ où Z est une variable aléatoire distribuée selon la loi normale $N(0,1)$, centrée et réduite, on ne présentera dans

ce qui suit que ce qui concerne la génération de variables à partir de la loi normale $N(0,1)$.

Ainsi que nous l'avons mentionné précédemment, et comme c'était le cas pour la loi gamma, la méthode de la transformée inverse ne peut être appliquée à la loi normale. Nous présenterons donc l'approche suivante, développée par Box et Muller:

Algorithme:

- 1- Générer deux variables aléatoires indépendantes U_1 et U_2 à partir de la loi uniforme $u[0,1]$
- 2- Calculer Z_1 et Z_2 en substituant U_1 et U_2 dans le système d'équations suivant:

$$Z_1 = (-2 \ln(U_1))^{1/2} \cos(2\pi U_2)$$

$$Z_2 = (-2 \ln(U_1))^{1/2} \sin(2\pi U_2)$$

● La distribution Lognormale:

Soit X une variable aléatoire distribuée suivant une loi normale $N(\mu, \sigma^2)$. Alors, la variable aléatoire $Y=e^X$ est distribuée selon une loi lognormale de densité:

$$f_Y(Y) = \begin{cases} \frac{1}{y\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln(y)-\mu)^2}{2\sigma^2}\right], & 0 < y \leq \infty \\ 0, & \text{ailleurs.} \end{cases}$$

Algorithme:

- 1- Générer Z à partir d'une distribution normale $N(0,1)$
- 2- Calculer $X=\mu+\sigma Z$
- 3- Calculer $Y=e^X$
- 4- Donner Y

● La loi empirique:

La génération d'un nombre aléatoire à partir d'une distribution empirique découlant d'un échantillon statistique est possible grâce à une approximation de la distribution cumulée par le polygone des fréquences cumulées. Cette distribution étant caractérisée par un ensemble de données X_i - CF_i , X_i les variables aléatoires et CF_i les fréquences cumulées respectives, la génération d'un nombre aléatoire selon une telle distribution est obtenue comme suit:

Algorithme:

- 1- Générer un nombre aléatoire U à partir d'une loi uniforme $\mathcal{U}[0,1]$
- 2- Localiser U à l'intérieur des classes de l'histogramme
- 3- Calculer X par la formule suivante:

$$X = X_i + \left[\frac{(CF - CF_i)(X_{i+1} - X_i)}{(CF_{i+1} - CF_i)} \right]$$

IV.1.2- La génération de vecteurs aléatoires:

● La distribution multinormale:

Un vecteur aléatoire $X = (X_1, \dots, X_n)$ est distribué selon une loi multinormale si sa densité de probabilité, notée $N(\mu, \Sigma)$, est donnée par:

$$f_X(X) = \frac{1}{(2\pi)^{n/2} |\Sigma|^{1/2}} \exp \left[- \frac{1}{2} (X - \mu)^t \Sigma^{-1} (X - \mu) \right]$$

où $\mu = (\mu_1, \dots, \mu_n)$ est le vecteur moyenne, Σ la matrice de variance-covariance, symétrique et définie positive, de dimension $(n \times n)$ donnée par:

$$\Sigma = \begin{vmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & & \sigma_{1n} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} & & \sigma_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \sigma_{n1} & \sigma_{n2} & \dots & \sigma_{nn} \end{vmatrix}$$

$|\Sigma|$ étant le déterminant de Σ , et Σ^{-1} l'inverse de la matrice Σ . Comme Σ est symétrique définie positive, il existe une matrice triangulaire inférieure unique C définie par:

$$C = \begin{pmatrix} c_{11} & 0 & \dots & 0 \\ c_{21} & c_{22} & & 0 \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ c_{n1} & c_{n2} & \dots & c_{nn} \end{pmatrix}$$

tel que $\Sigma = CC^t$.

Le vecteur X peut donc être mis sous la forme suivante:

$$X = CZ + \mu \quad (1)$$

où $Z = (Z_1, \dots, Z_n)$ est un vecteur distribué selon la loi normale de moyenne zéro et ayant comme matrice de variance la matrice identité. Chaque composante Z_i de ce vecteur est distribuée selon la loi normale centrée réduite $N(0,1)$.

Pour générer un vecteur aléatoire X à partir d'une loi multinormale $N(\mu, \Sigma)$, il suffira donc de déterminer les coefficients de la matrice C , de générer n variables aléatoires Z_i à partir d'une loi normale $N(0,1)$ et d'en déduire la valeur du vecteur X par l'équation (1).

Nous proposerons ci-dessous la méthode que nous avons utilisée pour calculer les éléments de la matrice C [AND, 58]:

A partir de l'égalité $\Sigma = CC^t$, nous utiliserons les formules récurrentes suivantes:

De l'équation (1), on a:

$$X_1 = c_{11} Z_1 + \mu_1 \quad (2)$$

Par conséquent, $\text{var}(X_1) = \sigma_{11} = c_{11}^2$ et donc $c_{11} = \sigma_{11}^{1/2}$.

En développant encore l'équation (1) nous obtenons

$$X_2 = c_{21} Z_1 + c_{22} Z_2 + \mu_2 \quad (3)$$

et donc

$$\text{var}(X_2) = \sigma_{22} = \text{var}(c_{21} Z_1 + c_{22} Z_2) \quad (4)$$

à partir des équations (2) et (3) on a

$$E[(X_1 - \mu_1)(X_2 - \mu_2)] = \sigma_{12} = E[c_{11} Z_1 (c_{21} Z_1 + c_{22} Z_2)] \quad (5)$$

et à partir des équations (4) et (5) on a

$$c_{21} = \frac{\sigma_{12}}{c_{11}} = \frac{\sigma_{12}}{\sigma_{11}^{1/2}}$$

$$\text{et } c_{22} = \left[\sigma_{22} - \frac{\sigma_{21}^2}{\sigma_{11}} \right]$$

De proche en proche, on en déduit la formule récurrente pour calculer c_{ij} dans le cas général:

$$\text{Calculer } c_{ij} = \frac{\sigma_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} c_{ij} c_{ik}}{\left[\sigma_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} c_{ij}^2 \right]^{1/2}}$$

$$\text{avec } \sum_{k=1}^{j-1} c_{ik} c_{jk} = 0, \quad 1 \leq j \leq i \leq n$$

Algorithme:

$$1\text{-Calculer } c_{ij} = \frac{\sigma_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} c_{ij} c_{ik}}{\left[\sigma_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} c_{ij}^2 \right]^{1/2}}$$

$$\text{avec } \sum_{k=1}^{j-1} c_{ik} c_{jk} = 0, \quad 1 \leq j \leq i \leq n$$

2- générer $Z=(Z_1, \dots, Z_n)$ selon une loi normale $N(0,1)$

3- Calculer $X=CZ+\mu$

4- Donner X

V- Résolution d'un système d'équations non-linéaires:

Le système d'équations non linéaires cité au chapitre précédent (équations 4.13 du modèle) peut être facilement résolu par la procédure itérative de Newton-Raphson, présentée ci-contre sommairement:

V.1 - Présentation de l'algorithme

Algorithme:

Début

- 0- Fixer La solution initiale X^0
- 1- $N = 1$
- 2- Calculer $F(x)$, $DF(x)$
- 3- Résolution du système d'équation
$$DF \cdot \Delta + F = 0$$
- 4- Pour $j = 1$ à m faire
$$X_j^N = X_j^{N-1} + \Delta_j$$
- 5- Pour $j = 1$ à m faire
Si $|\Delta_j| > \frac{\epsilon}{2} \mid 2 X_j^N = \Delta_j \mid$ alors $N=N+1$ et aller en (2)
- 6- Solution égale à X^N

Fin

CHAPITRE VI

APPLICATION DU MODELE AU CAS DE L'ALGERIE

24

CHAPITRE VI

APPLICATION DU MODELE AU CAS DE L'ALGERIE

I- Introduction:

Le modèle que nous avons développé possède un champs d'application assez vaste, pouvant être ainsi appliqué à toute région géographique présentant des accumulations commerciales d'hydrocarbures.

Cependant, et pour obtenir plus de rigueur dans l'estimation des réserves, nous préférons appliquer le modèle à des bassins sédimentaires formés d'une structure géologique homogène, introduisant ainsi implicitement, les conditions géologiques particulières régissant toute la chaîne de formation des hydrocarbures.

Il est clair que pour avoir une estimation des réserves totales de l'Algérie, le modèle sera appliqué à chaque bassin séparément.

Pour ce, nous décrirons sommairement les différentes provinces pétrolières de l'Algérie mettant ainsi en évidence, les principaux bassins sédimentaires auxquels on pourrait appliquer le modèle.

Nous analyserons, par la suite, les données utilisées pour la mise en œuvre de notre modèle en examinant la distribution de la taille des champs d'hydrocarbures, leurs séquences de découverte ainsi que le taux de succès de l'exploration.

II- Les bassins sédimentaires d'Algérie:

L'Algérie possède un domaine minier riche et varié. Il se divise en deux grands ensembles : le Nord de l'Algérie et la plateforme Saharienne, ces derniers étant totalement différents

du point de vue de la formation géologique. L'intérêt de notre domaine minier vient du fait que des hydrocarbures ont été mis en évidence dans la plupart des bassins sédimentaires, que ce soit dans le Nord ou dans le Sahara, et cela indique que toutes les conditions nécessaires à la formation d'accumulation d'hydrocarbures ont existé.

Le Nord de l'Algérie est une région à géologie complexe : elle comporte plusieurs domaines complètement différents les uns des autres par leurs caractères stratigraphiques et structuraux. Le manque de connaissance géologique, la complexité de cette région et la faiblesse des découvertes qui en a résulté a fait que l'effort d'exploration a été rapidement orienté vers d'autres régions du pays et notamment vers le Sahara. Cette orientation de l'exploration vers le Sahara n'a pas été vaine, car d'importantes réserves d'hydrocarbures ont été mises en évidence dans le sous-sol de cette région.

Le Sahara Algérien est divisé en deux provinces pétrolières différentes : la province occidentale et la province orientale. La Figure (6.1) illustre ce qui suit :

● **La province occidentale:**

Elle est composée de six bassins différents:

- Le bassin de Tindouf
- Le bassin de Reggane
- Le Bassin d'Ahnet
- Le Bassin de Mouydir
- Le Bassin de Timimoun
- Le Bassin de Béchar

Hormis le bassin d'Ahnet, cette zone est très peu explorée. Cependant, les quelques sondages y ayant été effectués, la font considérer comme présentant des perspectives pétrolières intéressantes.

● La province orientale:

C'est une riche province pétrolière. Elle est la plus explorée d'Algérie et les principales accumulations de pétrole et de gaz y ont été mises en évidence.

Elle comprend les trois bassins suivants:

- Le bassin triassique:
- Le bassin de Ghadamès:
- Le Bassin d'Illizi:

II.1- L'exploration pétrolière en Algérie:

En somme, le Sahara Algérien comprend 10 bassins sédimentaires mais très inégalement explorés. En effet, la plus grande partie de la production d'hydrocarbures provient de deux d'entre eux, à savoir le bassin Triassique et le bassin d'Illizi. Le tableau (6.1) indique les densités de forage de chaque bassin, mettant en évidence les plus explorés d'entre eux.

Bassins	Densité de forage 10.000 km ²
Triassique	9
Illizi	23
Grand erg oriental Ghadamès	10
Ahnet Moydir	4
Grand erg occidental Timimoun	≈ 5
Reggane	2
Bechar	≈ 2
Tindouf	0
Nord Algérie	≈ 5

Tableau (6.1): Densité de forage des différents bassins d'Algérie

On peut donc déduire la densité moyenne de forage d'exploration, qui est de l'ordre de 6 puits pour 10 000 Km². A titre de comparaison, la densité moyenne de forage d'exploration en Amérique du Nord atteint les 500 puits pour 10 000 Km², et 45 puits pour l'Europe Occidentale. Les bassins sédimentaires de l'Algérie demeurent donc insuffisamment explorés.

II.2- Choix des régions propices à l'étude:

Comme le modèle doit être applicable à des régions ou bassins sédimentaires dont l'exploration a atteint un certain stade de maturité, ou étant en transition d'immature à mature, notre principal critère de choix sera de considérer les régions en terme de nombre de puits forés, éliminant ainsi celles qui sont peu ou pas du tout explorées.

Il est clair que la province pétrolière présentant le plus grand intérêt pour notre étude se limitera à la région où l'effort d'exploration est intense, et donc à la plateforme Saharienne et plus précisément aux bassins suivants:

- Le bassin triassique (44 champs de pétrole, 25 champs de gaz naturel)
- Le bassin d'Illizi (36 champs de pétrole, 45 champs de gaz naturel)
- Le bassin d'Ahnet (36 champs de gaz naturel)

Pour chaque bassin, nous ferons la distinction entre les champs de pétrole et les champs de gaz naturel, afin d'établir des estimations séparées pour chacun de ces deux types d'hydrocarbures.

Les données nécessaires à l'application de notre modèle sont constituées par les tailles des champs exprimées en volumes initiaux en place d'hydrocarbures conventionnels. Les condensats et le gaz dissous dans les bassins pétroliers n'étant pas considérés.

Nous avons donc utilisé les estimations des réserves prouvées d'hydrocarbures réalisées par la SONATRACH pour les différents gisements découverts.

III- Conditions d'application du modèle:

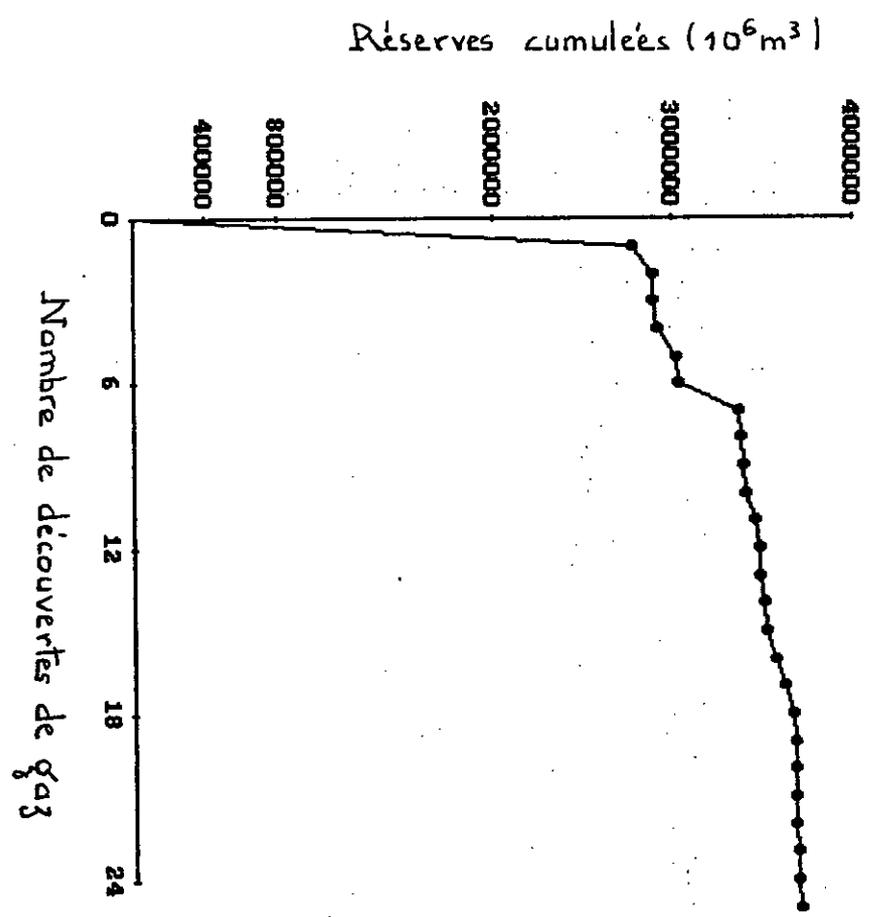
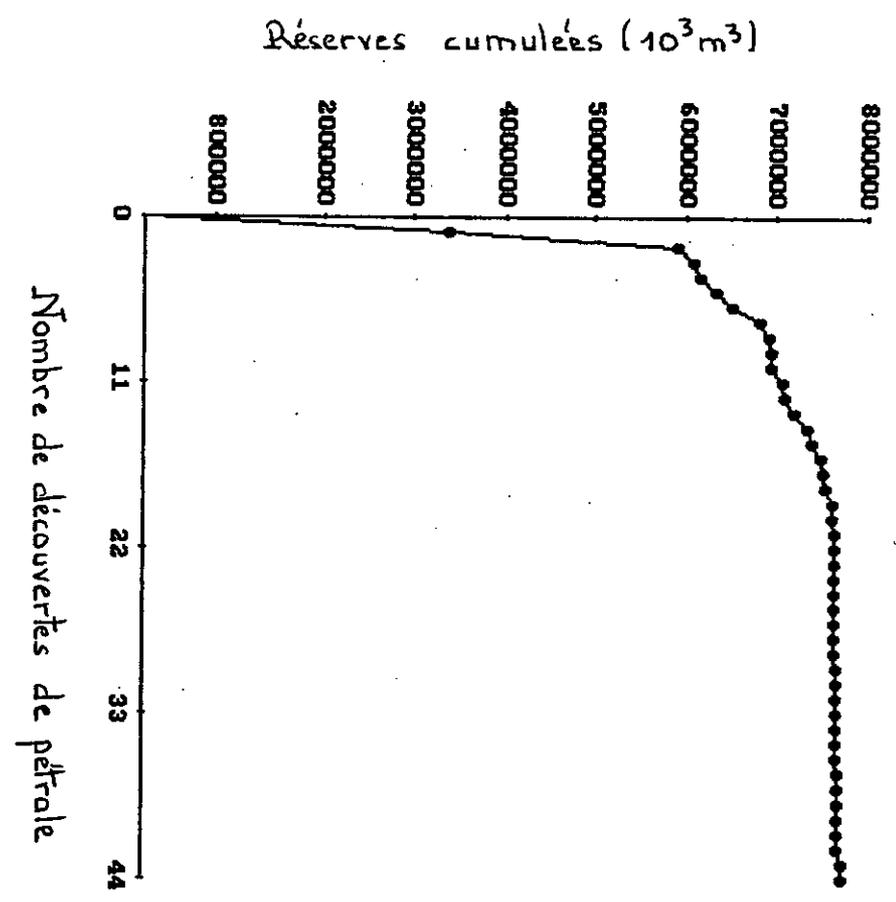
Il est clair que des analyses préliminaires sont requises et que certaines hypothèses doivent être vérifiées avant que notre modèle ne puisse être appliqué à l'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes.

III.1- Analyse des données de la taille des champs:

III.1.1- Profil décroissant de la taille des champs:

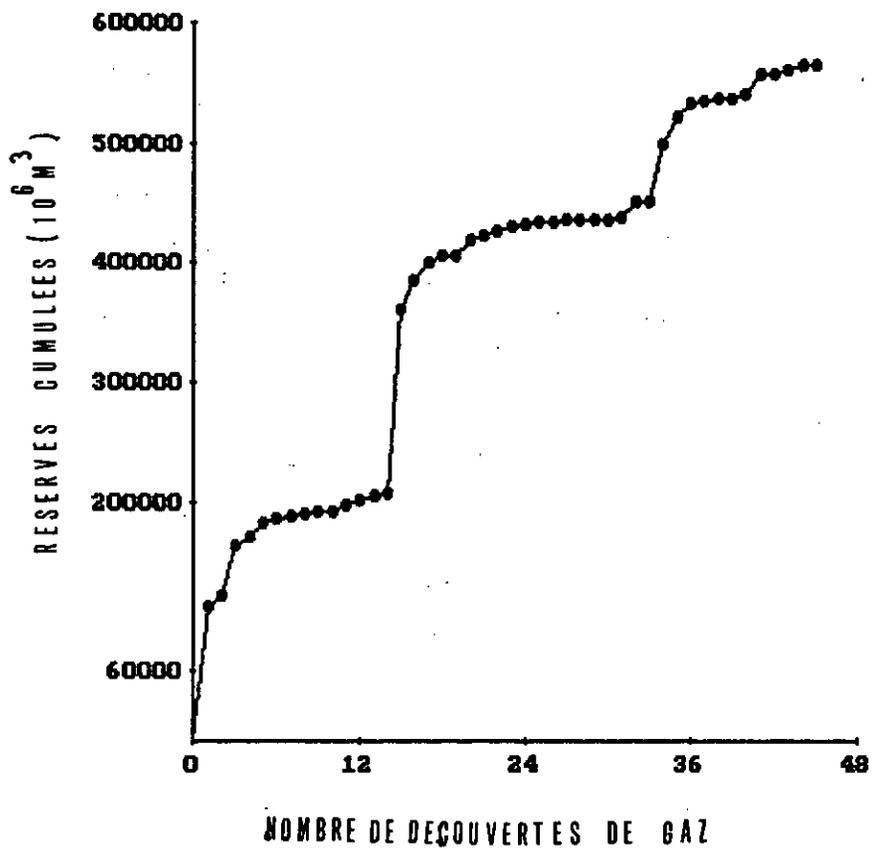
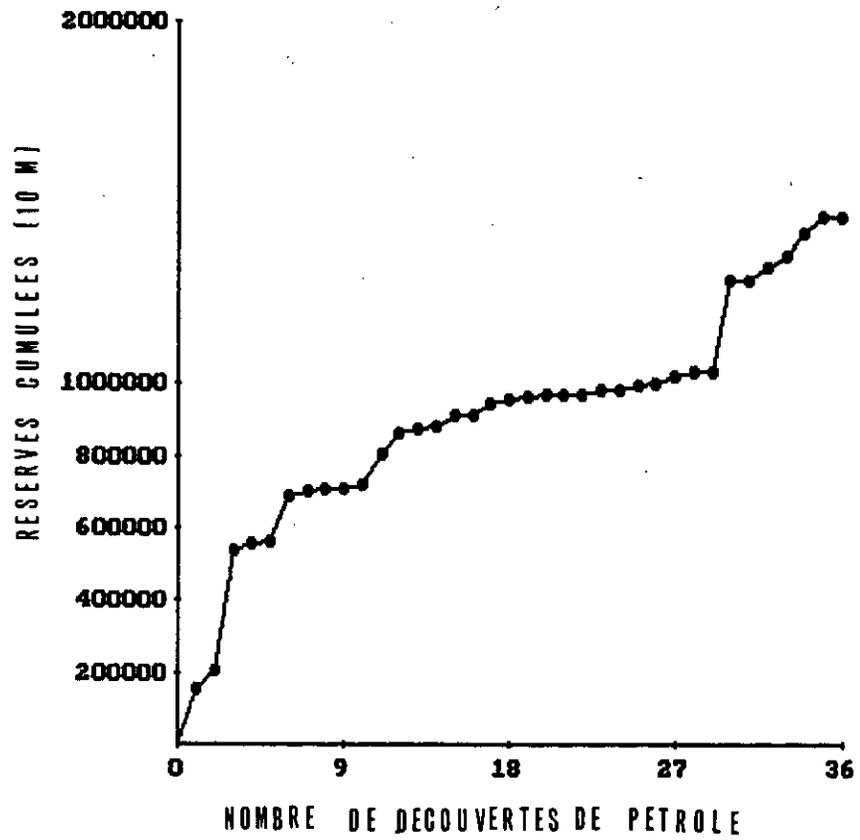
Une des hypothèses de base avec laquelle nous avons développé notre modèle consiste à supposer une diminution progressive de

Figure (6.2) : REPRESENTATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES EN FONCTION DU NOMBRE DE DECOUVERTES



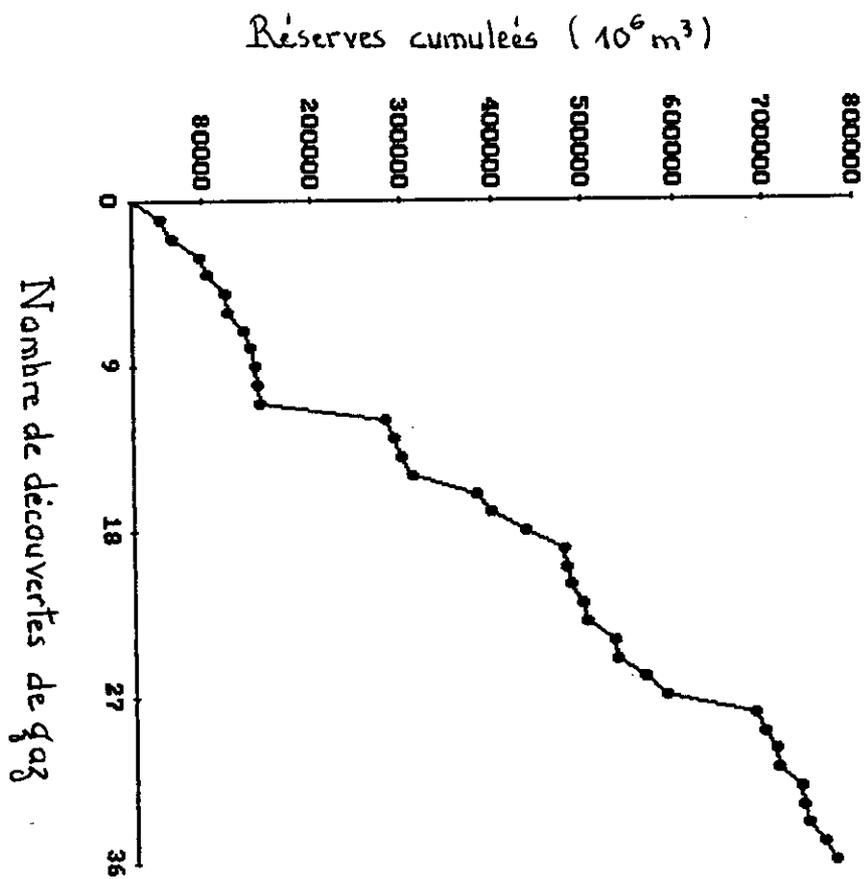
BASSIN TRIASSIQUE

Figure (6.3) : REPRESENTATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES EN FONCTION DU NOMBRE DE DECOUVERTES



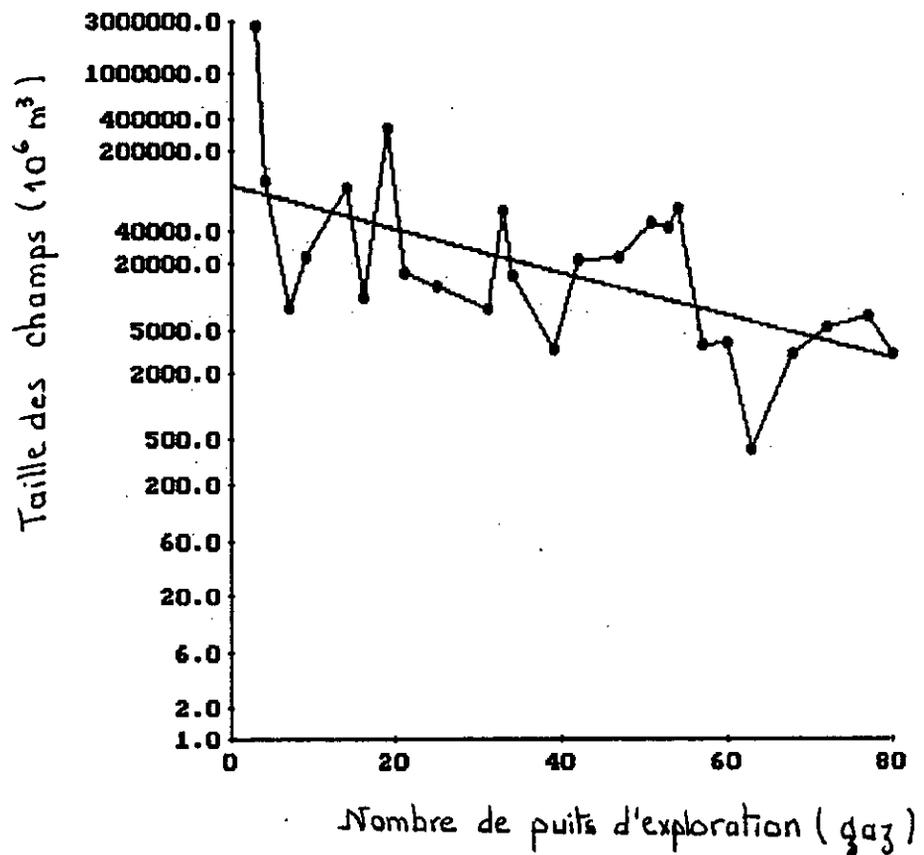
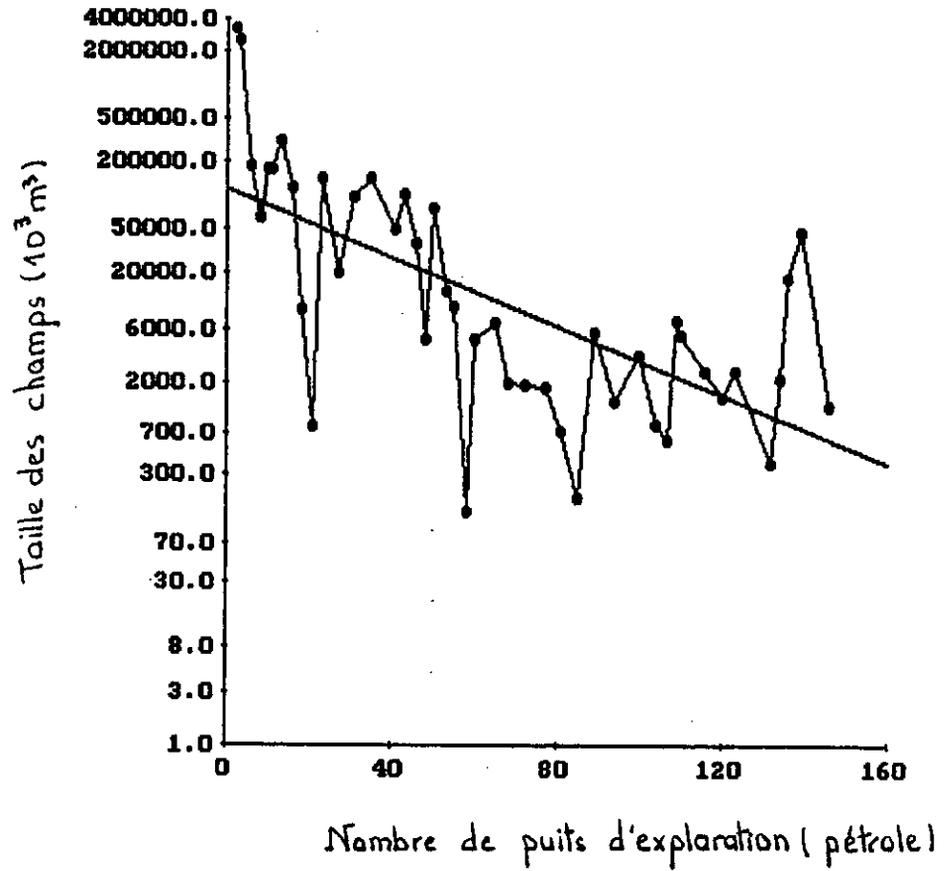
BASSIN D'ILLIZI

Figure (6.4) : REPRESENTATION DES RESERVES D'HYDROCARBURES EN FONCTION DU NOMBRE DE DECOUVERTES



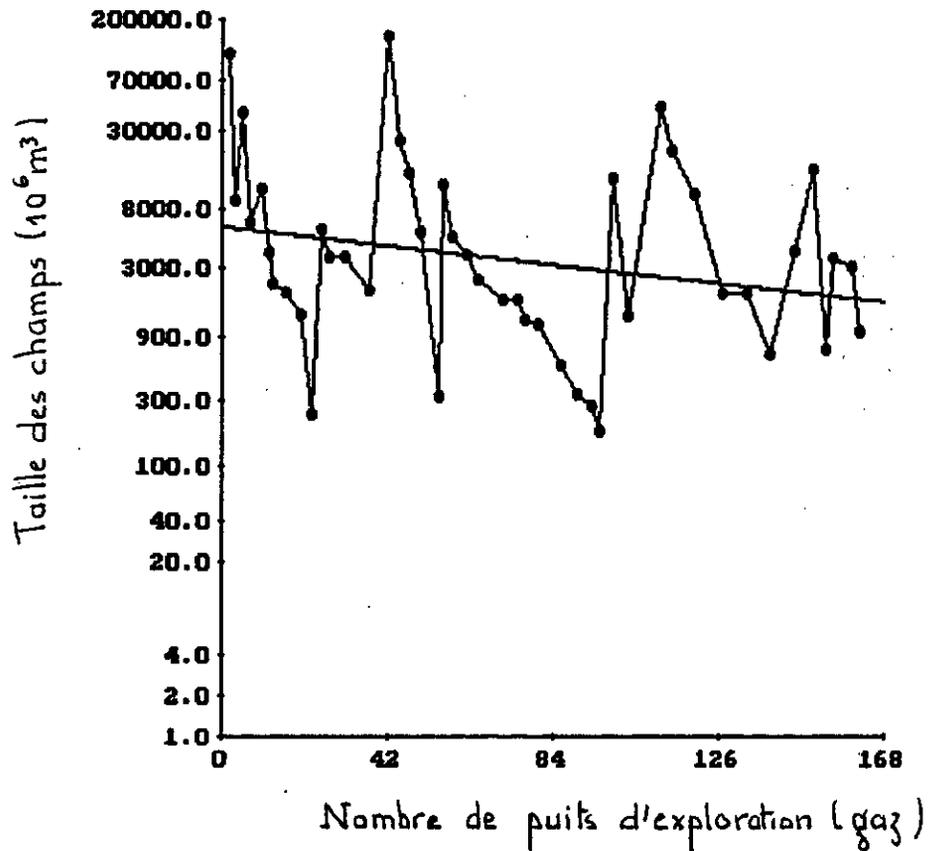
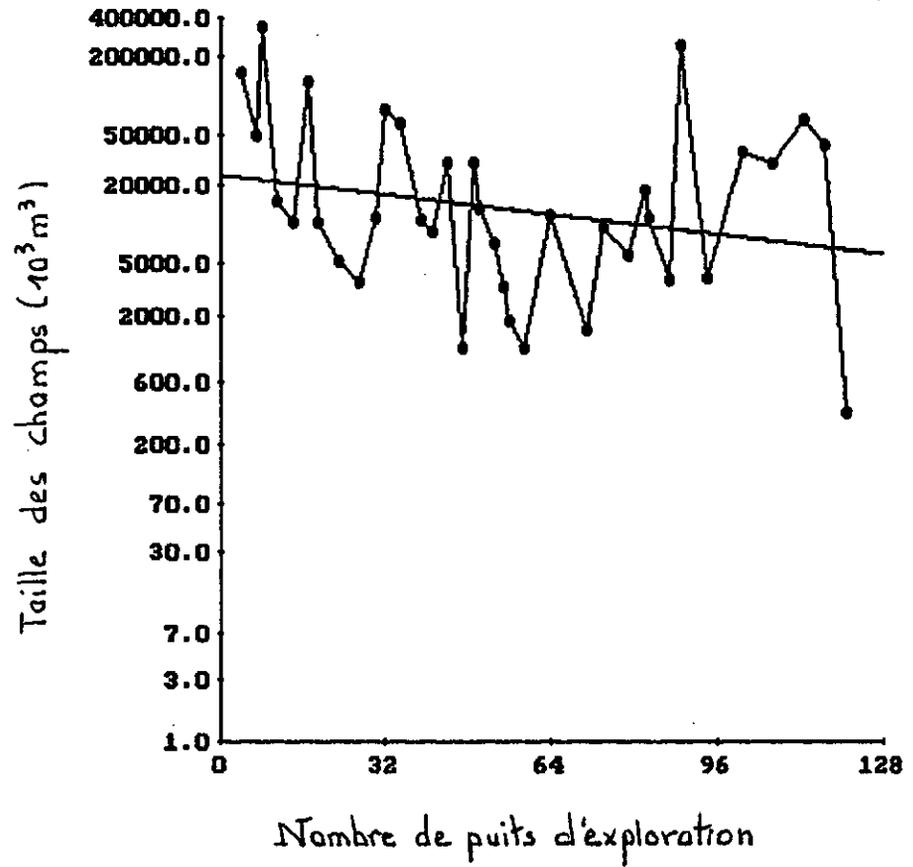
BASSIN D'AHNET

FIGURE (6.5) : DECLIN LOGLINEAIRE DE LA TAILLE DES CHAMPS EN FONCTION DES Puits D'EXPLORATION



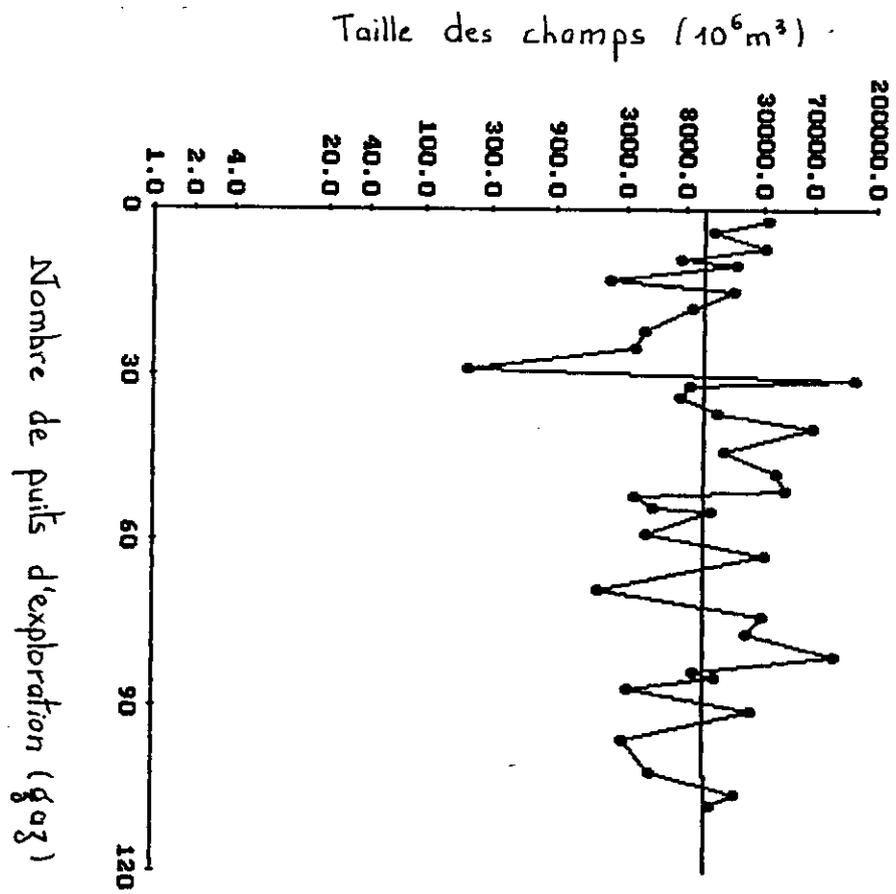
BASSIN TRIASSIQUE

FIGURE (6.6) : DECLIN LOGLINEAIRE DE LA TAILLE DES CHAMPS EN
FONCTION DES PUIITS D'EXPLORATION



BASSIN D'ILLIZI

FIGURE (6.7) : DECLIN LOGLINEAIRE DE LA TAILLE DES CHAMPS EN FONCTION DES PUIITS D'EXPLORATION



BASSIN D'AHNET

la taille des champs découverts, au fur et à mesure que l'exploration s'intensifie.

Les graphes des figures (6.2), (6.3) et (6.4) représentent les volumes cumulés de pétrole et de gaz découverts dans chaque bassin en fonction de l'ordre chronologique dans lequel ces découvertes ont été faites.

Ces graphes mettent en évidence une nette diminution des tailles des champs de gaz et de pétrole pour les bassins Triassique et d'Illizi (Fig (6.2) et (6.3)), uniquement. Le profil décroissant observé permet de caractériser ainsi ces bassins comme ayant atteint un stade mature.

Le graphe concernant le bassin d'Ahnet (fig (6.4)) ne présente pas un profil décroissant mais à l'inverse une augmentation de la taille des champs en fonction de l'ordre chronologique des découvertes. Il en découle que le bassin d'Ahnet ne peut être considéré comme un bassin mature.

III.1.2- Analyse numérique:

Les graphes des figures (6.5), (6.6) et (6.7) représentent les données des réserves d'hydrocarbures et la droite de la régression linéaire.

La relation linéaire entre le log et le nombre de découvertes est mise en évidence par les éléments suivants: le calcul du coefficient de corrélation, et l'analyse des résidus.

- Coefficients de corrélation:

Les coefficients de corrélation ainsi que la droite de la régression linéaire entre le logarithme népérien de la taille des champs et le nombre de découvertes sont donnés dans le tableau ci-dessous:

REGION	Pétrole/Gaz	Droite de régression	Coef. Corr. R^2
Bassin d'Illizi	Gaz	$Y = 8.6965 - 0.0075 * X$	0.3541
	Pétrole	$Y = 10.1044 - 0.0108 * X$	0.4337
Bassin Triassique	Gaz	$Y = 11.5179 - 1.0446 * X$	0.5218
	Pétrole	$Y = 11.6716 - 0.0360 * X$	0.6943
Bassin d'Ahnet	Gaz	$Y = 9.3094 + 0.0002 * X$	0.2816

Tableau (6.3): Droite et coefficient de régression pour les différents bassins étudiés

La droite de régression ajustant les données du bassin d'Ahnet ne fait que confirmer que ce dernier n'a pas encore atteint le stade de maturité requis. La figure (6.7), montrant l'allure constante de la droite d'ajustement, nous amène à penser que ce bassin est dans un stade transitoire d'immature à mature.

Nous appliquerons donc notre modèle à ce bassin, tout en insistant sur le fait que les prévisions qui seront élaborées ne pourront être considérées qu'à court terme.

- Analyse des résidus:

Les résidus engendrés par l'ajustement de la droite linéaire aux données sont calculés puis analysés à travers le logiciel UNIFIT. Les graphes des figures (6.11), (6.12) et (6.13) représentant l'output de ce logiciel, confirment l'adéquation de la régression log-linéaire utilisée. En effet, les résidus représentés dans ces graphes suivent, à peu de choses près, une loi normale confirmant ainsi l'adéquation de la normalité de la densité de probabilité du logarithme de la taille des champs.

DROITE D'AJUSTEMENT DES RESIDUS PAR LA LOI NORMALE

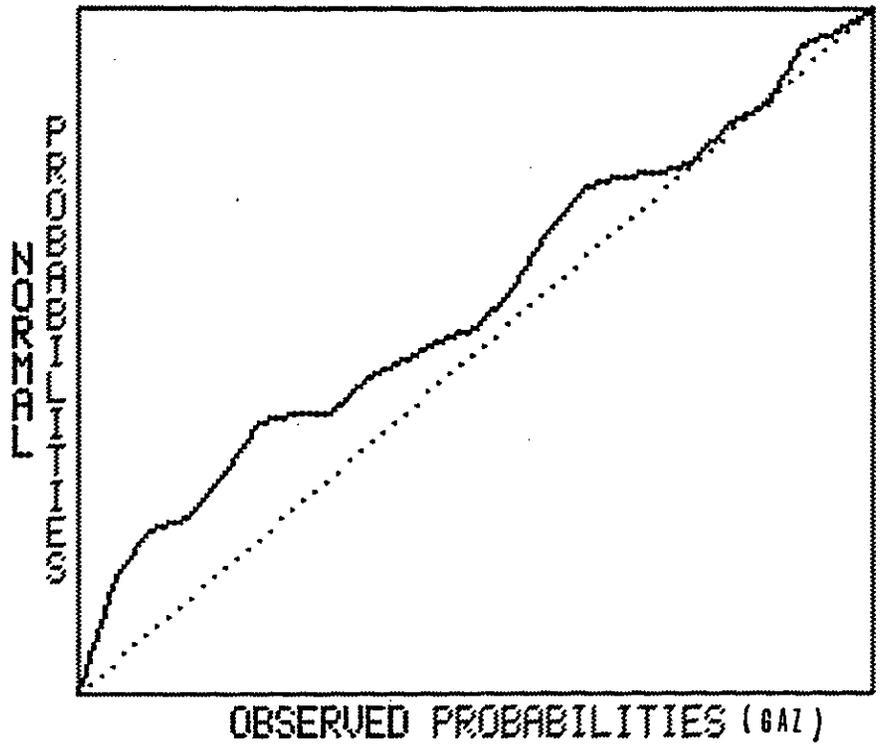
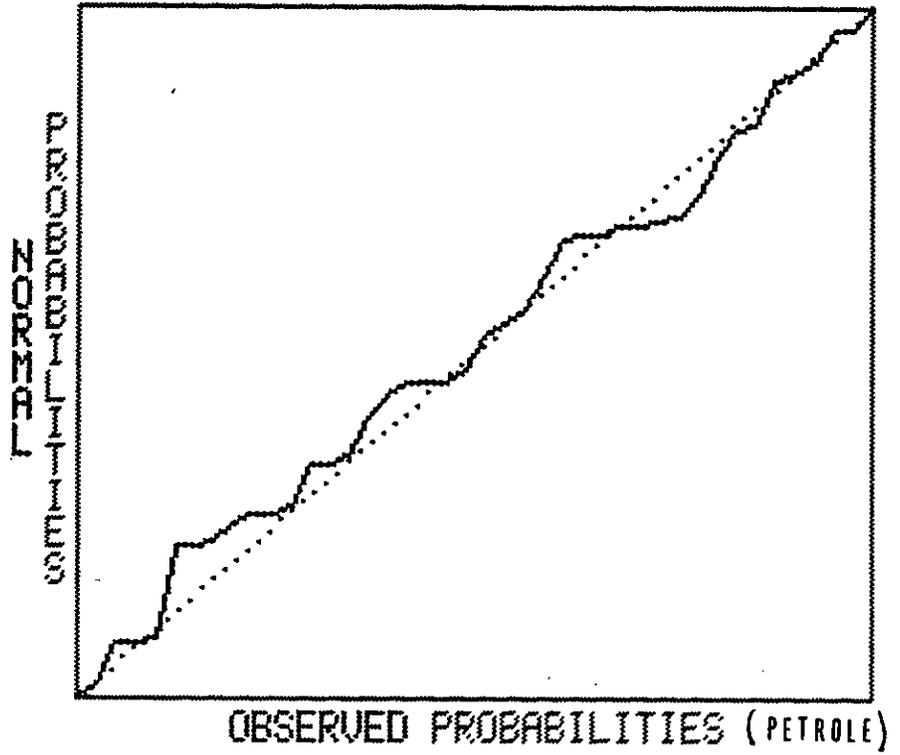


Fig 6.11 BASSIN TRIASSIQUE

DROITE D'AJUSTEMENT DES RESIDUS PAR LA LOI NORMALE

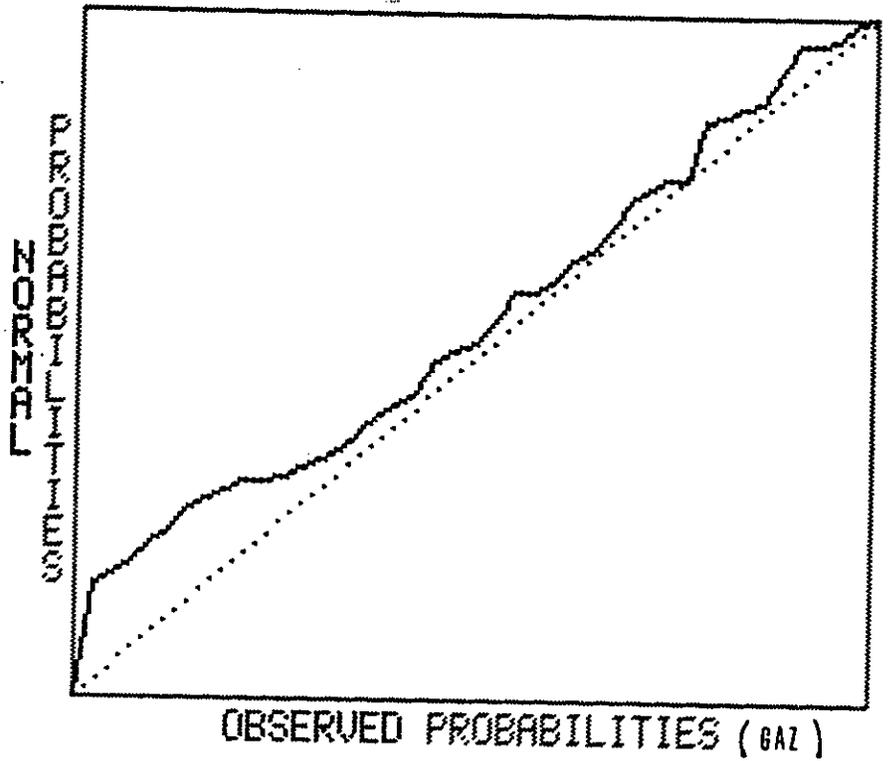
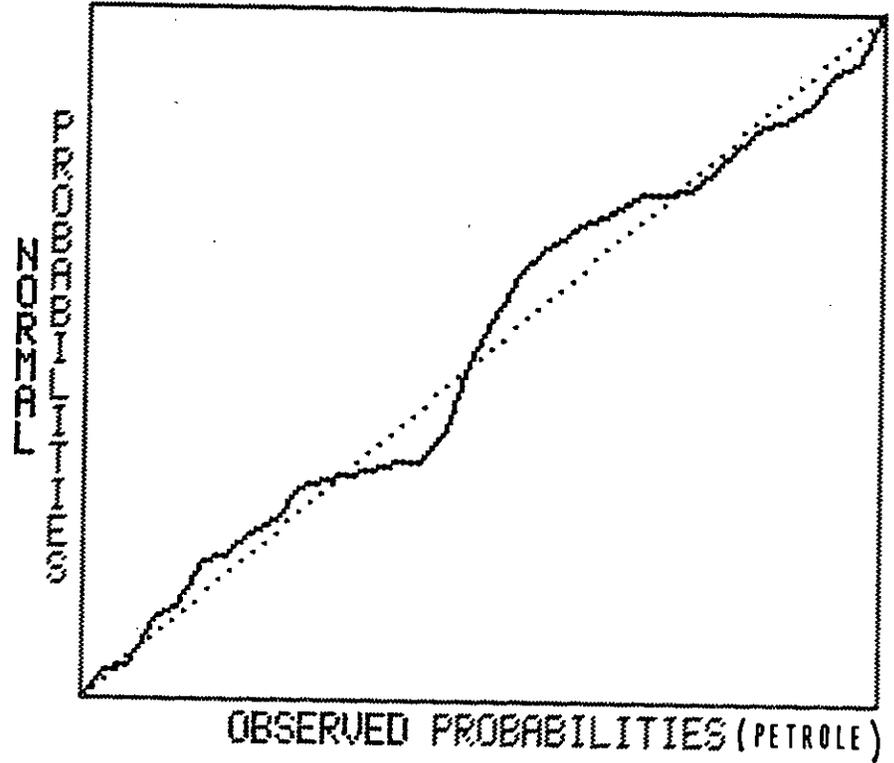


Fig 6.12 BASSIN D'ILLIZI

DROITE D'AJUSTEMENT DES RESIDUS PAR LA LOI NORMALE

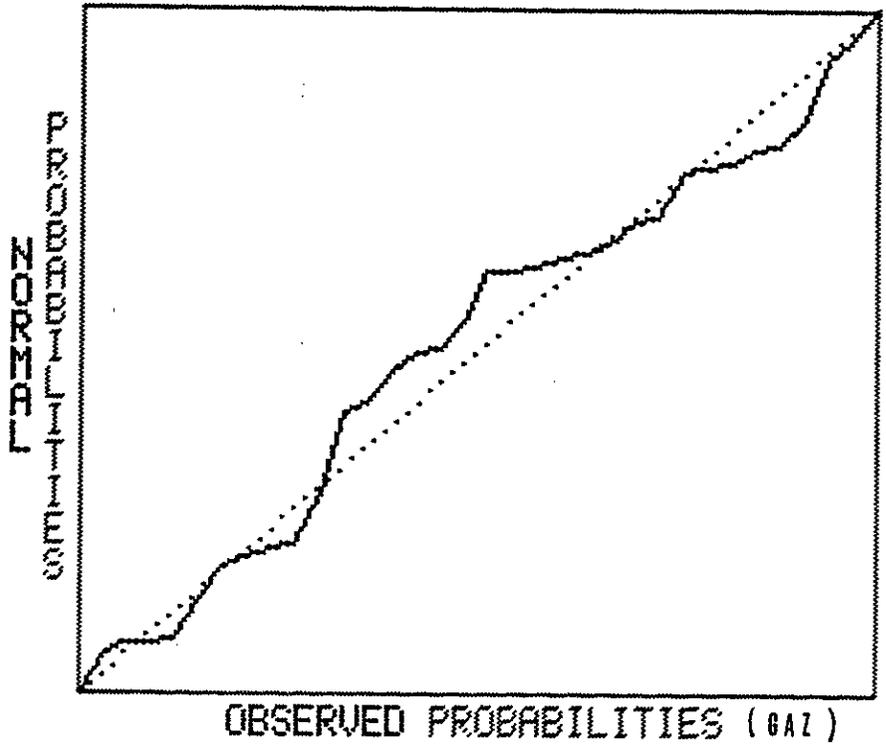


Fig 6.13 BASSIN D'AHNET

III.2- Normalité de la distribution de la taille des champs:

On se propose ci-contre, de vérifier l'hypothèse de normalité concernant le logarithme de la taille des champs, et ce par l'utilisation du test W élaboré par Shapiro et Wilk [SHA,65].

Ce test, contrairement aux autres tests de normalité, s'avère très puissant pour tester des échantillons de petite taille ($n \leq 50$). Nous appliquerons donc ce test pour la taille des bassins avec un risque $\alpha = 5\%$ et $\alpha = 1\%$.

Le résultat de ce test est présenté dans le tableau (6.2), le principe de test W étant donné en intégralité en annexe 3.

Province	Pétrole/Gaz	W	W5%	W1%	Lognormal?
Bassin d'illizi	Gaz	0.976	0.945	0.926	Oui
	Pétrole	0.986	0.935	0.912	Oui
Bassin Triassique	Gaz	0.954	0.918	0.888	Oui
	Pétrole	0.963	0.944	0.924	Oui
Bassin d'Ahnet	Gaz	0.969	0.935	0.912	Oui

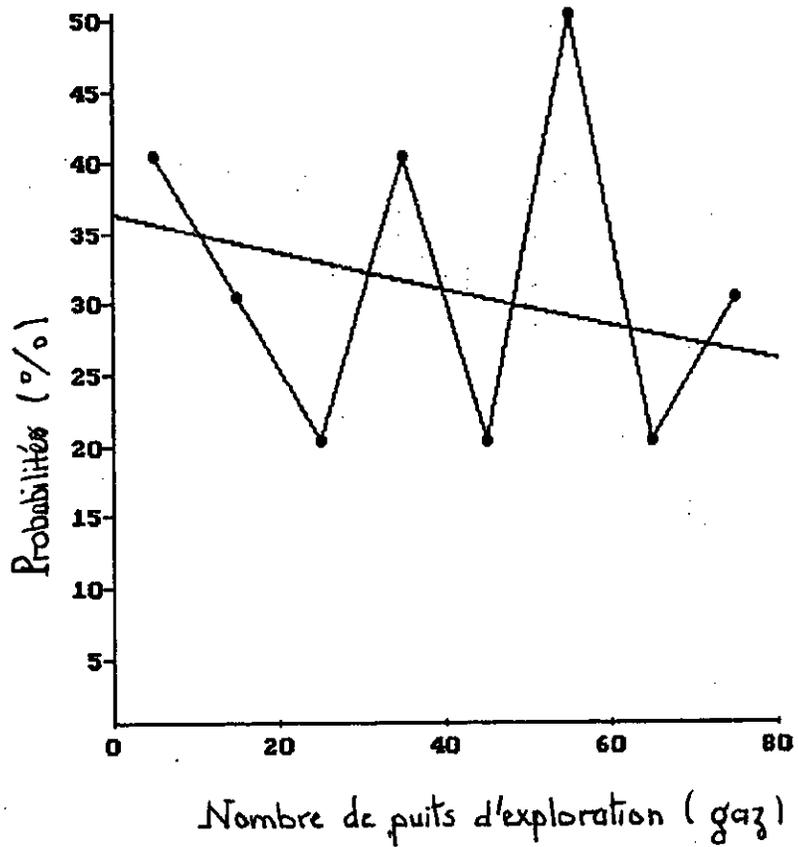
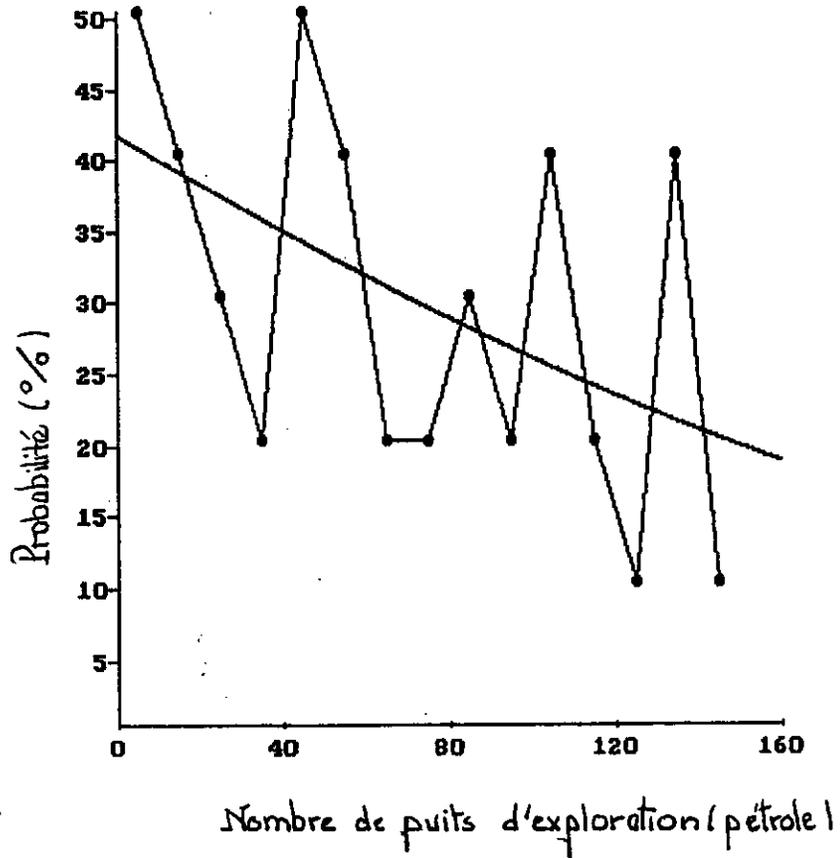
Tableau (6.1): Valeurs de la statistique W et test de Normalité pour les bassins étudiés.

L'hypothèse de normalité appliquée au logarithme népérien de la taille des champs est acceptée pour tous les bassins étudiés, avec un risque $\alpha = 5\%$.

III.3- Analyse du taux de succès:

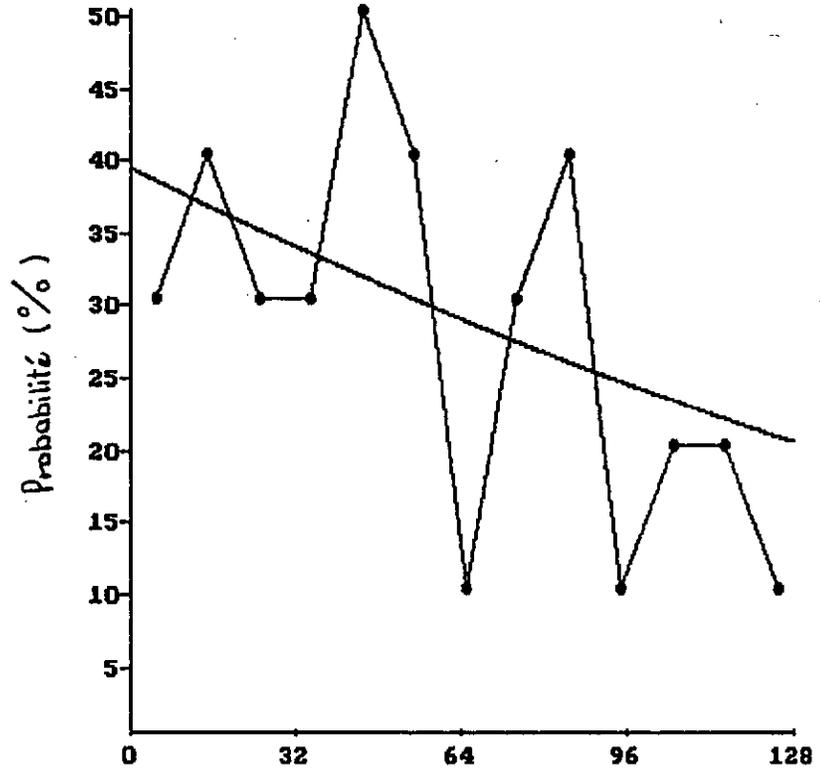
L'ajustement du taux de succès par la fonction logistique est représenté par les figures (6.8), (6.9) et (6.10). Ces

FIGURE (6.8) : AJUSTEMENT DU TAUX DE SUCCES PAR LA FONCTION LOGISTIQUE

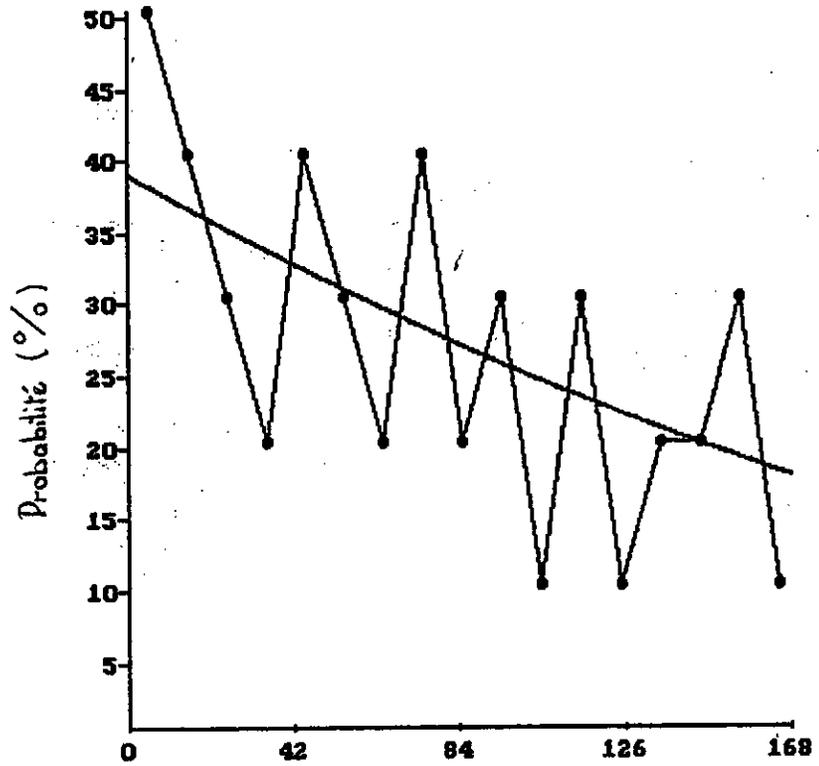


BASSIN TRIASSIQUE

FIGURE (6.9) : AJUSTEMENT DU TAUX DE SUCCES PAR LA FONCTION LOGISTIQUE



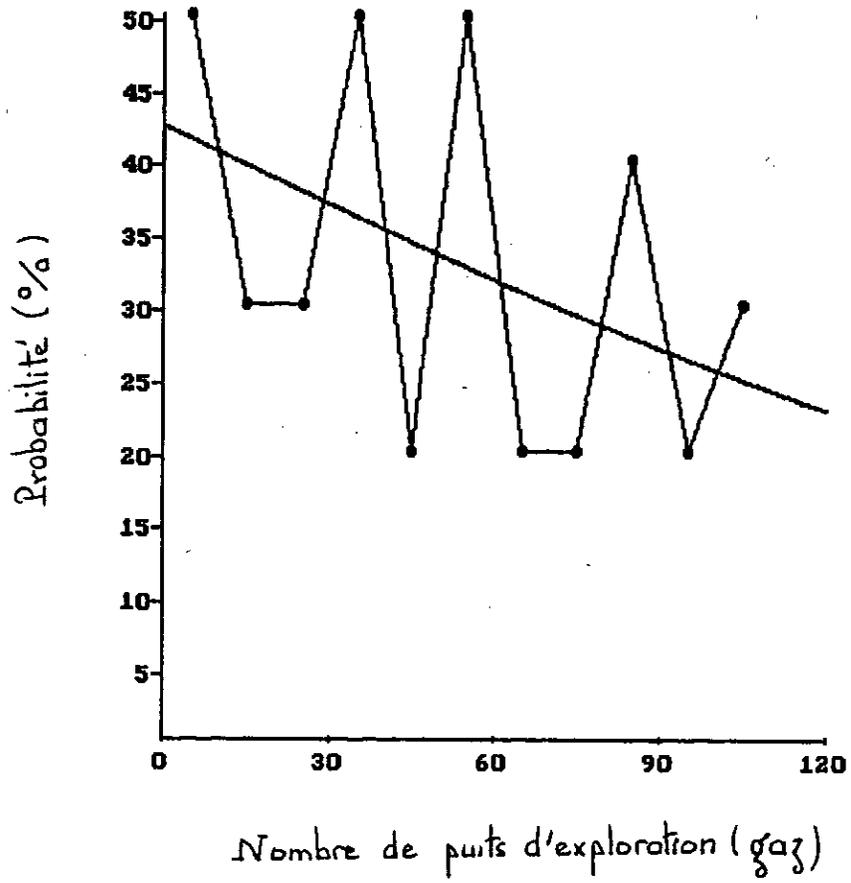
Nombre de puits d'exploration (pétrole)



Nombre de puits d'exploration (gaz)

BASSIN D'ILLIZI

FIGURE (6.10) : AJUSTEMENT DU TAUX DE SUCCES PAR LA FONCTION LOGISTIQUE



BASSIN D'AHNET

graphes ont été élaborés en représentant la probabilité de succès pour les puits d'exploration considérés par classes de 10 puits.

La modélisation du taux de succès par la fonction logistique, qui de loin paraît la plus vraisemblable, ne semble être valable que pour le bassin Triassique. En effet, lors de l'application de cette fonction, nous avons considéré le fait que les forages d'exploration se font avec rationalité, ce qui n'est pas toujours vrai dans les cas réels.

Aussi, pour pouvoir appliquer notre modèle, nous supposerons que cette hypothèse est vérifiée pour tous les bassins étudiés.

CHAPITRE VII

RESULTATS ET INTERPRETATIONS

CHAPITRE VII

RESULTATS ET INTERPRETATION

I- Présentation générale du logiciel:

Le logiciel que nous avons développé pour l'estimation des réserves non découvertes a été écrit en Turbo Pascal V6.0, sur un micro-ordinateur compatible IBM disposant de 04 MO de RAM. Nous avons doté notre logiciel d'une interface homme-machine de haut niveau, permettant ainsi de faciliter son utilisation. Cette interface de communication consiste en:

- Une présentation multi-fenêtres, l'utilisation d'icônes et de menus déroulants,
- Une fonction "AIDE",
- Des procédures graphiques permettant une visualisation des différents ajustements concernant les données initiales ainsi qu'une visualisation des distributions de probabilités des résultats obtenus.

Nous avons conçu notre logiciel de manière à laisser à l'utilisateur le choix de fixer les paramètres suivants:

- Le nombre de passes de simulation pour estimer les réserves pouvant être découvertes par bassin,
- Le nombre de puits d'exploration à forer pour obtenir ces découvertes,
- Le nombre de passes de simulation pour l'agrégation de plusieurs bassins.

De plus amples informations concernant l'utilisation de notre logiciel sont données en annexe, dans un guide d'utilisation.

II- Présentation des résultats:

Nous avons intégré dans notre logiciel des procédures graphiques permettant la visualisation du profil décroissant de la taille des champs ainsi que la visualisation de l'ajustement du logarithme népérien de leurs tailles et l'ajustement du taux de succès.

Les résultats obtenus après chaque simulation seront exprimés sous forme de distributions de probabilités, traduisant ainsi le facteur d'incertitude et la subjectivité qui interviennent dans l'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes.

Le logiciel donnera sous forme graphique les distributions suivantes:

- Distribution de probabilité du nombre des futures découvertes.
- Distribution de probabilité cumulée des réserves d'hydrocarbures non découvertes.
- Distribution de probabilité des réserves totales d'hydrocarbures non découvertes, après l'agrégation de plusieurs bassins.

III- Estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes:

L'estimation des réserves totales d'hydrocarbures non découvertes pour l'ensemble des bassins étudiés sera effectuée en deux parties.

Dans un premier temps, une estimation des réserves non découvertes est élaborée pour chaque bassin. Seuls les bassins Triassique, d'Illizi et d'Ahnet, pour lesquels nous avons vérifié les conditions d'application du modèle au chapitre précédent, ont été considérés. Nous avons fixé un nombre de simulations relativement élevé (3000 simulations) afin d'obtenir une distribution de probabilité convergant le plus vers la distribution de probabilité réelle. Le temps de calcul requis pour ces simulations est de l'ordre d'une minute, pour un ordinateur de 25 Mhz.

Le nombre de puits d'exploration introduit dans le modèle a été fixé à 40.

● Résultats et interprétations:

Le résultat de ces simulations nous donnera donc des estimations des réserves d'hydrocarbures non découvertes pour les trois bassins auxquels le modèle a été appliqué.

Les graphes des figures (7.1) et (7.4), (7.2) et (7.5), et (7.3) et (7.6), pour les bassins Triassique, d'Illizi et d'Ahnet, respectivement, illustrent la distribution de probabilité de ces réserves d'hydrocarbures ainsi que la distribution de probabilité du nombre de découvertes.

Pour la distribution de probabilité du nombre de découvertes, nous avons conçu notre logiciel de manière à ce qu'il calcule le mode, la médiane et la moyenne de cette distribution.

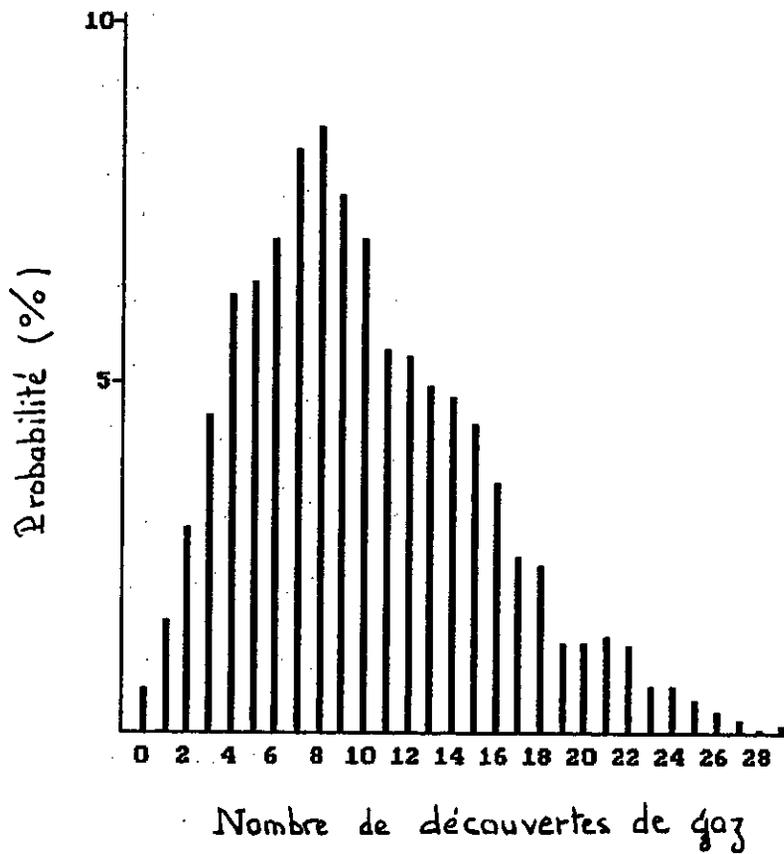
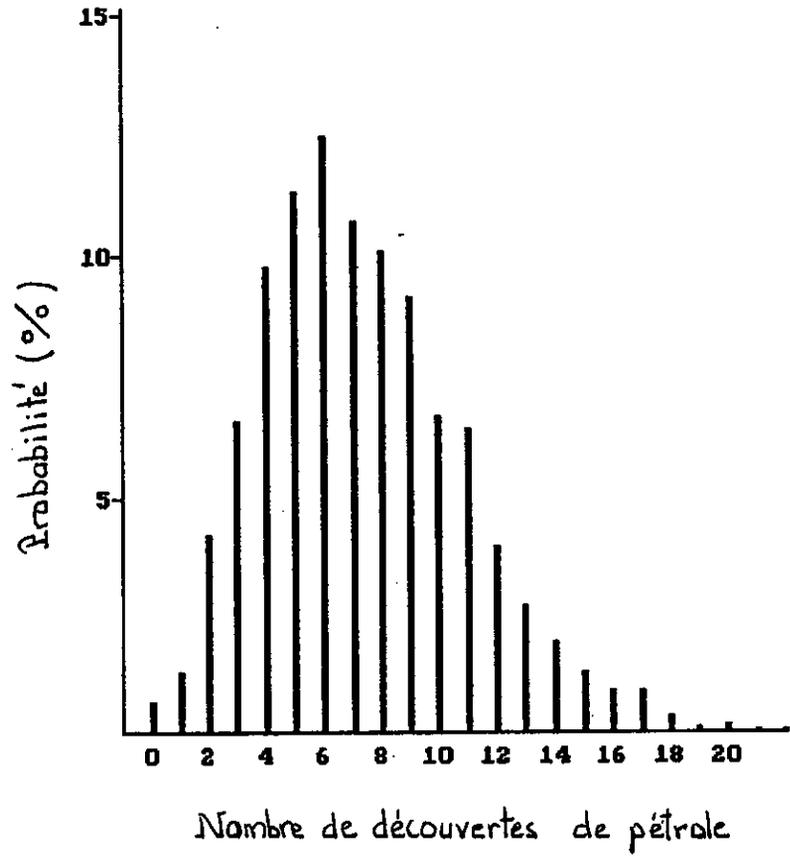
Les paramètres de cette distribution, élaborée pour chaque bassin, sont donnés par le tableau suivant:

Région	Pétrole/Gaz	Médiane	Mode	Moyenne
Bassin Triassique	Pétrole	7.44	6	7.58
	Gaz	9.26	8	10.00
Bassin d'Illizi	Pétrole	7.13	5	7.86
	Gaz	6.07	6	6.77
Bassin d'Ahnet	Gaz	9.84	7	9.58

Tableau (7.2): paramètres de la distribution de probabilité du nombre de découvertes

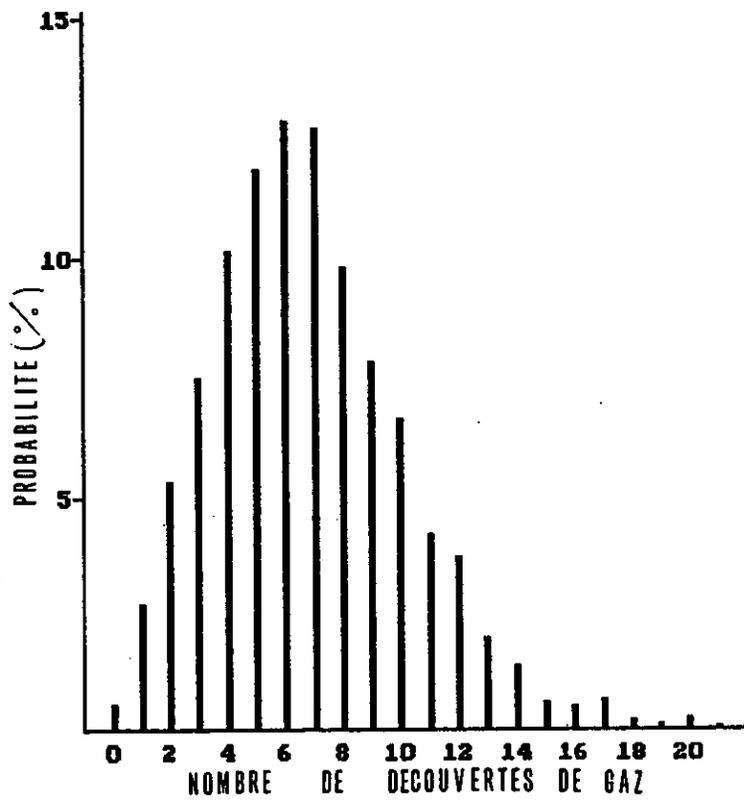
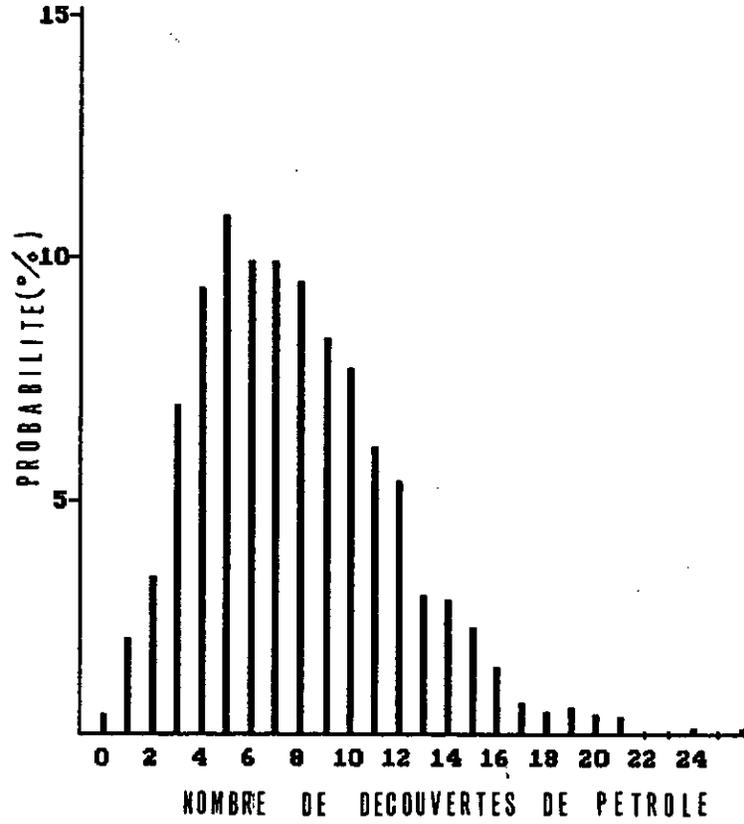
Ces valeurs représentent une estimation du nombre des futures découvertes qui pourraient être réalisées dans chaque bassin en

Figure (7.1) : FONCTION DE DENSITE DE PROBABILITE DU NOMBRE DE DECOUVERTES



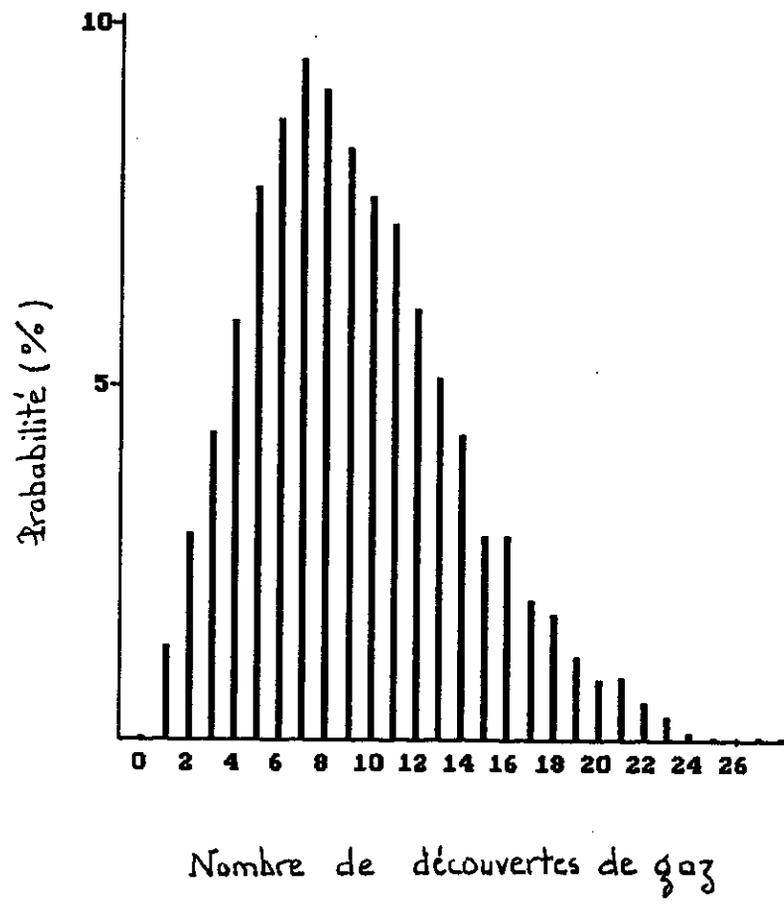
BASSIN TRIASSIQUE

Figure (7.2) : FONCTION DE DENSITE DE PROBABILITE DU NOMBRE DE DECOUVERTES



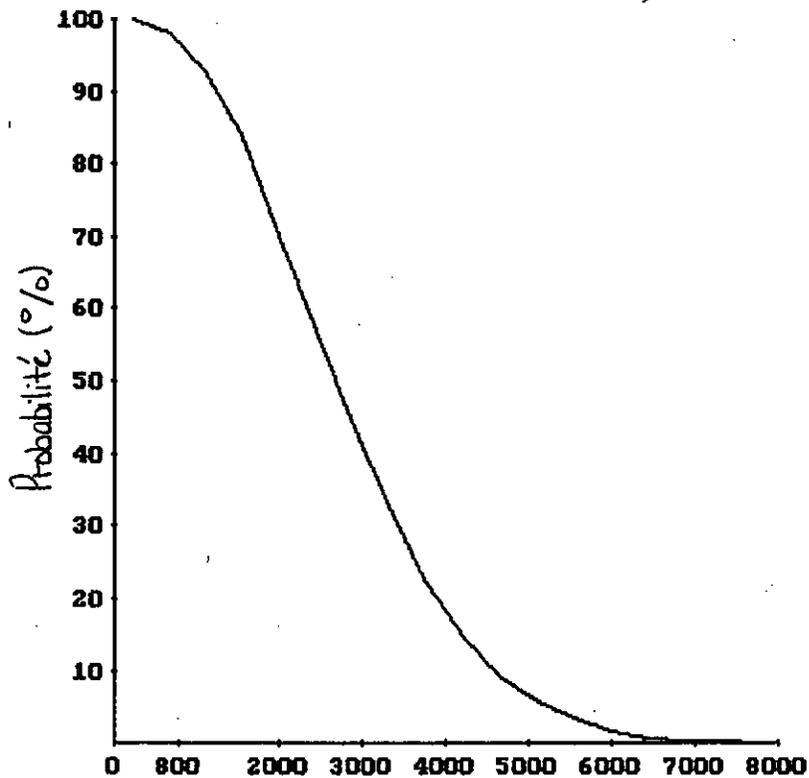
BASSIN D'ILLIZI

Figure (7.3) : FONCTION DE DENSITE DE PROBABILITE DU
NOMBRE DE DECOUVERTES

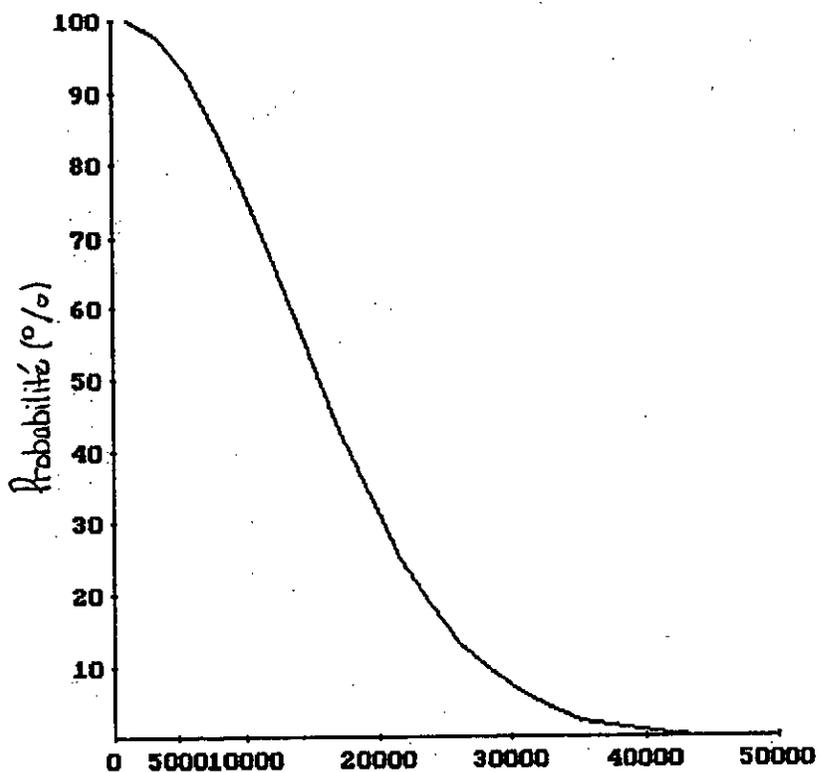


BASSIN D'AHNET

FIGURE (7.4) : FONCTION DE DENSITE DE PROBABILITE CUMULEE DES RESERVES D'HYDROCARBURES



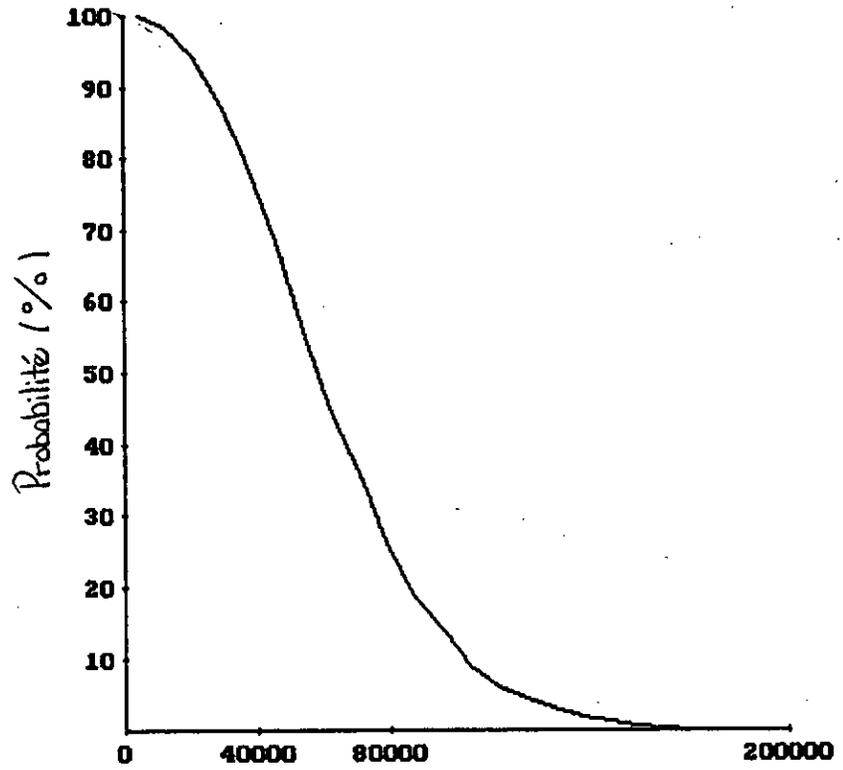
Volume de découvertes de pétrole ($10^3 m^3$)



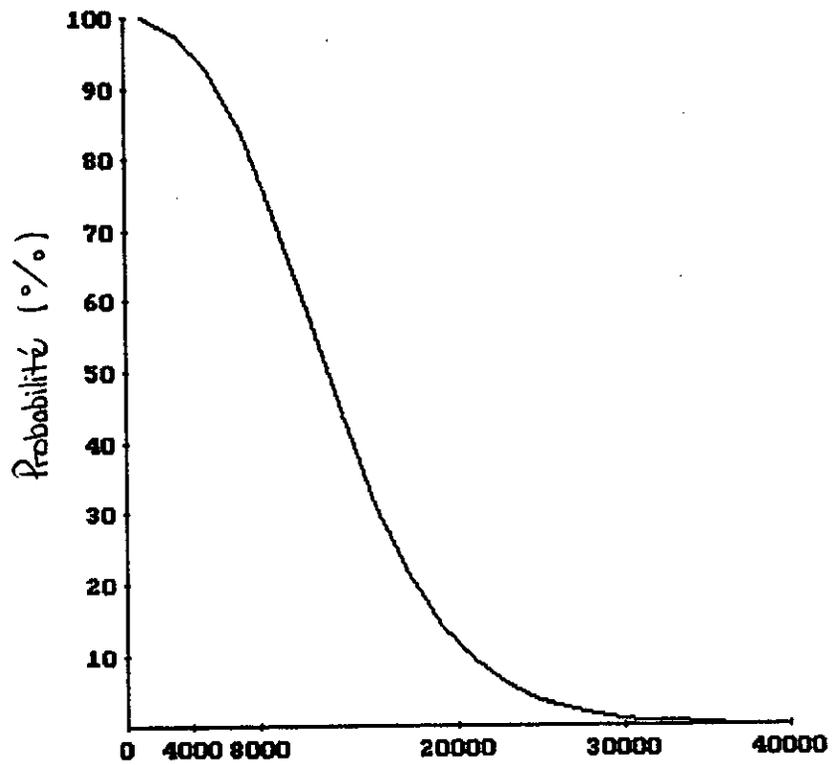
Volume de découvertes de gaz ($10^6 m^3$)

BASSIN TRIASSIQUE

FIGURE (7.5) : FONCTION DE DENSITE DE PROBABILITE CUMULEE DES RESERVES D'HYDROCARBURES



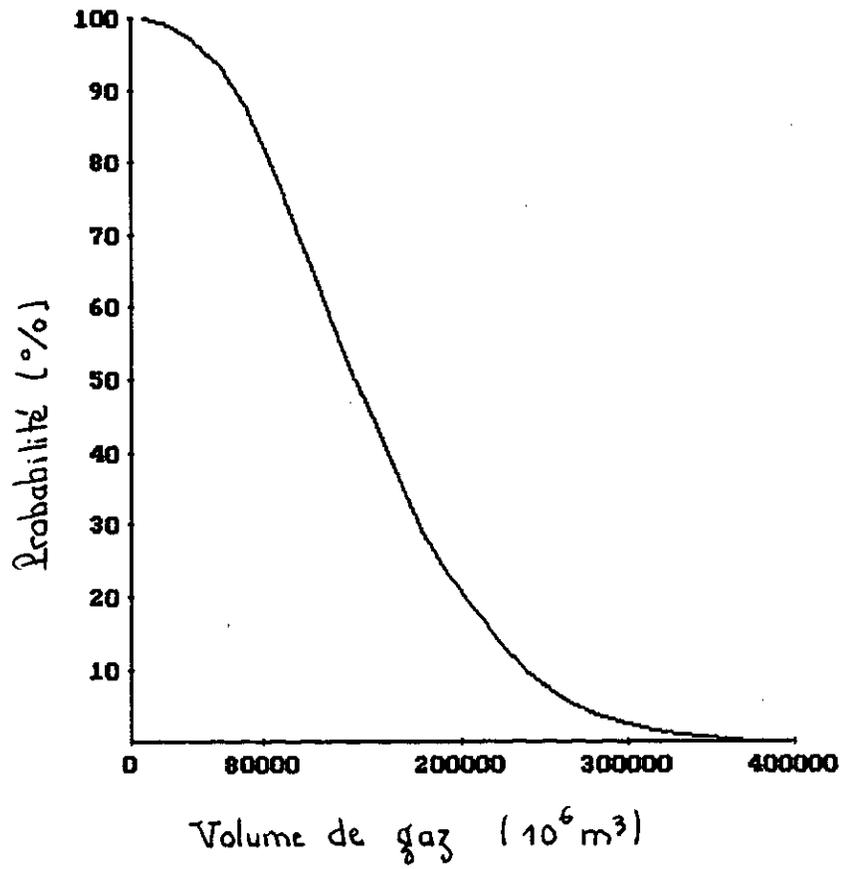
Volume de découvertes de pétrole ($10^3 m^3$)



Volume de découvertes de gaz ($10^6 m^3$)

BASSIN D'ILLIZI

FIGURE (7.6) : FONCTION DE DENSITE DE PROBABILITE CUMULEE DES
RESERVES D'HYDROCARBURES



BASSIN D'AHNET

ayant foré 40 puits, et ne laissent pas espérer beaucoup de découvertes. En effet, la moyenne des découvertes qui pourraient être obtenues pour chaque bassin, 10 dans le meilleur des cas, ne représente que 15 à 25% des puits forés. En analysant le mode de chaque distribution, qui est donc la valeur la plus probable, les résultats sont plus pessimistes: 12 à 20% uniquement des puits forés pourraient conduire à des découvertes. On notera aussi que, pour la majorité des bassins, le nombre des découvertes de gaz naturel est plus élevé que celui du pétrole brut.

Le volume total moyen de ces découvertes est calculé par le logiciel et sera représenté par la moyenne de la distribution cumulée des réserves d'hydrocarbures (fig (7.4), (7.5) et (7.6)). Les réserves moyennes des différents bassins sont présentées dans le tableau suivant:

	Bassin Triassique		Bassin d'Illizi		Bassin d'Ahnet
	Pétrole	Gaz	Pétrole	Gaz	Gaz
Réserves moyennes	12643.0 ($10^3 m^3$)	2329.8 ($10^6 m^3$)	10889.9 ($10^3 m^3$)	43201.1 ($10^6 m^3$)	44850.1 ($10^6 m^3$)

Tableau (7.2): Moyennes des distributions de probabilités cumulées des réserves d'hydrocarbures

Il serait intéressant de comparer ce volume moyen des réserves restants à découvrir, estimé par notre modèle, avec l'ensemble des découvertes réalisées à ce jour. Le rapport de ces réserves (réserves non découvertes/réserves totales découvertes) est donné dans le tableau suivant:

	Bassin Triassique		Bassin d'Illizi		Bassin d'Ahnet
	Pétrole	Gaz	Pétrole	Gaz	Gaz
Rapport	0.16%	0.62%	0.74%	7.62%	5.76%

Tableau (7.3): Réserves non découvertes / Réserves totales découvertes

En examinant de près ces valeurs, on en déduit que la plus grande partie des réserves a déjà été découverte, et que les réserves restantes ne représentent qu'un faible pourcentage d'entre elles. Cependant, et cela confirme la remarque qui a été faite précédemment, les futures découvertes de gaz naturel, notamment pour le bassin d'Illizi et d'Ahnet, sont beaucoup plus prometteuses que celle du pétrole brut.

IV- Agrégation des réserves des différents bassins:

Les estimations précédentes ont été réalisées pour chaque bassin séparément. Afin d'obtenir une estimation globale pour tous ces bassins, nous avons introduit au niveau de notre logiciel une procédure d'agrégation permettant de sommer, sous forme d'une distribution de probabilité, l'ensemble des résultats obtenus.

Au niveau de l'agrégation, nous ne considérerons que les bassins Triassique et d'Illizi, et nous omettrons le bassin d'Ahnet, car ce dernier n'ayant pas encore atteint le stade mature, les estimations le concernant sont à court terme. En effet, il serait plus judicieux de considérer ces estimations séparément. Précisons, cependant, que notre logiciel est conçu pour agréger autant de bassins que le souhaite l'utilisateur, et l'agrégation de ces trois bassins peut être facilement réalisée.

IV.1- Résultats de l'agrégation des réserves:

Les résultats de l'agrégation des distributions des réserves d'hydrocarbures non découvertes sont représentés dans la figure (7.7). Les volumes moyens de ces réserves sont de $44\ 850.1\ 10^9\text{m}^3$ pour le pétrole brut et de $24\ 911.3\ 10^6\text{m}^3$ pour le gaz naturel.

IV.2- Interprétation des résultats:

Les résultats des prévisions réalisées par notre modèle ne sont pas très encourageants pour l'Algérie. En effet, chose qui a été déjà remarquée, l'estimation des réserves non découvertes comparée aux réserves totales découvertes à ce jour représente un très faible pourcentage. Ces estimations sont cependant plus optimistes pour le gaz naturel que pour le pétrole. Il faut insister sur le fait que nous avons obtenu ces résultats avec l'hypothèse que 40 puits d'explorations devaient être forés. Aussi, nous étudierons l'évolution des réserves non découvertes en fonction de l'augmentation du nombre de puits.

V- Evolution des réserves d'hydrocarbures non découvertes en fonction des puits d'exploration:

La troisième partie de notre étude consiste en l'étude de l'évolution des moyennes des réserves obtenues en fonction du nombre de puits d'exploration devant être forés. Pour ce, des simulations ont été effectuées avec différentes valeurs de puits d'exploration.

Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux suivants:

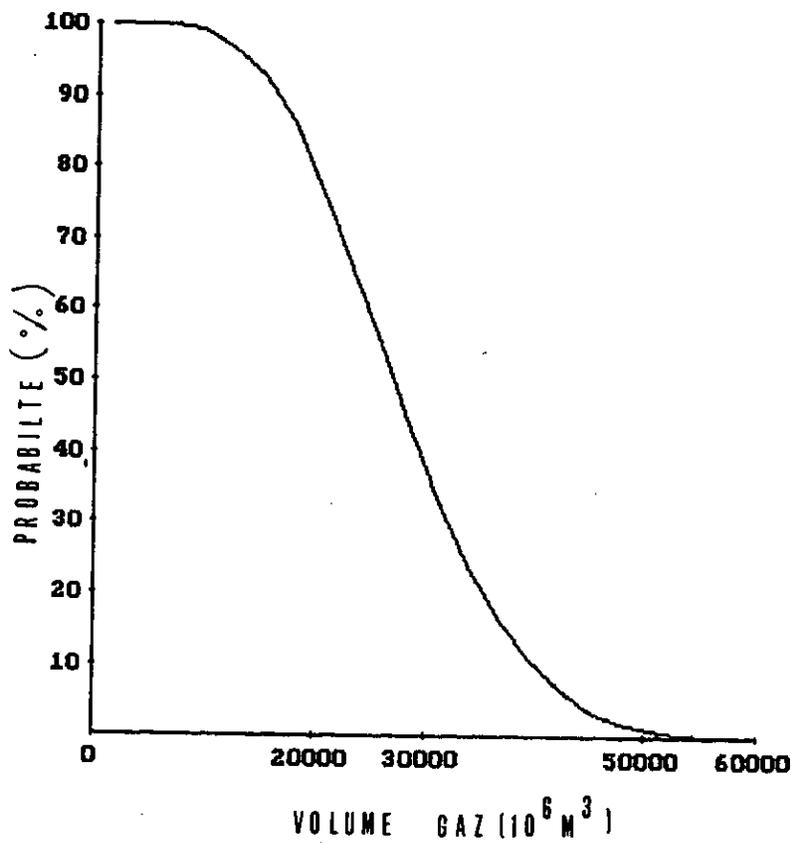
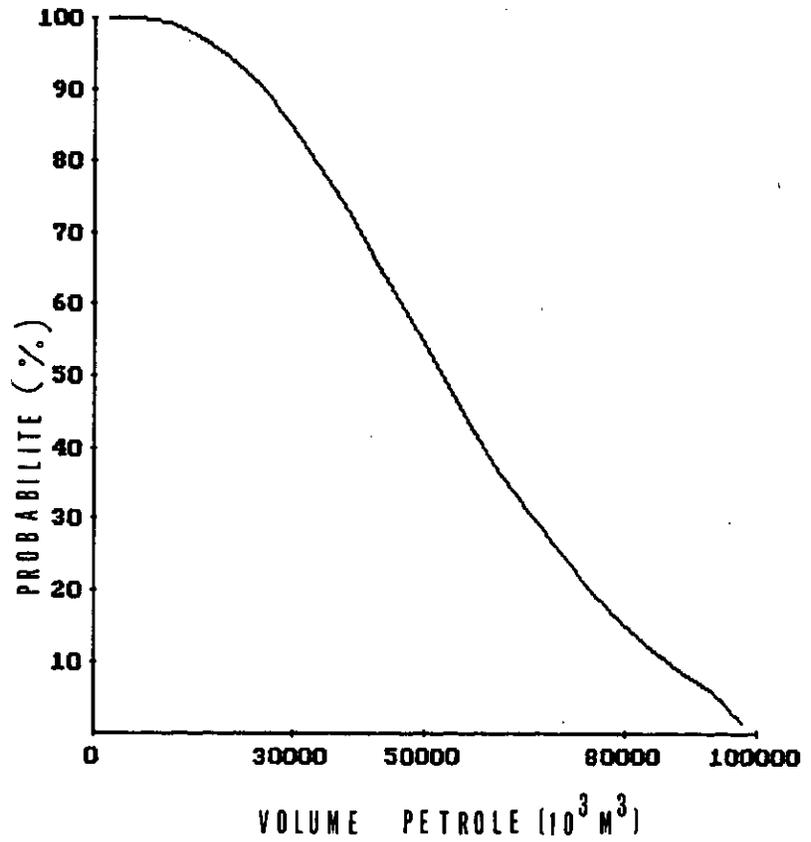


Fig 7.7: DISTRIBUTION DES RESERVES TOTALES D'HYDROCARBURES

Moyennes des réserves de pétrole (en 10^3 m^3)			
BASSIN			Agrégation
Nb Puits	Triassique	Illizi	
10	981.4	13353.4	16143.5
20	1613.9	24713.9	29001.1
30	2023.6	34575.9	39118.0
40	2329.8	43201.1	44850.1
50	2566.1	50730.9	55899.0
60	2617.0	56682.3	63307.5
70	2725.4	63319.0	69601.3
80	2782.6	65978.1	74840.0
90	2845.2	71289.0	79707.1
100	2850.2	75296.1	84120.2

Tableau (7.4): Evolution des moyennes des réserves de pétrole

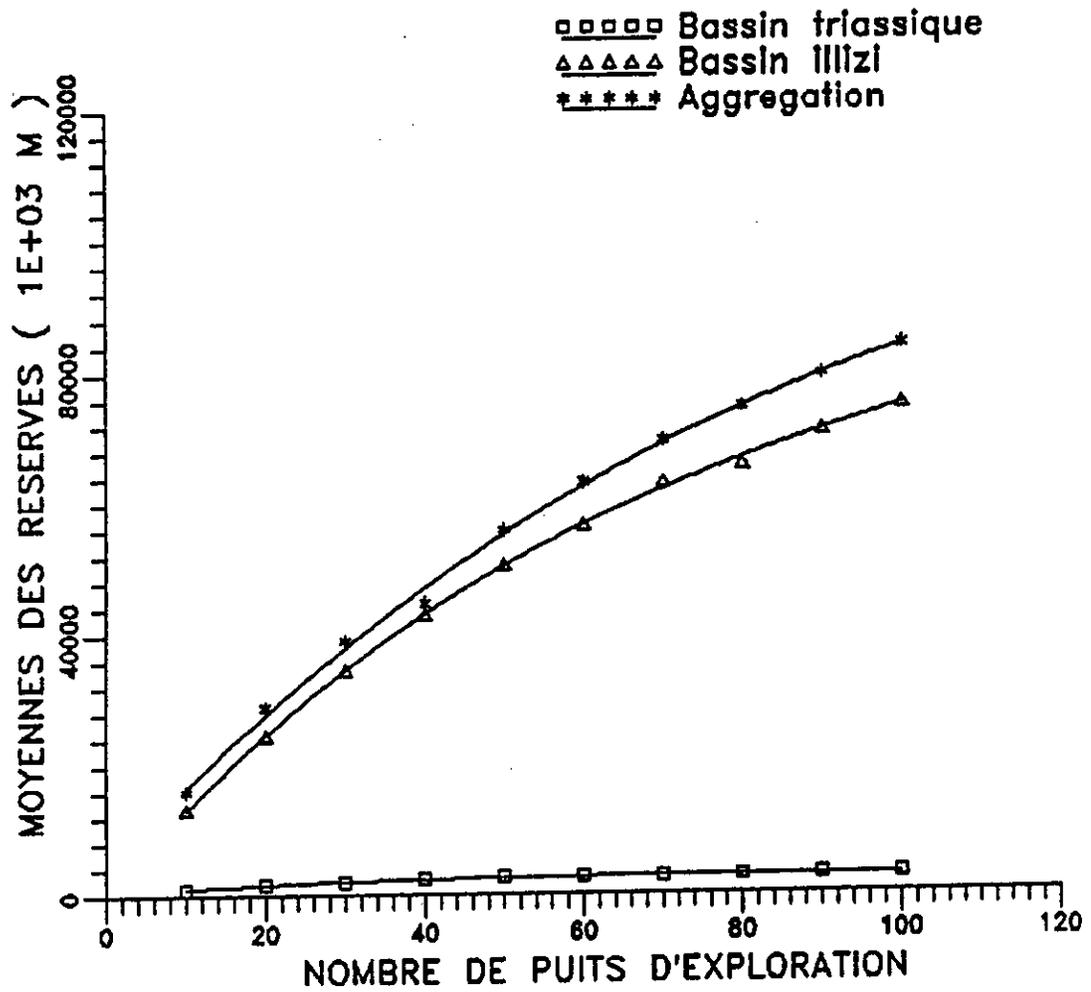
Moyennes des réserves de gaz (en 10^6 m^3)			
BASSIN			Agrégation
Nb Puits	Triassique	Illizi	
5	3209.7	1603.5	5608.0
10	5697.8	3080.2	9586.9
20	9393.1	6058.2	16489.6
30	11356.1	8489.8	21117.8
40	12643.0	10889.9	24911.3
50	13641.9	12387.0	27333.2
60	14007.2	14296.8	29975.3
70	14541.5	16085.4	32605.5
80	14715.2	17441.8	33971.5
90	14918.7	18221.2	34591.4
100	15100.3	19239.3	35965.7

Tableau (7.5): Evolution des moyennes des réserves de gaz

● Représentation graphique et interprétation:

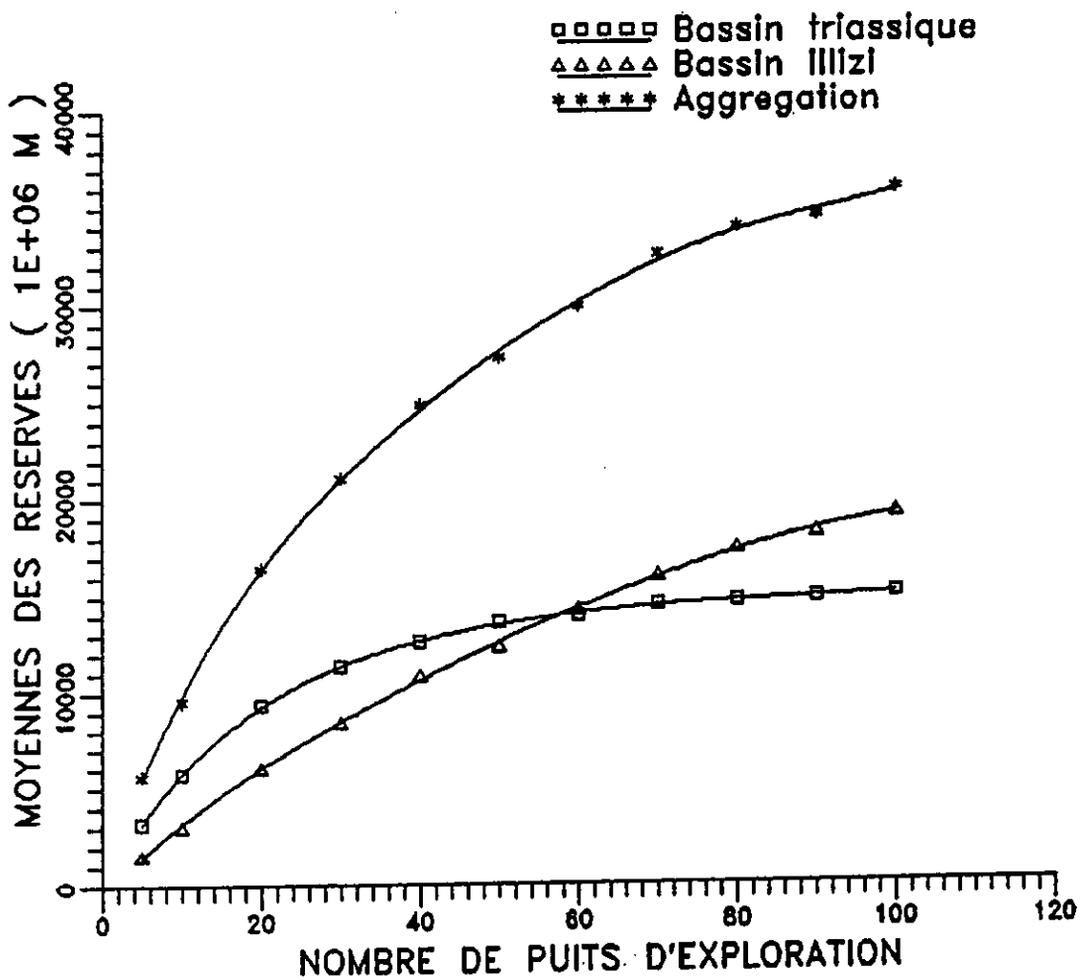
Les figures (7.8) et (7.9) représentent l'évolution des moyennes des réserves, mettant en évidence le déclin de ces réserves au fur et à mesure que le nombre de puits d'exploration augmente, montrant ainsi que même si l'on intensifie l'effort d'exploration, les chances de découverte de nouvelles réserves deviennent de plus en plus faibles et que les réserves d'hydrocarbures existent en quantités limitées.

Cependant, on peut remarquer que ce déclin est beaucoup plus prononcé pour le bassin triassique que pour le bassin d'Illizi. Ceci laisse espérer que ce dernier bassin peut recéler des quantités d'hydrocarbures plus intéressantes, notamment pour le gaz naturel.



EVOLUTION DES RESERVES DE PETROLE EN FONCTION DES PUIITS D'EXPLORATION

Fig 7.8



EVOLUTION DES RESERVES DE GAZ EN FONCTION DES Puits D'EXPLORATION

Fig 7.9

CONCLUSION

CONCLUSION

Nous avons proposé, au travers de cette étude, un modèle probabilistique pour l'estimation des réserves d'hydrocarbures non découvertes. L'analyse détaillée, région par région, a montré une très grande disparité entre ces régions, avec un petit nombre d'entre elles très riches en hydrocarbures et une majorité relativement pauvres, ce qui est tout à fait conforme à la répartition normale des phénomènes de la nature.

L'application de notre modèle aux bassins sédimentaires de l'Algérie, grâce à l'élaboration d'un logiciel, a donné des résultats plutôt pessimistes. Néanmoins, la situation demeure incontestablement plus ouverte en ce qui concerne le gaz naturel, pouvant ainsi conditionner l'orientation à prendre.

Il faut cependant préciser que nous avons tenu un raisonnement en termes de probabilités, ce qui n'exclue pas la découverte de champs de tailles commercialement intéressantes.

Notons, que nos résultats ont été obtenus sur la base des estimations des réserves prouvées que la SONATRACH a mis à notre disposition. De plus, le modèle que nous avons développé n'est pas un modèle figé dans le temps, mais susceptible d'évoluer avec essentiellement une actualisation des données de base.

Ainsi, la découverte de nouveaux champs ou une réévaluation des réserves en place (prouvées, probables et possibles) pourrait avoir pour effet d'améliorer les prévisions de ce modèle et laisserait entrevoir des horizons beaucoup plus encourageants.

Une nette amélioration des conditions techniques et économiques relatives aux activités de l'exploration peut faire augmenter le taux de succès, car ces nouvelles conditions permettront l'orientation de l'effort d'exploration vers la

recherche de champs plus petits, recherche considérée jusqu'alors comme trop coûteuse. Notre modèle sera, par la suite, particulièrement sensible à cette augmentation du taux de succès, et cela se traduira par des prévisions beaucoup plus optimistes.

Précisons aussi que nous avons ajusté le taux de succès par une fonction logistique linéaire. Un ajustement par une autre fonction pourrait s'avérer plus adéquat et aurait ainsi pour conséquence d'améliorer considérablement notre modèle, et plus particulièrement les prévisions.

Il est important d'insister sur le fait que les estimations obtenues représentent les réserves restant à découvrir en termes de volumes initiaux en place, et non pas les réserves récupérables, car les difficultés techniques font que les réserves récupérées sont beaucoup moins importantes que les réserves initialement en place. Une étude approfondie des taux de récupération par bassin donnera lieu ainsi, à une estimation des réserves récupérables.

ANNEXES

ANNEXE I

DEMONSTRATION DES EQUATIONS DU MOLDELE

● Démonstration de l'équation (4.2)

$$P(V/\mu, \sigma^2, \lambda) = V^\lambda P(V/\mu, \sigma^2) / \int_0^\infty V^\lambda P(V/\mu, \sigma^2) dV$$

ou $P(V/\mu, \sigma^2, \lambda) = LN(V/\mu, \sigma^2)$

$$P(V/\mu, \sigma^2, \lambda) = V^\lambda LN(V/\mu, \sigma^2) / \int_0^\infty V^\lambda P(V/\mu, \sigma^2) dV$$

$$LN(V/\mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(\ln(v) - \mu)^2}{2\sigma^2}}$$

$$P(V/\mu, \sigma^2, \lambda) = A / \int A dv$$

avec

$$A = LN(V/\mu, \sigma^2) = V^\lambda \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(\ln(v) - \mu)^2}{2\sigma^2}}$$

En effectuant le changement de variable suivant:

$$\ln(v) = x \Rightarrow dx = dv/v$$

$$\text{et } v = e^x \Rightarrow v^\lambda = e^{\lambda x}$$

$$A = \frac{e^{\lambda x}}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x - \mu)^2}{2\sigma^2}}$$

$$\begin{aligned} \int A dx &= \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{e^{\lambda x}}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x - \mu)^2}{2\sigma^2}} dx \\ &= \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2\sigma^2}(x^2 + \mu^2 - 2x\mu - 2\sigma^2\lambda x)} dx \end{aligned}$$

$$= \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \frac{e^{-1/2\sigma^2[(x-2(\mu+\sigma^2)\lambda)]^2 - (\lambda^2\sigma^4 + 2\mu\lambda\sigma^4)}}{\sigma} dx$$

$$= \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \frac{e^{-1/2\sigma^2(x-2(\mu+\sigma^2)\lambda))^2}}{\sigma} e^{-1/2\sigma^2(\lambda^2\sigma^4 + 2\mu\lambda\sigma^4)} dx$$

$$= e^{-1/2\sigma^2(\lambda^2\sigma^4 + 2\mu\lambda\sigma^4)}$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \frac{e^{-1/2\sigma^2(x-2(\mu+\sigma^2)\lambda))^2}}{\sigma} dx = 1$$

$$A = \frac{e^{\lambda x}}{e^x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-(x-\mu)^2/2\sigma^2}$$

$$= \frac{1}{e^x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-1/2\sigma^2(x^2 + \mu^2 - 2x\mu - 2\sigma^2\lambda x)}$$

$$= \frac{1}{e^x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-1/2\sigma^2[(x-2(\mu+\sigma^2)\lambda)]^2 - (\lambda^2\sigma^4 + 2\mu\lambda\sigma^4)}$$

$$= \frac{1}{e^x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-1/2\sigma^2(x-2(\mu+\sigma^2)\lambda))^2} e^{-1/2\sigma^2(\lambda^2\sigma^4 + 2\mu\lambda\sigma^4)}$$

on a donc:

$$A \int A dv = \frac{1}{e^x \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-1/2\sigma^2(x-2(\mu+\sigma^2)\lambda))^2}$$

en posant $v = e^x$ et $x = \ln(v)$ on aura

$$A \int A dv = \frac{1}{v \sigma \sqrt{2\pi}} e^{-1/2\sigma^2(\ln(v)-2(\mu+\sigma^2)\lambda))^2}$$

d'où

$$P(V/\mu, \sigma^2, \lambda) \Leftrightarrow LO(V/\phi, \sigma^2) \text{ avec } \phi = \mu + \lambda \sigma^2$$

$$\begin{aligned}
 E (R_n) &= E (\sum_{i=1}^n r_i) \\
 &= E (\sum_{i=1}^n X_i V_i) \\
 &= \sum_{i=1}^n E (X_i V_i)
 \end{aligned}$$

La variable aléatoire X suit une loi géométrique de paramètre θ

$$\text{donc } E (X_i) = \theta_i$$

$$V_i \rightarrow \text{LN} (\beta_1 + \beta_2 i , \sigma^2)$$

$$\text{d'ou } E (V_i) = \text{Exp} (\beta_1 + \beta_2 i + \frac{1}{2} \sigma^2)$$

Comme X et V sont deux Variables aléatoires indépendantes.

$$\text{Alors } E (X_i V_i) = E (X_i) E (V_i)$$

$$E (R_i) = \sum_{i=1}^n \theta_i \xi_i \quad \text{avec } \xi_i = \exp (\beta_1 + \beta_2 i + \frac{1}{2} \sigma^2)$$

121

● Démonstration de l'équation (4.11)

Le modèle à ajuster est le suivant :

$$x_i \ln v_i = x_i \beta_1 + x_i \beta_2 i + x_i u_i$$

X_i : une variable aléatoire binaire.

En écrivant ce modèle sous forme matricielle, on obtient le système suivant :

$$Y = X\beta + u$$

Nous utiliserons la méthode des moindres carrés pour estimer β . Soit $\hat{\beta}$ l'estimateur de β , On a donc :

$$\hat{\beta} = (X^t X)^{-1} X^t Y$$

comme

$$X = \begin{bmatrix} | & | \\ x_i & ix_i \\ | & | \end{bmatrix}$$

$$X^t X = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n x_i & \sum_{i=1}^n ix_i \\ \sum_{i=1}^n ix_i & \sum_{i=1}^n i^2 x_i \end{bmatrix}$$

$$x_i = x_i^2 \quad \text{car } X \text{ est une variable aléatoire binaire ;}$$

on obtient alors

$$\begin{aligned}
 X^t Y &= \begin{bmatrix} \text{---} x_i \text{---} \\ \text{---} i x_i \text{---} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} | \\ x_i \text{Ln } v_i \\ | \end{bmatrix} \\
 &= (x_i \text{Ln } v_i, ix_i^2 \text{Ln } v_i) \\
 &= (x_i \text{Ln } v_i, ix_i^2 \text{Ln } v_i)
 \end{aligned}$$

On écrivant le résultat obtenu sous forme matricielle, on a :

$$\beta = T^{-1}g \quad \text{avec } T = X^t X \\
 \text{et } g = X^t Y$$

L'estimateur sans biais de la variance σ^2 est donné par la formule suivante .

$$s^2 = \hat{u}^t \hat{u} / \nu .$$

$$\text{avec } \nu = n - k$$

n : nombre de découpes.

k : nombre de paramètres à estimer.

ν : degré de liberté.

On sait que $Y = X \hat{\beta} + \hat{u}$, cela implique que $\hat{u} = Y - X \hat{\beta}$

On a

$$\begin{aligned}
 s^2 &= (Y - X \hat{\beta})^t (Y - X \hat{\beta}) / \nu \\
 &= (Y^t - \hat{\beta}^t X^t) (Y - X \hat{\beta}) / \nu \\
 &= (Y^t Y + \hat{\beta}^t X^t X \hat{\beta} - Y^t X \hat{\beta} - \hat{\beta}^t X^t Y) / \nu
 \end{aligned}$$

L'une des propriétés de l'estimateur des moindres carrés est que $X^t \hat{u} = 0$.

En remplaçant Y par $X \hat{\beta} + \hat{u}$ on aura

● Démonstration de l'équation (4.12)

$$\theta_i = \frac{1}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)}$$

$$1 - \theta_i = \frac{\text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)}$$

$$\theta_i^{x_i} = \frac{1}{(1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i))^{x_i}}$$

$$(1 - \theta_i)^{1-x_i} = \frac{(\text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i))^{1-x_i}}{(1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i))^{1-x_i}}$$

$$\theta_i^{x_i} (1 - \theta_i)^{1-x_i} = \frac{(\text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i))^{1-x_i}}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)}$$

$$= \frac{\text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i) \text{Exp}(-\alpha_1 x_i + \alpha_2 i x_i)}{1 + \text{Exp}(\alpha_1 + \alpha_2 i)}$$

$$= \frac{\text{Exp}(-\alpha_1 x_i + \alpha_2 i x_i)}{1 + \text{Exp}(-\alpha_1 + \alpha_2 i)}$$

$$\prod_{i=1}^n \theta_i^{x_i} (1 - \theta_i)^{1-x_i} = \prod_{i=1}^n \left[\frac{\text{Exp}(-\alpha_1 x_i + \alpha_2 i x_i)}{1 + \text{Exp}(-\alpha_1 + \alpha_2 i)} \right]$$

$$= \frac{\text{Exp}\left(-\alpha_1 \sum_{i=1}^n x_i + \alpha_2 \sum_{i=1}^n i x_i\right)}{\prod_{i=1}^n [1 + \text{Exp}(-\alpha_1 + \alpha_2 i)]}$$

125

ANNEXE II

LE TEST W DE NORMALITE

2.5. Approximation to the distribution of W

The complexity in the domain of the joint distribution of W and the angles $\{\theta_i\}$ in Lemma 5 necessitates consideration of an approximation to the null distribution of W . Since only the first and second moments of normal order statistics are, practically, available, it follows that only the one-half and first moments of W are known. Hence a technique such as the Cornish-Fisher expansion cannot be used.

In the circumstance it seemed both appropriate and efficient to employ empirical sampling to obtain an approximation for the null distribution.

Accordingly, normal random samples were obtained from the Rand Tables (Rand Corp. (1955)). Repeated values of W were computed for $n = 3(1)50$ and the empirical percentage points determined for each value of n . The number of samples, m , employed was as follows:

$$\begin{aligned} \text{for } n = 3(1)20, \quad m &= 5000, \\ n = 21(1)50, \quad m &= \left[\frac{100,000}{n} \right]. \end{aligned}$$

Fig. 4 gives the empirical C.D.F.'s for values of $n = 5, 10, 15, 20, 35, 50$. Fig. 5 gives a plot of the 1, 5, 10, 50, 90, 95, and 99 empirical percentage points of W for $n = 3(1)50$.

A check on the adequacy of the sampling study is given by comparing the empirical one-half and the first moments of the sample with the corresponding theoretical moments of W for $n = 3(1)20$. This comparison is given in Table 4, which provides additional assurance of the adequacy of the sampling study. Also in Table 4 are given the sample variance and the standardized third and fourth moments for $n = 3(1)50$.

After some preliminary investigation, the S_B system of curves suggested by Johnson (1949) was selected as a basis for smoothing the empirical null W distribution. Details of this procedure and its results are given in Shapiro & Wilk (1965a). The tables of percentage points of W given in §3 are based on these smoothed sampling results.

3. SUMMARY OF OPERATIONAL INFORMATION

The objective of this section is to bring together all the tables and descriptions needed to execute the W test for normality. This section may be employed independently of notational or other information from other sections.

The object of the W test is to provide an index or test statistic to evaluate the supposed normality of a complete sample. The statistic has been shown to be an effective measure of normality even for small samples ($n < 20$) against a wide spectrum of non-normal alternatives (see §5 below and Shapiro & Wilk (1964a)).

The W statistic is scale and origin invariant and hence supplies a test of the composite null hypothesis of normality.

To compute the value of W , given a complete random sample of size n, x_1, x_2, \dots, x_n , one proceeds as follows:

- (i) Order the observations to obtain an ordered sample $y_1 \leq y_2 \leq \dots \leq y_n$.
- (ii) Compute

$$S^2 = \sum_1^n (y_i - \bar{y})^2 = \sum_1^n (x_i - \bar{x})^2.$$

(iii) (a) If n is even, $n = 2k$, compute

$$b = \sum_{i=1}^k a_{n-i+1}(y_{n-i+1} - y_i),$$

where the values of a_{n-i+1} are given in Table 5.

(b) If n is odd, $n = 2k + 1$, the computation is just as in (iii) (a), since $a_{k+1} = 0$ when $n = 2k + 1$. Thus one finds

$$b = a_n(y_n - y_1) + \dots + a_{k+2}(y_{k+2} - y_k),$$

where the value of y_{k+1} , the sample median, does not enter the computation of b .

(iv) Compute $W = b^2/S^2$.

(v) 1, 2, 5, 10, 50, 90, 95, 98 and 99 % points of the distribution of W are given in Table 6. Small values of W are significant, i.e. indicate non-normality.

(vi) A more precise significance level may be associated with an observed W value by using the approximation detailed in Shapiro & Wilk (1965a).

Table 5. Coefficients $\{a_{n-i+1}\}$ for the W test for normality, for $n = 2(1)50$.

n	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	0.7071	0.7071	0.6872	0.6646	0.6431	0.6233	0.6052	0.5888	0.5739	
2	—	0.0000	0.1677	0.2413	0.2806	0.3031	0.3164	0.3244	0.3291	
3	—	—	—	0.0000	0.0875	0.1401	0.1743	0.1976	0.2141	
4	—	—	—	—	—	0.0000	0.0561	0.0947	0.1224	
5	—	—	—	—	—	—	—	0.0000	0.0399	
n	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	0.5601	0.5473	0.5359	0.5251	0.5150	0.5056	0.4968	0.4886	0.4808	0.4734
2	0.3315	0.3325	0.3325	0.3318	0.3306	0.3290	0.3273	0.3253	0.3232	0.3211
3	0.2260	0.2347	0.2412	0.2460	0.2495	0.2521	0.2540	0.2553	0.2561	0.2565
4	0.1429	0.1586	0.1707	0.1802	0.1878	0.1939	0.1988	0.2027	0.2059	0.2085
5	0.0893	0.0922	0.1099	0.1240	0.1353	0.1447	0.1524	0.1587	0.1641	0.1686
6	0.0000	0.0303	0.0539	0.0727	0.0880	0.1005	0.1109	0.1197	0.1271	0.1334
7	—	—	0.0000	0.0240	0.0433	0.0593	0.0725	0.0837	0.0932	0.1013
8	—	—	—	—	0.0000	0.0196	0.0359	0.0496	0.0612	0.0711
9	—	—	—	—	—	—	0.0000	0.0163	0.0303	0.0422
10	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0000	0.0140
n	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	0.4043	0.4390	0.4542	0.4493	0.4450	0.4407	0.4366	0.4328	0.4291	0.4254
2	0.3185	0.3156	0.3126	0.3098	0.3069	0.3043	0.3018	0.2992	0.2968	0.2944
3	0.2578	0.2571	0.2563	0.2554	0.2543	0.2533	0.2522	0.2510	0.2499	0.2487
4	0.2119	0.2131	0.2139	0.2145	0.2148	0.2151	0.2152	0.2151	0.2150	0.2148
5	0.1736	0.1764	0.1787	0.1807	0.1822	0.1836	0.1848	0.1857	0.1864	0.1870
6	0.1399	0.1443	0.1480	0.1512	0.1539	0.1563	0.1584	0.1601	0.1616	0.1630
7	0.1092	0.1150	0.1201	0.1245	0.1283	0.1316	0.1346	0.1372	0.1395	0.1415
8	0.0804	0.0878	0.0941	0.0997	0.1046	0.1089	0.1128	0.1162	0.1192	0.1219
9	0.0530	0.0618	0.0696	0.0764	0.0823	0.0876	0.0923	0.0965	0.1002	0.1036
10	0.0263	0.0368	0.0459	0.0539	0.0610	0.0672	0.0728	0.0778	0.0822	0.0862
11	0.0000	0.0122	0.0228	0.0321	0.0403	0.0476	0.0540	0.0598	0.0650	0.0697
12	—	—	0.0000	0.0107	0.0200	0.0284	0.0358	0.0424	0.0483	0.0537
13	—	—	—	—	0.0000	0.0084	0.0178	0.0253	0.0320	0.0381
14	—	—	—	—	—	—	0.0000	0.0084	0.0159	0.0227
15	—	—	—	—	—	—	—	—	0.0000	0.0076

Table 5. Coefficients $\{a_{n-t+1}\}$ for the W test for normality,
for $n = 2(1)50$ (cont.)

$i \backslash n$	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1	0.4220	0.4188	0.4186	0.4127	0.4096	0.4068	0.4040	0.4015	0.3989	0.3964
2	.2921	.2898	.2876	.2854	.2834	.2813	.2794	.2774	.2755	.2737
3	.2475	.2463	.2451	.2439	.2427	.2415	.2403	.2391	.2380	.2368
4	.2145	.2141	.2137	.2132	.2127	.2121	.2116	.2110	.2104	.2098
5	.1874	.1878	.1880	.1882	.1883	.1883	.1883	.1881	.1880	.1878
6	0.1641	0.1651	0.1660	0.1667	0.1673	0.1678	0.1683	0.1686	0.1689	0.1691
7	.1433	.1449	.1463	.1475	.1487	.1496	.1505	.1513	.1520	.1526
8	.1243	.1265	.1284	.1301	.1317	.1331	.1344	.1356	.1366	.1376
9	.1066	.1093	.1118	.1140	.1160	.1179	.1196	.1211	.1225	.1237
10	.0899	.0931	.0961	.0988	.1013	.1036	.1056	.1075	.1092	.1108
11	0.0739	0.0777	0.0812	0.0844	0.0873	0.0900	0.0924	0.0947	0.0967	0.0986
12	.0585	.0629	.0669	.0706	.0739	.0770	.0798	.0824	.0848	.0870
13	.0435	.0485	.0530	.0572	.0610	.0645	.0677	.0706	.0733	.0759
14	.0289	.0344	.0395	.0441	.0484	.0523	.0559	.0592	.0622	.0651
15	.0144	.0206	.0262	.0314	.0361	.0404	.0444	.0481	.0515	.0546
16	0.0000	0.0068	0.0131	0.0187	0.0239	0.0287	0.0331	0.0372	0.0409	0.0444
17	—	—	.0000	.0062	.0119	.0172	.0220	.0264	.0305	.0343
18	—	—	—	—	.0000	.0057	.0110	.0158	.0203	.0244
19	—	—	—	—	—	—	.0000	.0053	.0101	.0146
20	—	—	—	—	—	—	—	—	.0000	.0049
$i \backslash n$	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
1	0.3940	0.3917	0.3894	0.3872	0.3850	0.3830	0.3808	0.3789	0.3770	0.3751
2	.2719	.2701	.2684	.2667	.2651	.2635	.2620	.2604	.2589	.2574
3	.2357	.2345	.2334	.2323	.2313	.2302	.2291	.2281	.2271	.2260
4	.2091	.2085	.2078	.2072	.2065	.2058	.2052	.2045	.2038	.2032
5	.1876	.1874	.1871	.1868	.1865	.1862	.1859	.1855	.1851	.1847
6	0.1693	0.1694	0.1695	0.1695	0.1695	0.1695	0.1695	0.1693	0.1692	0.1691
7	.1531	.1535	.1539	.1542	.1545	.1548	.1550	.1551	.1553	.1554
8	.1384	.1392	.1398	.1405	.1410	.1415	.1420	.1423	.1427	.1430
9	.1249	.1259	.1269	.1278	.1286	.1293	.1300	.1306	.1312	.1317
10	.1123	.1130	.1149	.1160	.1170	.1180	.1189	.1197	.1205	.1212
11	0.1004	0.1020	0.1035	0.1049	0.1062	0.1073	0.1083	0.1093	0.1105	0.1113
12	.0891	.0909	.0927	.0943	.0959	.0972	.0986	.0998	.1010	.1020
13	.0782	.0804	.0824	.0842	.0860	.0876	.0892	.0906	.0919	.0932
14	.0677	.0701	.0724	.0745	.0765	.0783	.0801	.0817	.0832	.0846
15	.0575	.0602	.0628	.0651	.0673	.0694	.0713	.0731	.0748	.0764
16	0.0476	0.0506	0.0534	0.0560	0.0584	0.0607	0.0628	0.0648	0.0667	0.0685
17	.0379	.0411	.0442	.0471	.0497	.0522	.0546	.0568	.0588	.0608
18	.0283	.0318	.0352	.0383	.0412	.0439	.0465	.0489	.0511	.0532
19	.0188	.0227	.0263	.0296	.0328	.0357	.0385	.0411	.0436	.0459
20	.0094	.0130	.0175	.0211	.0245	.0277	.0307	.0335	.0361	.0386
21	0.0000	0.0045	0.0087	0.0126	0.0163	0.0197	0.0229	0.0259	0.0288	0.0314
22	—	—	.0000	.0042	.0081	.0118	.0153	.0185	.0215	.0244
23	—	—	—	—	.0000	.0039	.0076	.0111	.0143	.0174
24	—	—	—	—	—	—	.0000	.0037	.0071	.0104
25	—	—	—	—	—	—	—	—	.0000	.0035

Table 6. Percentage points of the W test* for $n = 3(1)50$

n	Level								
	0-01	0-02	0-05	0-10	0-50	0-90	0-95	0-98	0-99
3	0-753	0-756	0-767	0-789	0-959	0-998	0-999	1-000	1-000
4	·687	·707	·748	·792	·935	·987	·992	·996	·997
5	·686	·715	·762	·806	·927	·979	·986	·991	·993
6	0-713	0-743	0-788	0-826	0-927	0-974	0-981	0-986	0-989
7	·730	·760	·803	·838	·928	·972	·979	·985	·988
8	·749	·778	·818	·851	·932	·972	·978	·984	·987
9	·764	·791	·829	·859	·935	·972	·978	·984	·986
10	·781	·806	·842	·869	·938	·972	·978	·983	·986
11	0-792	0-817	0-850	0-876	0-940	0-973	0-979	0-984	0-986
12	·805	·828	·859	·883	·943	·973	·979	·984	·986
13	·814	·837	·866	·889	·945	·974	·979	·984	·986
14	·825	·846	·874	·895	·947	·975	·980	·984	·986
15	·835	·855	·881	·901	·950	·975	·980	·984	·987
16	0-844	0-863	0-887	0-906	0-952	0-976	0-981	0-985	0-987
17	·851	·869	·892	·910	·954	·977	·981	·985	·987
18	·858	·874	·897	·914	·956	·978	·982	·986	·988
19	·863	·879	·901	·917	·957	·978	·982	·986	·988
20	·868	·884	·905	·920	·959	·979	·983	·986	·988
21	0-873	0-888	0-908	0-923	0-960	0-980	0-983	0-987	0-989
22	·878	·892	·911	·926	·961	·980	·984	·987	·989
23	·881	·895	·914	·928	·962	·981	·984	·987	·989
24	·884	·898	·916	·930	·963	·981	·984	·987	·989
25	·888	·901	·918	·931	·964	·981	·985	·988	·989
26	0-891	0-904	0-920	0-933	0-965	0-982	0-985	0-988	0-989
27	·894	·906	·923	·935	·965	·982	·985	·988	·990
28	·896	·908	·924	·936	·966	·982	·985	·988	·990
29	·898	·910	·926	·937	·966	·982	·985	·988	·990
30	·900	·912	·927	·939	·967	·983	·985	·988	·990
31	0-902	0-914	0-929	0-940	0-967	0-983	0-986	0-988	0-990
32	·904	·915	·930	·941	·968	·983	·986	·988	·990
33	·906	·917	·931	·942	·968	·983	·986	·989	·990
34	·908	·919	·933	·943	·969	·983	·986	·989	·990
35	·910	·920	·934	·944	·969	·984	·986	·989	·990
36	0-912	0-922	0-935	0-945	0-970	0-984	0-986	0-989	0-990
37	·914	·924	·936	·946	·970	·984	·987	·989	·990
38	·916	·925	·938	·947	·971	·984	·987	·989	·990
39	·917	·927	·939	·948	·971	·984	·987	·989	·991
40	·919	·928	·940	·949	·972	·985	·987	·989	·991
41	0-920	0-929	0-941	0-950	0-973	0-985	0-987	0-989	0-991
42	·922	·930	·942	·951	·972	·985	·987	·989	·991
43	·923	·932	·943	·951	·973	·985	·987	·990	·991
44	·924	·933	·944	·952	·973	·985	·987	·990	·991
45	·926	·934	·945	·953	·973	·985	·988	·990	·991
46	0-927	0-935	0-945	0-953	0-974	0-985	0-988	0-990	0-991
47	·928	·936	·946	·954	·974	·985	·988	·990	·991
48	·929	·937	·947	·954	·974	·985	·988	·990	·991
49	·929	·937	·947	·955	·974	·985	·988	·990	·991
50	·930	·938	·947	·955	·974	·985	·988	·990	·991

* Based on fitted Johnson (1949) S_B approximation, see Shapiro & Wilk (1965a) for details.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages:

[CRO,90] Cronquist C.,
"Reserves estimations, Petroleum Engineering "(CPE) 508
IHRDC Video library modules, (1990).

[JOH, 86]
Johnston " Econometrics Methods " (1986)

[PRE, 86]
Press W.A , Flannery B.P. , Tenkolsky S.A. , Vetterling W.T
"Numerical recipes:the art of scientist: computing"
COMBRIDG UNIVERSITY Press (1986)

Articles:

[ARP,58] Arps J.J. et Roberts T.G.,
"Economics of drilling for Cretaceous oil on east flank of
Denver-Julesburg basin."
A. A. P. G. bulletin, Vol.42, nov.1958, p.2549-2566, (1958).

[BOI,79] Bois C., Coustau H., Perrodon A. et Pommier G.,
"Méthodes d'estimation des réserves ultimes"
World Petroleum Congress, v.2, p.279-289, (1979)

[CRO,86] Crovelli R.A.,
"U.S. Geological Survey Quantitative Petroleum Ressource
Apparaisal Methodologies"
D.D. Rice,ed., Oil and gas assessment - methods and application
A. A. P. G. Studies in Geology, n°21, p.69-76, (1986)

[FOR,85] Forman D.J. et Hinde A.L.
"Improved statistical method for assessment of undiscovered
petroleum ressources."
A. A. P. G Bulletin, Vol.69, n°1, p.106-118, (1985).

- [FOR,86] Forman D. J., et Hinde A.L.,
"Examination of the creaming methods of assessment applied to the Gippsland Bassin, offshore Australia."
D.D. Rice,ed., Oil and gas assessment - methods and application
A.A.P.G. Studies in Geology n°21, p.101-110, (1986).
- [FOR,90] Forman D. J. et Hinde A.L.,
"Computer-assisted estimation of discovery and production of crude oil from undiscovered accumulation."
Computer and Geology Vol.7 : Computer application in ressource estimation, Pergamon Press, p.253-272, (1990).
- [HUD,85] Hudson E.J. Neuse S.H.,
"Quality of Reserve Estimate"
Oil & Gas Journal, 25 Mai, p.103-106, 1 Avril, p.80-91, (1985)
- [KAU,75] Kaufmann G.M., Balcer Y. et Kruyt D.
"A probabilistic model of oil and gas discovry"
AAPG Stadies in geology N 1
- [MES,81] Meisner J. et Demirmen F.
"The creaming method: A bayesian procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces"
Journal of royal statistical society, ser A, v.14, p.1-31, (1981).
- [MIL,86] Miller B.M,
"Ressource Apparaaisal Methods: Choice and Outcome"
Rice D.D.,ed., Oil and gas assessment - methods and application
A.A.P.G. Studies in Geology, n°21, p.1-23, (1986)
- [MIL,82] Miller B.M.
"Application of exploration Play-Analysis Techniques to the Assessment of Conventional Petroleum Ressources by the USGS".
Journal of Petroleum Technplogy, Vol 34, n°1, p.55-64, (1982)

[SCH,83] Schuenemeyer J.H. et Drew L.J.,

"A procedure to estimate the parent population of the size of oil and gas fields as revealed by study of economic truncation"
Mathematical geology, v.15, n.1, p.145-161, (1983).

[SHA,65] Shapiro S.S. et Wilk M.B.,

"An analysis of variance test for normality (complete samples)"
Biometrika, v.52, n.3,4, p.591-611, (1965).

[WHI,79] White D.A. et Gehman H.M.

"Methods of estimating oil and gas resources."
A.A.P.G. Bulletin, Vol.63, n°12, p.2183-2192, (1979).