

## **SOMMAIRE**

<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>p5</b>
<b>CHAPITRE I : CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN.....</b>	<b>p7</b>
<b>CHAPITRE II : STRATIGRAPHIQUES DE SONDAGES.....</b>	<b>p12</b>
<b>CHAPITRE III : ANALYSE GEOCHIMIQUE ET EVALUATION DE POTENTIEL PETROLIER DES SECTEURS.....</b>	<b>p30</b>
<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>	<b>p45</b>
<b>ANNEXES .....</b>	<b>p49</b>

## Liste des abréviations

<b>BEICIP</b>	: Bureau d'Etude Industrielle de Coopération d'Institut Français du pétrole.
<b>PP</b>	: Potentiel Pétrolier
<b>IO</b>	: Indice d'Oxygène
<b>IP</b>	: Indice de Pétrole
<b>IH</b>	: Indice d'Hydrogène
<b>Tmax</b>	: Températures maximum de Pyrolyse
<b>CO</b>	: Carbone organique
<b>CM</b>	: Carbone minérale
<b>COT</b>	: Carbone Organique Total
<b>Kg D'HC /T.R</b>	: Un Kilogramme des Hydrocarbures / Tonne de roches
<b>G</b>	: Globorotalia
<b>A</b>	: Acarinina
<b>C</b>	: Clavulinoides
<b>PR</b>	: Pouvoir de Réflecteurs de la vitrinite
<b>(')</b>	: Feet (pied)

## Résumé

Les forages que nous avons étudiés ont permis de caractériser la lithostratigraphie et la chronostratigraphie de certains secteurs du bassin.

Les données lithostratigraphiques permettent aussi de comprendre les voies de la migration. Le potentiel initial augmente vers le domaine Off-shore profond en liaison avec l'augmentation de la teneur en argile des formations. La voie de la migration s'établit depuis la dépression au niveau de la plateforme vers la bordure du bassin. La migration verticale paraît favorable grâce la présence des failles.

Au niveau de la plateforme carbonatée, le Jurassique supérieur à Crétacé inférieur présente de belle structure fermé avec un certain nombre d'éléments favorable, notamment vers la bordure Ouest, ou sont développés des récifs et des bancs oolithique

Des réservoirs gréseux aux niveaux de la structure de Ras EL Baida ont été localisés, Les séries de l'Eocène supérieur et l'Oligocène ont été identifié comme étant des réservoirs sableux, tandis que des réservoirs sablo-argileux sont identifiés dans les zones peu profondes du bassin.

Des méthodes géochimiques diverses telle que la détermination de la teneur en carbone organique total (COT), la pyrolyse, la reflectence de la vitrinite (Ro) et l'indice de coloration des spores (ICS) a été utilisée pour cela.

L'analyses et l'interprétation des données géochimiques : (IP, IO, IH, Tmax, CO, CM) a permis une meilleure estimation de potentiel pétrolier. Les valeurs du COT et les données de pyrolyse permettent de différencier plusieurs types des roches mères :

- roches mères du Type II du Turonien et de l'Aptien et des roches mères de l'Eocène au Pliocène supérieur
- Des roches mères composées de mélange type II et III (terrestre).ont été trouvées dans le Mio –Pliocène.

Même, si des champs pétroliers des hydrocarbures ont été découverts dans les dernières années dans le bassin, il reste favorable pour des nouveaux prospects.

Avec des petits champs et avec l'intensification de la recherche d'hydrocarbure, On peut trouver un futur découverts pétroliers important dans le bassin côtier de la Mauritanie.

## INTRODUCTION

La Mauritanie est divisée en quatre ensembles géologiquement distincts:

- La dorsale de Regueibatt localisée au Nord du pays.
- La chaîne des Mauritanides s'étendant du Nord au Sud du pays.
- Le bassin sédimentaire atlantique, dénommé Bassin Côtier subdivisé en cinquante six (56) blocs (On shore et Offshore) (Figure 1).
- Le bassin sédimentaire de Taoudeni qui couvre près de la moitié de la superficie totale du pays (supérieur à 500.000 km<sup>2</sup>) subdivisé en soixante treize (73) blocs auquel est adjoint la partie du bassin de Tindouf qui ne comprend que deux (2) blocs (Ti1 et Ti2).

Depuis 1961, beaucoup de campagnes d'exploration ont été réalisées au niveau des deux bassins sédimentaires en Mauritanie, le Bassin côtier et le Bassin de Taoudéni dans le but d'évaluer leurs potentiels.

A ce jour, la Mauritanie compte huit (06) découvertes pétrolières et gazières toutes situées dans le bassin côtier en offshore. Dans l'offshore, Woodside et Dana Petroleum sont les sociétés opératrices. Ces sociétés, sont aujourd'hui fortifiées par l'arrivée de majors (Total, Gaz de France et Wintershall) qui viennent renforcer considérablement l'Exploration dans le Bassin de Taoudéni.

Le travail que nous présentons ici est le fruit de la collaboration entre le Département de Géologie de la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar et la Société Mauritanienne des Hydrocarbures (SMH) qui, dans le cadre de sa mission d'évaluation et de promotion des ressources pétrolières du Mauritanie, a voulu procéder à une compilation des différentes données stratigraphiques et géochimiques des sondages pétroliers disponibles dans le bassin afin de mieux caractériser les roches mères et roches réservoirs.

Le présent travail s'inscrit dans ce contexte. Les données qui nous exposons proviennent de plusieurs sondages qui ont été forés dans différentes parties du bassin côtier. Nous avons concentré notre étude sur les forages de Loup de mer, Sondage V-1 et le Sondage MTO-2.

Le mémoire s'articule autour de trois chapitres :

Le premier chapitre présente le cadre géologique général du bassin côtier,

Le deuxième chapitre porte sur les descriptions Stratigraphiques des logs des sondages

Le troisième chapitre abordera la Géochimie des Sondages étudiés.

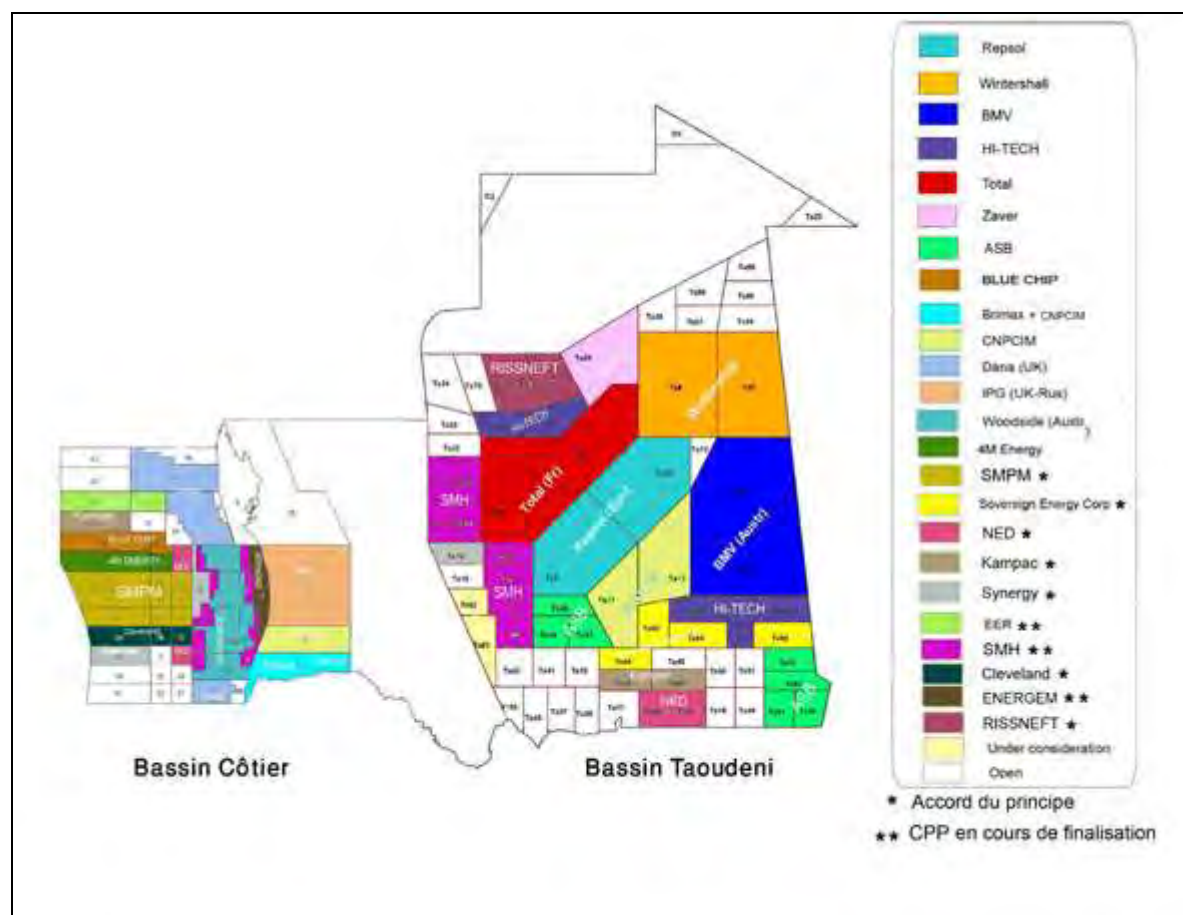


Figure 1 : Carte de distribution des blocs dans le Bassin côtier et le Bassin de Taoudeni

## CHAPITRE I.

### LE CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN COTIER

#### *I. 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE*

Le bassin Sénégal-mauritanien s'étend entre les parallèles 11°N et 22° N, depuis la Guinée-Bissau jusqu'au Nord du Cap Blanc en Mauritanie, soit sur plus de 500 km. Il est bordé à l'Est par la chaîne des Mauritanides et couvre ainsi une superficie de plus de 160 000 km<sup>2</sup>, dont 100 000 km<sup>2</sup> en offshore ( Fig 2).

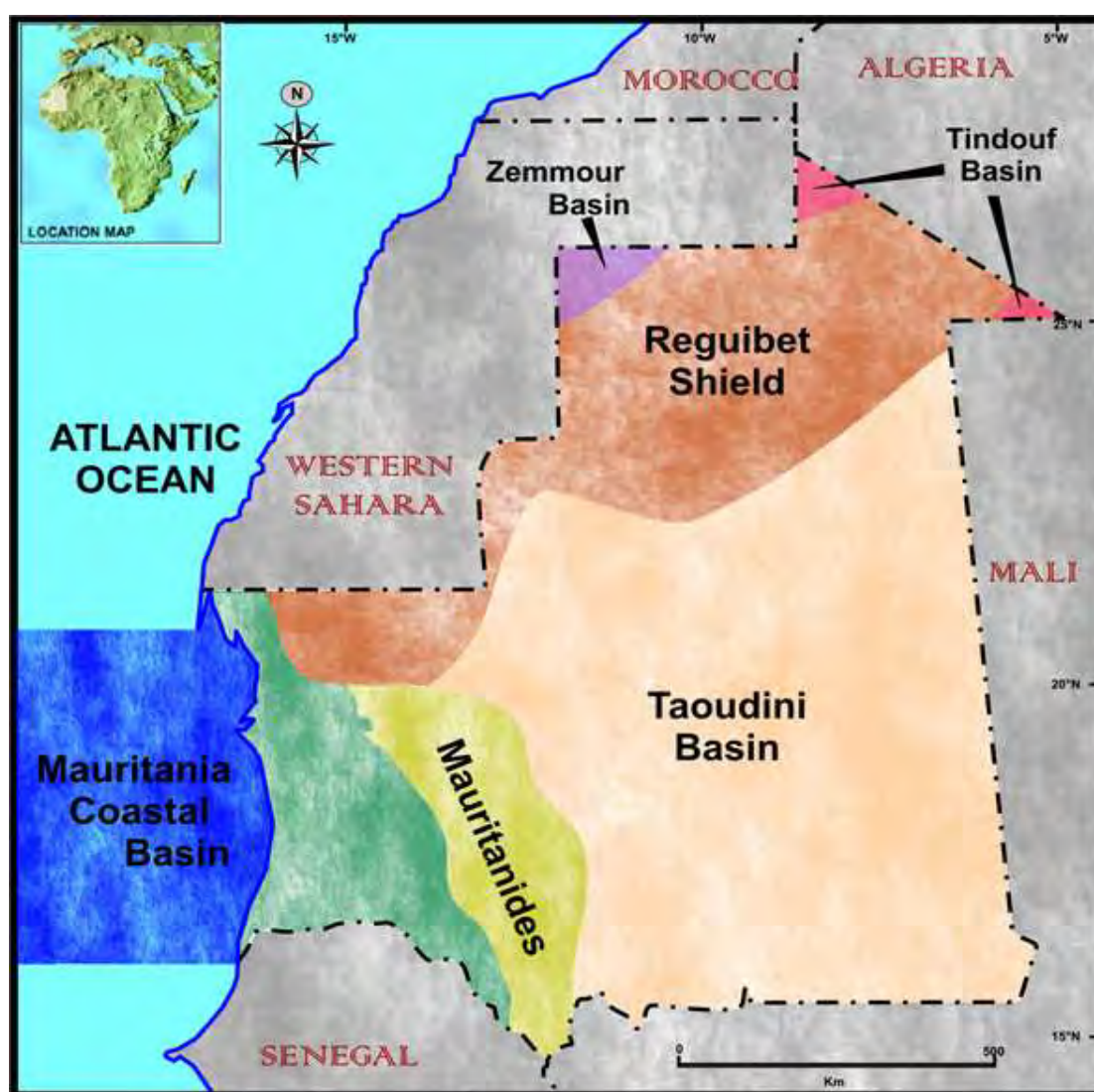


Figure 2 : La carte de localisation des principales parties Géologiques en Mauritanie

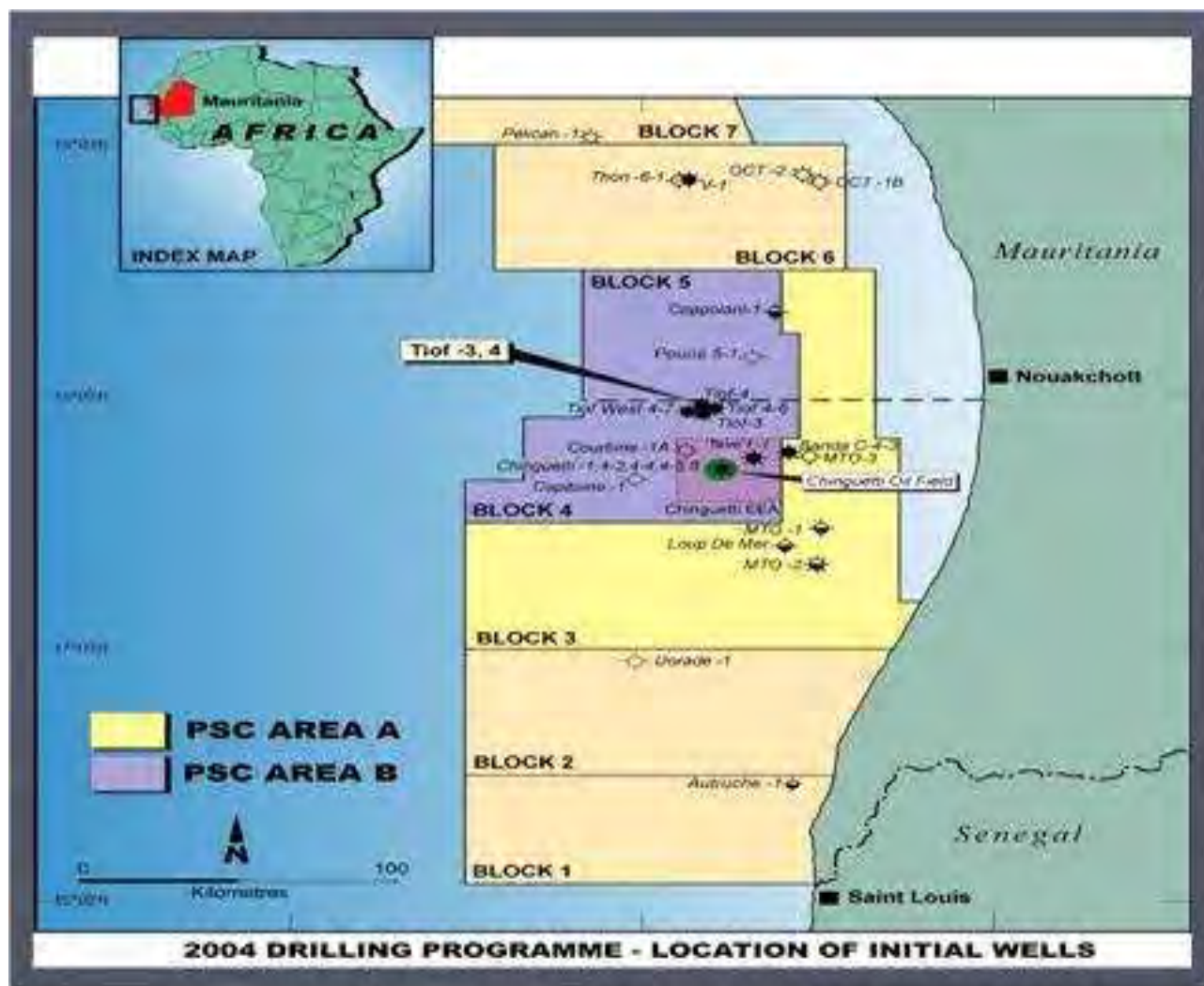


Figure 3 : Carte de localisation des puits et programme de forage 2004

## 1.2. APERÇU HISTORIQUE DE L'EXPLORATION

Bien que l'exploration ait commencé en 1960 par l'étude géologique, l'activité d'exploration n'a réellement démarré qu'en 1966 et s'est poursuivie d'une façon à peu près continue jusqu'à présent. La sismique acquise depuis 1966 se répartit comme suit :

- 60 000 Km<sup>2</sup> de sismique 2D (offshore)
- 18 000 Km<sup>2</sup> de sismiques 3D (offshore)
- 1 800 Km<sup>2</sup> de sismique 2D (onshore).

Les travaux de forage ont été lancés depuis 1968 et près de 55 puits ont été forés jusqu'ici dans le bassin côtier :

- 11 effectués entre 1967 - 1992 (AMACO, Texaco, Esso, Arco, Mobil.....);
- 36 exécutés par Woodside et ses partenaires (2001-2005) ;
- 5 exécutés par Dana Petroleum et ses partenaires (2001-2005) ;



- 1 exécuté par IPG dans l'Onshore (2002) ;
- 2 exécutés par CNPCIM dans l'Onshore (2007).

Ceci a conduit à l'identification d'un nombre important d'anomalies d'hydrocarbures, au sein des couches traversées par ces différents puits.

Dans le bassin côtier, il y a eu 6 découvertes:

- Chinguitty (2001) : offshore profond bloc 4
- Banda (2002): Offshore peu profond bloc 4
- Walata (2003) : offshore profond bloc 4
- Pélican (2003) : offshore profond bloc 7
- Tevet (2004): offshore peu profond bloc 4
- Lebeidna (2005): offshore profond bloc 4

### ***I. 3. CONTEXTE GEOLOGIQUE DU BASSIN COTIER***

La géologie et la stratigraphie du bassin sont bien connues grâce à l'exploration pétrolière qui s'intensifie de jour en jour. Il s'agit d'un bassin de marge passive qui s'est mis en place à la suite de l'ouverture de l'Atlantique. Il dispose d'un plateau continental très développé et affecté d'une forte subsidence; il est constitué de formations sédimentaires allant au Trias-Lias au Quaternaire. La structure a été compliquée par l'intrusion de diapirs de sel qui ont percé le tissu sédimentaire du plateau continental pendant le Trias supérieur-Lias inférieur ; Il correspond à une zone à relief peu marqué, la plus grande partie du bassin est recouverte par des sables Mio-Plio-Quaternaires et la série sédimentaire post Paléozoïque a été reconstituée à partir des informations de forages pétroliers surtout que les recherches en cours en Offshore ont mis en évidence des champs pétroliers exploitables.

### ***I. 4. GENESE DU BASSIN***

La formation du bassin côtier de Mauritanie est conforme au schéma classique de formation des marges passives de type atlantique (Fig 4). Les stades successifs du bassin côtier sont les suivant :

#### **➤ Rift dans la croûte continentale :**

D'âge présumé Permien à Lias. Il est très mal identifiée en sismique et non reconnue en forage. Ce Rift est le résultat d'une expansion thermique à l'origine de la formation d'un dôme dont la voute s'effondre. Les accidents tectoniques fréquents sont des failles tensionnelles liées à la formation de horsts et grabens à l'intérieur du rift, Le remplissage du rift est constitué essentiellement de sédiments.

#### **➤ Drift :**

Débutant au Jurassique moyen avec l'ouverture de l'Atlantique, Nord correspond à un épais prisme sédimentaire essentiellement clastique s'épaississant vers l'Ouest.

L'épaisseur de la série sédimentaire (Trias/Actuel) varie de quelques de mètres sur la bordure est, à plus de 8000 m à l'Ouest. Localement une épaisseur de 15m pourrait être atteinte au niveau de rift Triasique. Ce stade se divise en deux étapes :



Dislocation du rift, ouverture et formation d'un domaine océanique.

Cette phase marque le début de l'invasion proprement marine préfigurée antérieurement par le dépôt des évaporites d'âge probablement Trias-Jurassique inférieur.

Les sédiments marins transgressifs du Jurassique supérieur-Crétacé inférieur débordent vers l'Est et constituent la limite orientale du rift initial. Ils s'étendent ainsi vraisemblablement sur la partie Onshore actuelle du bassin. On doit s'attendre à des dépôts à dominante sableuse vers l'Est tandis qu'ils passent latéralement à une dominante argileuse en direction opposée (shale out).

La Migration de la marge continentale vers l'Ouest, procède de phénomènes de progradation. Le mécanisme du dépôt - et de son épaissement se fait par accréation sur la marge, réduisant d'autant le rôle de la subsidence, de telle sorte qu'il se produit un déplacement progressif vers l'Ouest de la flexure continentale. Les phénomènes de progradation sont particulièrement nets au passage Crétacé supérieur-Paléogène et surtout Paléogène -Néogène. La discordance du Miocène et les phénomènes de progradation dans cet ensemble sont les plus remarquables.

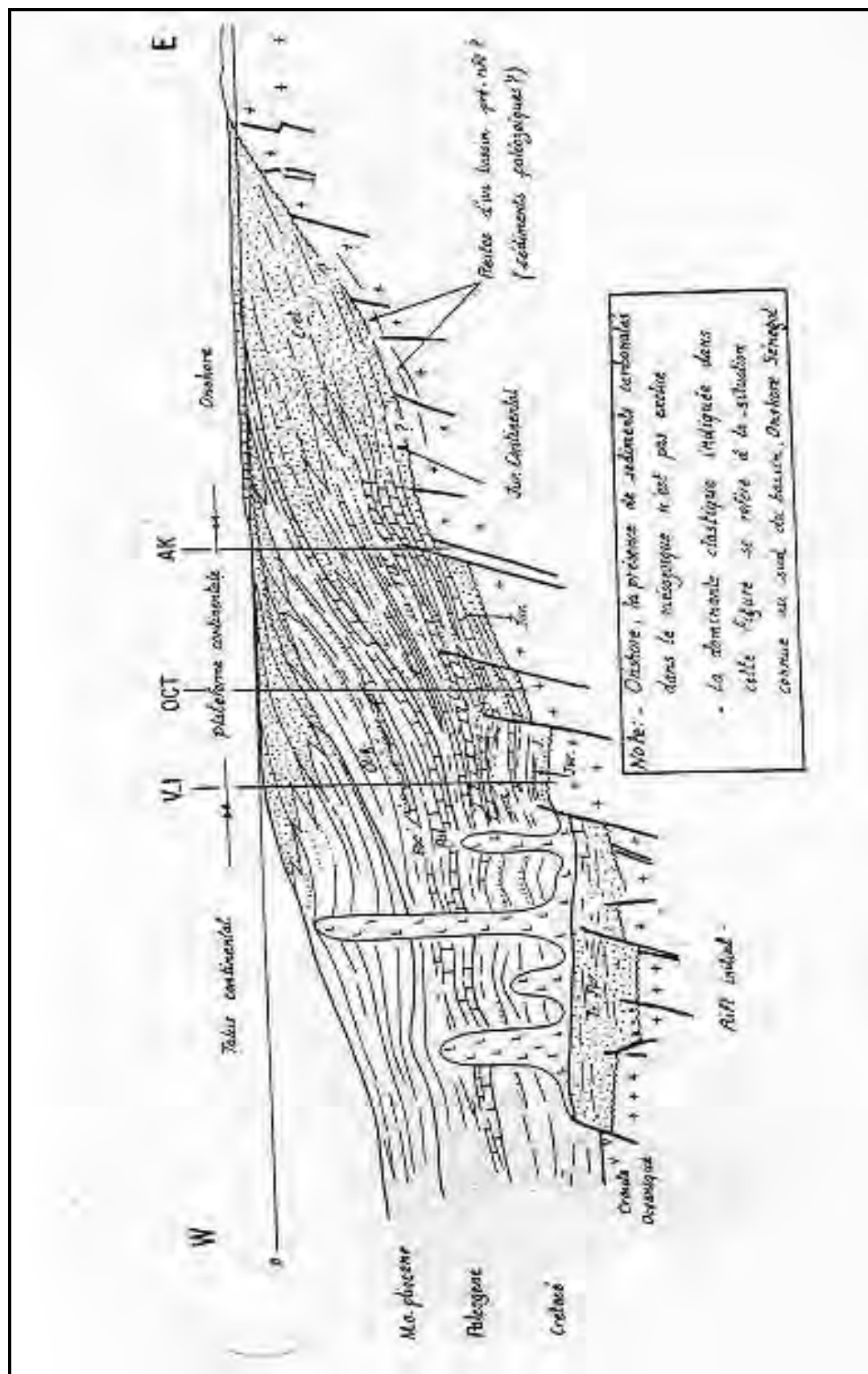


Figure 4 : COUPE SCHEMATIQUE DE LA MARGE PASSIVE DE TYPE ATLANTIQUE (BEICIP - 1987)

## ***1. 5. LES ENSEMBLES STRUCTURAUX***

Dans le bassin côtier, il y a des grands éléments structuraux bien connus. Ces ensembles structuraux individualisés au niveau du bassin sont liés au réseau de failles plus ou moins parallèles à la côte et aux possibles failles transformantes de direction Est –Ouest ainsi qu'à la tectonique salifère.

Les grands éléments structuraux reconnus dans le bassin sont quatre :

➤ **la Baie de Nouakchott**

est marquée par un réseau de faille à regard alternativement vers l'Est ou vers l'Ouest dans la série inférieure formée pendant la période Rift, la série supérieure Crétacé-Paléogène est localement sous-compactée et affectée par diverses déformations dont le pendage régulier tend vers l'Ouest de la plateforme ;

➤ **La zone de diapirs**

située à l'Ouest de la zone précédente montre une structuration liée à une tectonique salifère d'âge tardif Méso-Cénozoïque. Les diapirs sont de forme massive ou allongée et leur enveloppe représenterait approximativement la limite du rift ;

➤ **Le promontoire de Ras El Beida**

Correspond à un très large éventail sous-marin d'âge Crétacé supérieur-Eocène ;

➤ **La zone côtière et terrestre**

Encore mal connue en raison d'une sismique de mauvaise qualité, à fort rapport grés-argile, serait le siège d'une tectonique de type blocs faillés.

La bordure du shelf s'est très peu déplacée depuis le Jurassique supérieur et correspond approximativement à la bordure orientale du rift.

Le bassin côtier Mauritanien est un bassin Atlantique de marge passive. Il appartient à une série de bassins développés le long de la Marge NW de l'Afrique à la suite de l'ouverture de l'Atlantique central. Deux méga-séquences majeures ont été identifiées au sein des bassins Nord-Ouest Africains :

➤ **La succession syn-rift du Trias supérieur – Jurassique inférieur**

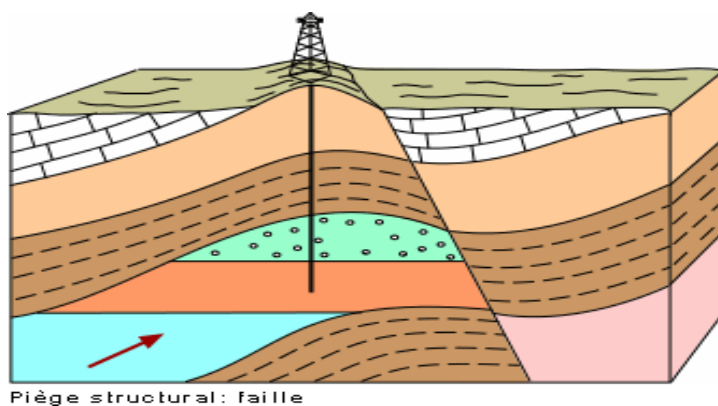
Cette séquence comporte des roches détritiques continentales suivies par des dépôts d'évaporites (avec du sel par endroits). Cet intervalle comprend des roches-mères reconnues des deux côtés de l'Atlantique (associées aux évaporites). Des semi-grabens sont mis en évidence par les données sismiques de la zone Onshore. Les évaporites et l'halite représentent probablement une phase transitoire entre la phase rift et la phase de dérive.

➤ **La succession post-rift du Jurassique moyen – Tertiaire**

Cette séquence contient les roches mères marines Crétacée mondialement connues, rencontrées partout le long de la Marge Ouest-Africaine, et renfermant plusieurs milliards de barils de réserves en Afrique du Sud-Ouest. La tectonique crustale est peu développée pendant cette période, alors que la tectonique liée au diapirisme du sel et à la gravité est bien évidente en Offshore au sud de la Mauritanie.

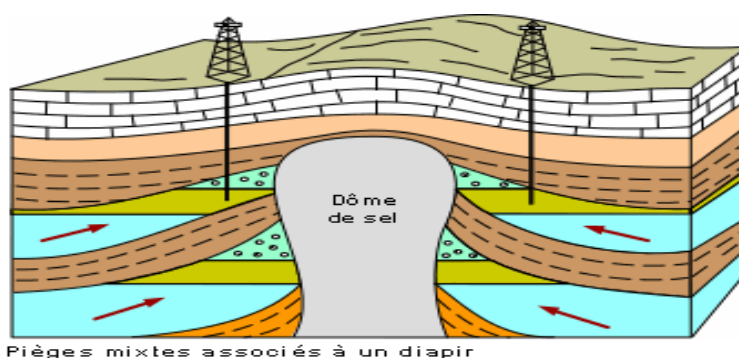
D'une façon générale, on peut citer les différents types de pièges connus dans le bassin côtier :

- ❖ pièges sur failles normales antithétique ou synthétique liées à la distension créée lors de la formation de la marge (Fig5),



Piège structural: faille

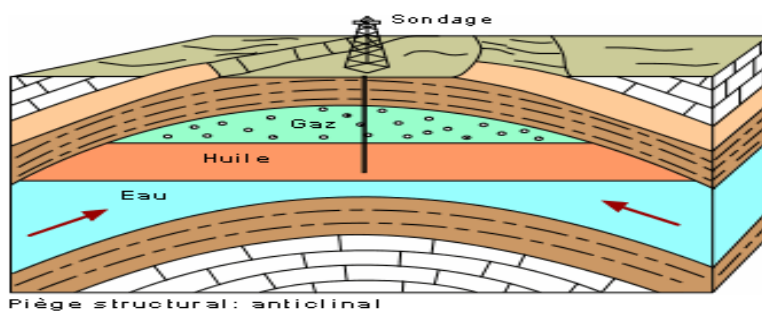
Figure 5 : pièges liés à la tectonique salifère (comme les pièges du champ de Chinguetti) : dômes- biseaux



Pièges mixtes associés à un diapir

Figure 6 : Pièges sur structures intrusives ou volcaniques.

- ❖ Blocs failles et structuraux dans la séquence carbonatée du Jurassique, et dans la séquence gréseuse Crétacée



Piège structural: anticlinal

Figure 7 : Pièges structuraux

- ❖ Pièges stratigraphiques divers : biseaux sédimentaires, biseaux sous discordance, cônes sous-marins dans la séquence argilo-gréseuse, récifs et bancs oolithique dans la séquence plateforme carbonatée.

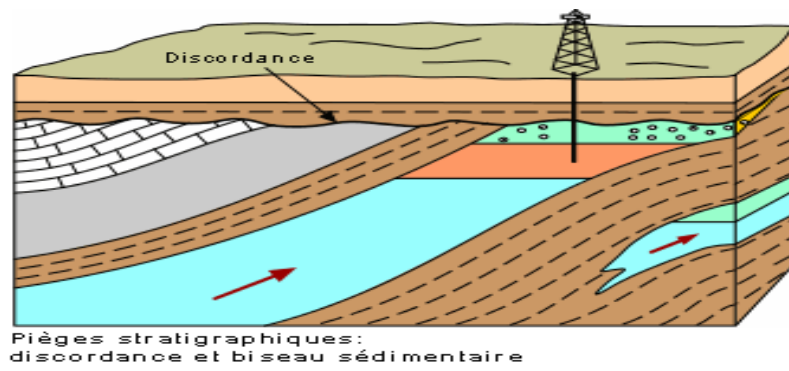


Figure 8 : piège stratigraphique

## CHAPITRE II

### ETUDE STRATIGRAPHIQUE DE SONDAGES

#### II. 1. DESCRIPTION DES SONDAGES

##### II.1.1. LE FORAGE MTO2 (Mauritanie offshore) (Fig9)

###### A. *PLIOCENE (400-1011m) :*

Les premiers déblais furent recueillis à 400m et à cette profondeur, le puits a atteint le Pliocène : Une série d'argile plastique avec des intercalations des sables dans la partie supérieure, L'argile devient fissile vers la base de la série. Entre 400m et 586m : argile plastique gris –bléent clair a intercalation du sable très fin et silt, gris vert, glauconie, pyrite, débris de Pélécypodes et Foraminifères benthiques.

Entre 586m et 885m argile plastique gris- bleu, silteuse à passées de siltstone.

Entre 885m et 1011m : argiles plastique gris, passant à une argile fissile calcaire gris- brun avec une intercalation de mudstone.

###### B. *MIOCENE (885-1964m) :*

Le Miocène supérieur et moyen a été rencontré dans le puits. Il a été subdivisé en trois unités lithologiques.

Entre 885 et 1253m : argile fissile dominante, gris brun foncé, calcaire parfois pyrétique avec de rares intercalations de grès gris-clair à blanc, très fin à fin. Entre 1253 et 1964m : grès massif dolomitique et des calcaires. Entre 1964 et 2036m : argile fissile dominante à intercalation calcaire au sommet l'argile est gris verdâtre légèrement dolomitique, indurée et calcaire.

###### C. *EOCENE (2036-2110m) :* une série tronquée très réduite d'âge Eocène moyen a été rencontrée sous la discordance Oligocène. Elle repose à son tour en discordance sur Le Paléocène supérieur. L'Eocène moyen est représenté par un calcaire blanc-brunâtre, micritique, sableux et des marnes passant vers la base à de l'argile gris –verdâtre à marron foncé, indurée dolomitique avec silex foncés.

###### D. *PALEOCENE (2110-2666m) :*

Le Paléocène repose en discordance sur le Crétacé supérieur (Maastrichtien).

Il est représenté par une série épaisse d'argile fissile avec quelques passées de carbonates dans la partie supérieure. Le Paléocène a été subdivisé en trois unités basées sur des données micropaléontologiques et ne correspondant à aucune variation lithologiques.

- Paléocène supérieur (2080-2230m) : argile fissile, marron foncé à gris-foncé, calcaire, pyriteuse, souvent tendre, avec de nombreuses passées de dolomie cryptocristalline argileuse et de siltstone argileux calcaire.
- Paléocène moyen (2230-2418) : argile, identifié au niveau ci – dessus.
- Paléocène inférieur (2418-2666) : argile, identifié au niveau ci – dessus.

###### E. *MAASTRICHTIEN (2666-3069m) :*

La série Maastrichtienne diffère fort peu de celle du Paléocène sous-jacent. L'argile est marron –grisâtre foncé, souvent calcaire, tendre, parfois silteuse et pyriteuse. Foraminifères y sont abondants.

**F. SENONIEN (3069-3193m) :**

Le Maastrichtien repose en discordance sur un Sénonien tronqué. Celui-ci consiste en une série inter-stratifiée d'argile fissile gris-brunâtre pyriteuse et d'argile gris - olive silteuse. Les intercalations ou passées de calcaire micritique argileux ainsi que de siltstones calcaire argileux sont fréquents.

**G. CENOMANIEN SUPERIEUR (3193m-3338m) :**

Le Sénonien repose en discordance sur le Cénomaniens Supérieur. Celui-ci se présente sous le même faciès qui identique à celui décrit ci-dessus ; De fines passées de siltstones calcaire, argileux sont fréquentes. Quelques intercalations de calcaire crayeux, argileux ont été rencontrées.

**H. CENOMANIEN INFÉRIEUR –ALBIEN (3338-3697m) :**

Cette série essentiellement argileuse comporte quelques intercalations de siltstone et grès. L'argile est marron foncé à grise, légèrement plus calcaire que celle du Cénomaniens Supérieur. Les grès sont blancs, très fins, à ciment micritique et siliceux abondant.

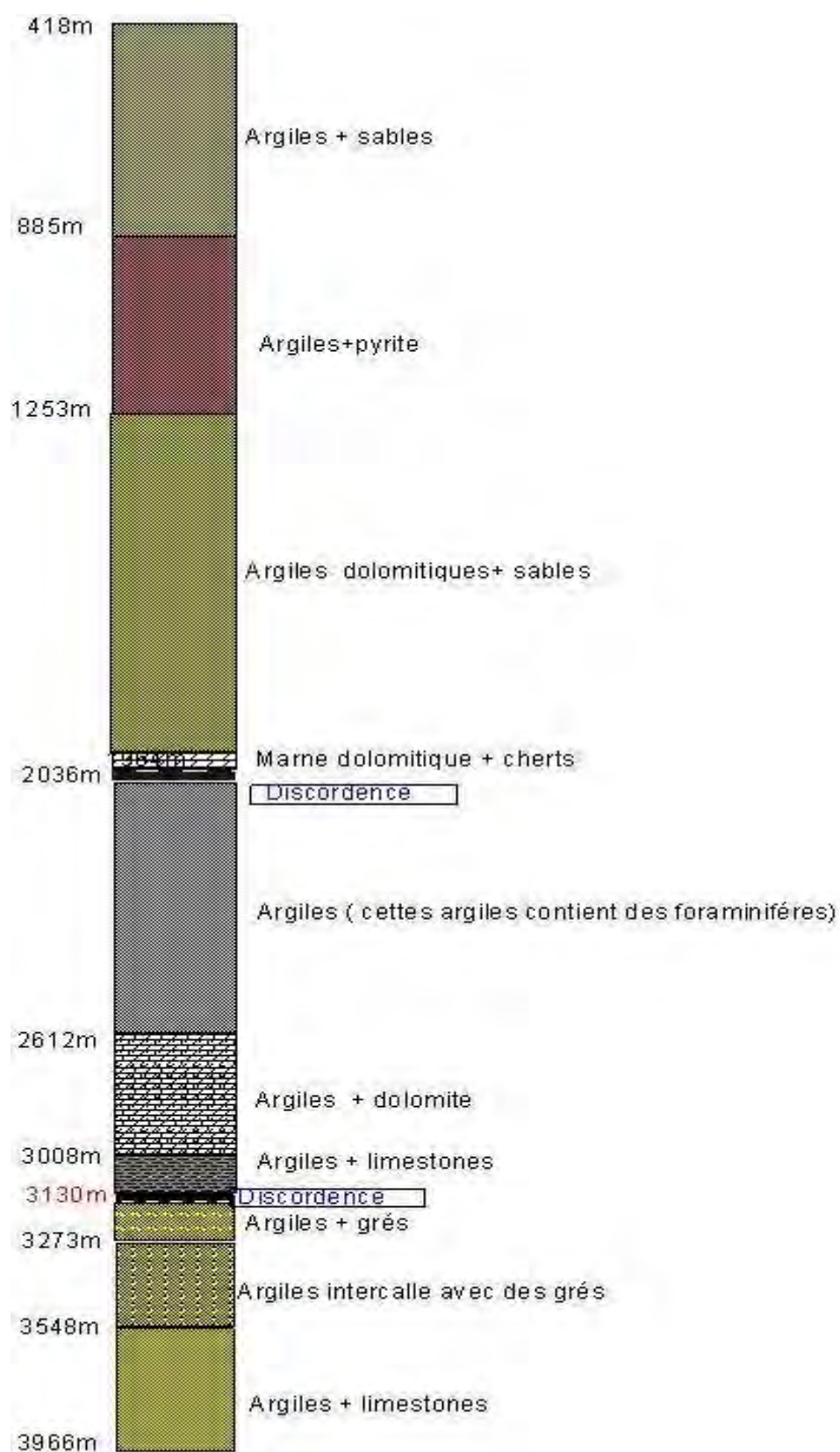
**I. APTIEN (3697-4042m) :**

Les argiles aptiennes sont semblables à celles du Cénomaniens-Albien, mais deviennent plus marneuses vers la base de la série. Les marnes sont gris-clair à brun clair passant localement à du calcaire crayeux, argileux.

**J. NEOCOMIEN (4040-4048m) :**

Le sondage a atteint un calcaire micritique massif à 3966m, Le calcaire est partiellement bioclastique à débris d'algues, de mollusque, (Echinodermes) et est recristallisé.





**Figure 9 : Log lithologique du forage MTO-2**

## II.1.2. SONDADE V-1 (Fig 10)

### A. *PLIO-PLEISTOCENE* : (588m à 999m) :

Argile brune à grise, silteuse, parfois calcaire.pyriteuse, gloconieuse.

### B. *MIOCENE MOYEN ET SUPERIEUR* : (999m à 1829m) :

Argile grise silteuse plus ou moins calcaire ; rares passées de sable fin ; glauconie abondante à la base .Traces de calcaires crayeux.

### C. *EOCENE MOYEN* (1829 à 1899m)

Argile plus ou moins indurée, passant parfois à un siltstone ; passées de grés très fin, argileux, glauconieux, fossilifère.

### D. *EOCENE INFÉRIEUR* (1899 à 2099m) :

Calcaire fin, parfois crayeux, glauconieux et siliceux, silex abondants.

### E. *PALEOCENE* : (2099 à 2659m) :

Au sommet, calcaire à silex, puis argiles prédominantes, indurées, silteuses, légèrement calcaires avec passées de siltstone ou des grés très fins.

### F. *MAASTRICHTIEN* (2659 à 3139m) :

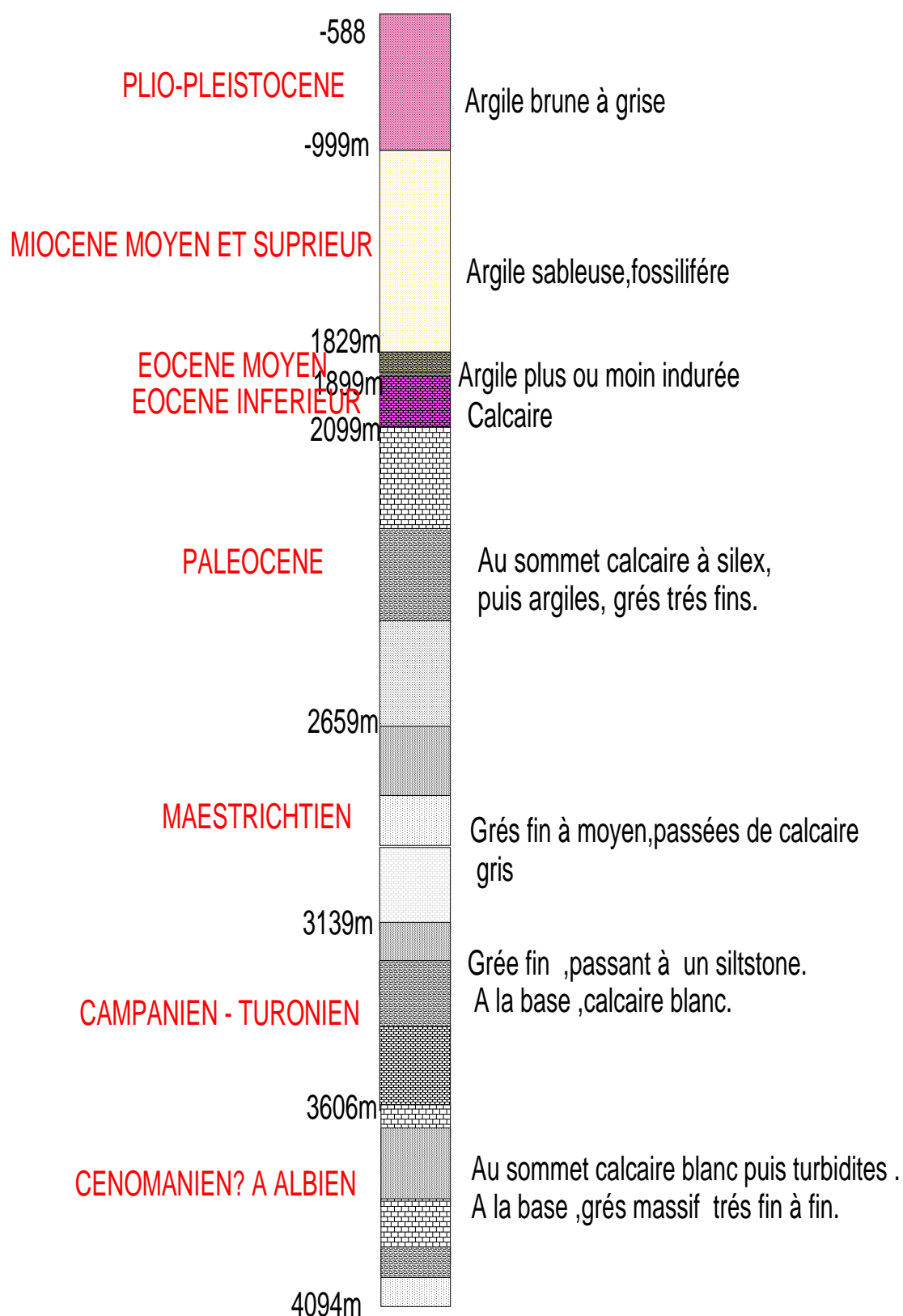
Grés fin à moyen à ciment siliceux. Siltstone parfois sableux, passées de calcaire gris microcristallin.

### G. *CAMPANIEN-TURONIEN* (3139 à 3606m) :

Grés fin à ciment calcaro - siliceux, passant à un siltstone à ciment calcaire, argile indurée à schisteuse. A la base, calcaire blanc silteux ou cryptocristallin.

### H. *CENOMANIEN ? A ALBIEN* (3609 à 4094m) :

Au sommet calcaire blanc puis turbidites : grés fin, calcaire, passant à des siltstone puis argiles indurées .A la base, grés massif, très fin à fin, à ciment argileux et calcaire, avec quelques niveau poreux.



**Figure 10 : Log lithologique du Sondage V-1**

## II.1.2. LE FORAGE LOUP DE MER

### A. *PLIOCENE-QUATERNAIRE* : (1240-1410m) :

Argiles avec des intercalations de Clay-gréseux et des grés; fragments des fossiles.

Cette section montre des argiles noirâtre –blanchâtre, pyritique.

Les grés brun - marron très fins quartzitiques avec trace dolomitique.

Entre 1339 et 1410m Clay stone : noirâtre -gréseux,

(1410-1488) : une séquence du sable argileux et des sables avec intercalation des grés.

Le sable est de couleur grise, très fin et les grés sont noirâtres à blancs.

(1488-1565m) : une séquence de sables et du sable avec une intercalation faible des calcaires.

### B. *SOMMET DU MIOCENE*

(1565-1720m) : sable argileux avec une intercalation d'argiles pyritiques et silteuses.

Argiles silteuses de couleur noir-gris à blanche, imposeuse....

(1720-1739m) : des silts sablo -argileux avec une intercalation des grés et de sable ; argiles fines.

(1739-1860m) : Silt –argilo -sableux intercalé à des sables et des silt - argileux.

(1860-1922m) : Silt – argilo -sableux intercalé à des silts argileux, silts- grés et sable.

(1922-1999m) : Silts argilo -sableux intercalé des argiles fines (clays), calcaires, siltstone-grés et des argiles silteux.

(2000-2170m) : silts –argilo -sableux fins intercalé des sables, silts, argiles, sable dolomitique et des argiles –sableux fins.

(2170-2402m) : silt argileux sableux fins intercalé à des sables, dolomites, silteux argileux, grés, argiles fines, siltstone et silts. La dolomie est fine cristalline à microcristallines poreuses, porosité est intercristalline Les argiles silteux grise à brunes.

### C. *UNE DISCORDANCE D'OLIGOCENE (OLIGOCENE UNCONFORMITY)*

à 2557m

(2495-2557m) : Argiles intercalés à des silts-sableux et sable-argileux ; sable silteux riche en matière organique de porosité bonne.

(2557-2635m) : Argiles –sable intercalé à marl, marne, sableux et dolomite.

Marl : calcaires sableux –argileux fines à calcaires argilo sableux limestone.

Dolomite très riche de la matière organique.

(2635-2681m) : Argiles intercalé à de minces couches de dolomite au sommet.

Argiles de couleur grise à blanche, fissile, gloconniu, Pyritique, chloritique.

(2681-2749m) : Argiles avec une limite étroite du sable et des grés sableux.

Cette argile contient des foraminifères.

(2749-2824m) : Calcilutite, limestone, marnes, grés calcaires, sables et des argiles ; cette argile contient des foraminifères.

(2824-2911m) : Argiles intercalés à des grés silteux dolomites et des argiles ; grés argileux fines.

(2911-3028m) : Calcilutite intercalé à de dolomite, grés calcaire, sables, argiles et des petits grés argileux fines.

(3028-3112m) : Argiles à dominante calcilutite.

(3112-3320m) : Argiles intercalés à des grés –sableux, Argiles fines.

#### **D. DISCORDANCE DU TURONIEN (TURONIEN UNCONFORMITY) à 3629m**

Il correspond une séquence des couches d'argiles intercalées à des grés calcaires et grés sableux. Cette argile renferme des foraminifères et des fragments des microfossiles.

#### **E. DISCORDANCE DU CRETACE MOYEN**

**3756m** est le Marqueur du sommet de l'Aptien ; dans cet intervalle on a une intercalation de calcilutite (marnes) et argiles. Les marnes contiennent des Foraminifères, des traces de veines de calcite.

**(3819-3865m)** : séquence d'argiles intercalées à des grés- sableux.

**(3865-3968m)** : Séquence des calcaires –sableux- argiles fines à calco- argiles sableux, (Marl or calcilutites) intercalé à des grés et d'argiles.

Les argiles dans cette section renferment des foraminifères et des veines de calcites.

**(3968-3996m)** : Séquence d'argiles intercalé à des marnes et grés limoneux (limestone), Calcilutite comme celui au-dessus les grés limoneux ne renferment pas des huiles.

**(3996-4061m)** : une section de marne intercalée à des couches de grés limoneux, à la base cette section contient des matières organiques au niveau de la marne.

**(4061-4212m)** : Séquence de calcaire greso- argileux à argiles calcaires-Grés calcaire pyritique avec une petite intercalation des couches d'argiles ; a la base de la séquence les calcaires sont plus abondants entre **(4176 et 4175m)** il y'a intercalation d'une couche de grés limoneux. Au niveau de la calcilutite on a un 'enrichissement en matière organique.

**4262m** Marque le sommet du Néocomien

**(4212-4225m)** : L'imestone de taille moyenne, recristallisé et fracturé. Ces grés limoneux contiennent moins de la matière organique.

**(4225-4231m)** : Séquence de calcarenitiche a microconglomérats grés limoneux (limestone) intercalé à des les grés limoneux (limestone).

#### **F. LA LIMITE DE JURASSIQUE/CRETACE**

**(4231-4910m)** une section épaisse de boue de grés limoneux, (l'énergie des dépôts a l'intérieur de cette étage est faible) ; légèrement fracture avec de petites couches intercalées à des couches des grés lumineux grossiers .avec de minces couches intercalées à des couches de calcaires –argileux. Très pauvre des indicateurs d'Hydrocarbures (huile morte). Cette roche ne constitue pas un bon réservoir.

**(4650-4668m)** : Grés limoneux, bioclastique, contenant des foraminifères surtout *Miliolites*, *Lituolides*, et des algues restent charaphytes (algues des eaux fraîches).

De **(4668-4681)** et sable oolithiques, légèrement pyritique et dolomitique et cysalisé.

Un bon indicateur d'huiles mortes se trouve à environ 4251m. Ces grés limoneux (limestone) renferment des fossiles : Ostracodes et Foraminifères (surtout les

*Lithoïdes*), riches (FeS et FeS<sub>2</sub>) Sulfats de fer. Les grés dolomitiques (dolostone) renferment des matières organiques. Les argiles sont peu calcaires.

**4910-4953m** : Grés limoneux comme celui au-dessus intercale avec des couches des grés limoneux grossiers.

A (**15900-15920m**) une intercalation de petites couches dolomitiques argileuse a été trouvée.

**A 4953m** : Marqueur de la partie la plus épaisse de la séquence (limestone inférieur). (4953-5087m) la profondeur totale, Elle est constituée d'une intercalation de la séquence boue - grés limoneux (comme précédente) intercale avec calcaire- argileux.

## II. 2. ANALYSE STRATIGRAPHIQUE DES FORAGES MTO-2 ET V-1

### II .2. 1- ETUDE MICROPALÉONTOLOGIQUE DE CERTAINS NIVEAUX DU TERTIAIRE DU FORAGE V-1

10 échantillons ont été examinés dans l'Eocène et le Paléocène. Les résultats de cette étude modifient certaines des subdivisions stratigraphiques du log fondamental de la façon suivante (cotes plate-forme).

Echantillons Etudiés	Age présumé (BEICIP)	Log fondamental V-1
1820-1830m	Miocène inférieur Ou moyen	Miocène moyen 1840m-----
1850-1860m	Eocène supérieur	Eocène moyen ?
1880-1890m	Eocène moyen	
1890- 1900m	Eocène moyen	
1910- 1920m	Eocène moyen	1910m----- ?
1920-1930m	Eocène moyen	
1930- 1940m	Eocène moyen	Eocène inférieur
1940- 1950m	Eocène moyen	
1950- 1960m	Eocène moyen	
2400- 2410m	Paléocène moyen	2110m Paléocène

**Tableau 1 : les différents de la datation de shell Maurex et BEICIP**

Il sera intéressant de revoir quelques échantillons supplémentaires, directement au-dessus des calcaires – silex abondants, niveau que l'on retrouve, dans les différents forages offshore de Mauritanie, plus précisément entre 1960 et 2110m pour vérifier si l'Eocène inférieur est représenté ou non.

On notera que cette étude a été faite sur déblais, donc que les résultats ci-dessus ne sont qu'une hypothèse de travail. Nous pouvons dire néanmoins que l'existence de l'Eocène supérieur a été prouvée, mais que l'absence des marqueurs l'Eocène inférieur en déblais n'impliquent ni hiatus ni érosion de cette partie de l'Eocène puisque entre 1960m et 2110m aucun déblais n'a été étudié.

## II .2. 2- FORAGE V-1

**1820- 1830m** : Argiles laminées avec la glauconie ; Débris de poissons et algues enkystées.

Foraminifères benthiques abondants : *Uvigérines* et *Bulimines*, *Lagénidés*.

Plancton très rare : *Globorotalia obesa*, *Globoquadrina* sp. Age Miocène inférieur ou moyen

**1850- 1860m** : argiles brunes laminées à glauconie. Passées de calcaire blanchâtre ; traces de phosphate.

Plancton plus fréquent : *Globigérine linaperta*, *Globigerina tripartita*, *Globorotalia increbescens*, *Globigerina ouachitaensi* . Age Eocène supérieur présumé.

- **1890m** : marnes brunes et fragments de calcaire blanchâtre, Glauconie, phosphate

Plancton : *Globigerinatheka semiinvoluta*, *Globorotalia bolivariana*, *Clavigerinella* sp.

Age : Eocène moyen, partie supérieure

**1890- 1900m** marnes brunes,

Plancton :

*Globigerina linaperta*, *Globorotalia bolivariana*, *Globorotalia cerroazulensis*, *Clavigeriella* sp. Age : Eocène moyen, partie supérieure

**1910-1920m** : marnes brunes et calcaire blanc crayeux; débris phosphatés abondants.

Plancton : *Globorotalia cerroazulensis*, *Globorotalia bolivariana*. Age : Eocène moyen

**1920 – 1930 m** : Calcaire blanchâtre .Radiolaires fréquents.

Plancton : *Truncorotaloides rohri*, *Globigerina sennii*, *Globorotalia bullbrooki*, *Clavigerinella* sp, *Globorotalia pseudomayer* : Age : Eocène moyen

**1930 – 1940m** : argiles beiges et fragments de calcaire blanchâtre. Radiolaires abondants. Plancton : *Globorotalia cerroazulensis*, *Globorotalia spinulosa*, *Globorotalia aspensis*, *Globorotalia bullbrooki*, *Acarinina pentacamerata*, *Globigerina senii*, *Clavigerinella* sp. Age: Eocène moyen

**1940 – 1950m** : argiles brunes – fragments de calcaire dolomitique. Radiolaires abondants.

Plancton : *Clavigerinella* sp, *Globigerina inaequispira*, *Globorotalia cerroazulensis*, *G.bullbrooki*, *Truncorotaloides rohri*, *A.pentacamerata.bolivines* abondantes. Age : Eocène moyen.

**1950 – 1960m** : argiles beiges. Radiolaires abondants.



Plancton : *G.cerroazulensis*, *Globorotalia bullbrooki*, *G.aspensis*, *Globigérine frontosa*, *G.inaesquispira*, *Truncorotaloides rohri*. Age : Eocène moyen.

**2410 m** : argiles grises, laminées ; lignite, pyrite. Benthos : agglutinants fréquents.  
Plancton rare: *Globorotalia pusilla*, *Globorotalia* . Age: Paléocène moyen.

## II. 3. ETUDE MICROPALÉONTOLOGIQUE DE CERTAINS NIVEAUX DU CRETACE DES FORAGES V-1 ET MTO-2

### II.3.1. FORAGE MTO-2

Matériel disponible : Entre (**3076-3079m**),

Déblais de forage ; 20 échantillons ont été étudiés et 2 échantillons prélevés dans des carottes.

(Cotes référence –plate forme).

En fonction des conditions d'échantillonnage, on commencera par l'analyse des carottes.

La carotte n°11 s'est révélée très pauvre (**3076 -3079m**). Quelques individus probablement attribuables à *Favusella washitensis*, à quoi s'ajoute une *Bulimina Sp.* L'âge pourrait être Albien -Cénomanién basal peut-être déjà Aptien terminal.

La carotte n°12 a livré un assemblage très pauvre de formes de petite taille dont détermination est délicate.

On peut y reconnaître des formes qui pourraient être attribuées, à la taille près, à *Gavellinalla* du groupe barremiana (*Bettenstaedt*)-*djaffaensis*; il s'a ajoute quelques *Hedbergella* (du type planispira), des *Lenticulina* (groupe gaultina), *Gyroidina*.

Au total on verrait volontiers cet assemblage dans le milieu du Crétacé inférieur, par exemple vers Aptien supérieur –Albien inférieur (plutôt le premier que le second étage nommé).

Mais ce qu'il faut retenir, c'est que cet assemblage obtenu en carotte diffère complètement de celui que l'on recueille dans les déblais ; force est de considérer que ce dernier constitut en retombées.

Globalement les formes recueillies entre **3076m** et **3079m** constituent un ensemble homogène, telle ou telle forme étant trouvée dans tel ou tel niveau.

Elles se situent dans le Cénomanién supérieur, sans que l'on puisse raisonnablement suivre une différenciation stratigraphique.

Certaines de ces formes appartiennent plutôt à des provinces américaines, (*Siphogenerinoides cretacea*, cf. *Verneuilina beqrpawensis*, *Clavulinoides whitei*, *Gaudryina navarroana* *Var.crassaformis*, *Ammobaculites gr.taylorensis*, *Gyroidina vortex*, *G.naranjoensis*).

D'autres sont plus ubiquistes, on les trouve en particulier dans les régions nord-africaines (*Rzehakina gr.epigona*, *R.lata*, *Clavulinoides trilatera*, *C.disjuncta*, *C.insignis*, *Ellipsoglandulina* cf. *velascoensis*, *Chilostomella* cf. *trinitatensis*, *Bulimina*

*kickapooensis*, *Bolivinopsis clotho*, *Cibicides stephensoni*, *Osangularia navarroana*).

Il y a lieu de noter l'abondance des formes Agglutinantes (*Haplophragmoides*, *Trochammina*, *Recurvoides*, **Ammobaculites**) et pratiquement l'absence de planctonique.

Retenir enfin que l'on trouve, épars, reconnaissables à leur taille et au mode de conservation, quelques petites formes semblables à celles de la carotte 12, qui représentent probablement plus ou moins les couches en place.

On pourrait penser à faire un tri du matériel fin, pour déceler l'apparition (dans le sens du forage) ; de ces formes ; il est probable qu'il faudrait remonter plus haut que **2928m**.

## II.3. 2. FORAGE V-1

Matériel disponible déblai de forage de **1006m** à **1164m** .vingt échantillons on été étudiés. Il semble que, tenant compte de l'incertitude résultant du fait que l'on a opéré sur déblais, on puisse distinguer deux assemblages :

L'ensemble supérieur, en place et / ou retombées irait jusqu'à **3854m** .Les espèces qui les composent, en particulier la présence de *Siphogenerinoides dentata* (CHENOUEARD, DE KLASZ ET MEIJER) ; font penser à des assemblages (à petits *Buliminidae*) qui l'on rencontre en Afrique équatorial .Mes cette particularité peut être rapportée à une question de faciès, et non de stricte affinité de province paléogéographique.

Si l'on en juge par ce qui est connu de l'espèce citée, l'âge serait Turonien à Sénonien inférieur, peut – être base du Campanien (il faudrait pouvoir se reporter à des citations de l'espèce dans les forages du Gabon pour avoir peut – être une idée plus précise de son extension).

Parmi les autres formes on peut citer : *Pseudogaudryina pyramidata*, *Gaudryina rugosa* , *G.cf.navarroana*, *Haplophragmoides excavata*, *Gumbelina ultimumida*, *Bulimina diversae*, dont B . reussi, *B. de type speciosa*, *B .gr.taylorensis*, *B .cf.baccata*, *B.gr.spinata* , *Gyroidina gr .umbilicata cretacea* , *G.cf.globosa* et de très rares *Hedbergella*.

L'ensemble inférieur apparaît à **3854m**, il est très pauvre, composé de formes minuscules ; (*Gyroidina*, *Bulimina*, *Lagenidae*), parmi lesquelles on distingue *Osangularia gr* , *Californica utaturensis*.

On peut donc penser grosso modo à de l'Albien inférieur à moyen.

Il y aurait peut – être lieu de procéder au tri du matériel fin au – dessus de cette coté, pour voir si cet assemblage n'existe pas (in situ ?) plus haut. Toutefois, il semble que, à ces niveaux, se produise un changement du faciès du sédiment (plus néritique et plus clastique au dessous).

En conclusion, sur le sondage de MTO-2 les études faites sur les 20 ech. Déblais, à partir de (**3124m**) ont livré une association de foraminifères du Sénonien supérieur (par ex. *Siphogenerinoides cretacea*, *Rzehakina gr.epigona* etc.)

La carotte 11 sous – jacente pauvre (**3282 - 3284,5m**) a livré des formes (*Hedbergella washitensis*) attribuables à l'Albo – Cénomanién basal peut – être Aptien superposition

(Sén.sup - Aptien sup – Albien inf) : hiatus, érosion ou plus simplement échantillonnage trop lâche. Pour infirmer ou confirmer l'une ou l'autre hypothèse, il aurait fallu étudier beaucoup plus de matériel.

La carotte 12 (**3220, 3435 m**) a donné une association qui a un cachet Aptien sup. – Albien inférieur.

Quant au Sondage V – 1 on a étudié 10 échantillons dans le Paléogène. Ce modeste échantillonnage a permis de mettre en évidence l'Eocène supérieur mais ne permet pas d'infirmer ou de confirmer la présence de l'Eocène inférieur car nous n'avons pas eu à étudier les cuttings de **1960 m à 2110m**. La lacune sous le Miocène apparaît donc plus réduite que d'après les données de Shell.

Pour le Crétacé, il a été étudié 20 échantillons de **3521 m à 4073m**.

Deux associations ont été mis en évidence, la première de **3521m à 3854m** appartiendrait au Sénomien inférieur – Turonien (*Siphogenerinoides dentata*), la seconde reconnue de **3854m à 4073m** serait attribuable à l'Albien inférieur à moyen. Là encore, cette étude fragmentaire ne permet pas de dire s'il y a hiatus ou érosion du Cénomanién. Dans l'état actuel des choses, nous ne pouvons préciser davantage la succession Stratigraphiques.

Dans les deux cas pour le Crétacé on aboutit à la limite soit à un hiatus ou érosion, soit au moins à une condensation des niveaux qui se seraient déposées au cours du Cénomanién – Sénomien.

## **II. 4. SYNTHÈSE LITHOSTRATIGRAPHIQUES : LES SÉRIES PETROLIFÈRES**

### **II.4. 1 - SEQUENCES STRATIGRAPHIQUES :**

#### **II.4. 1. 1. Séquence Rift :**

Cette séquence localement connue dans les bassins voisins de Tarfaya et du Sénégal, débiterait par une série argilo-gréseuse déposée en domaine fluvio-deltaïque à lacustre et se termine par un épisode salifère correspondant à la 1<sup>ère</sup> régression marine liasique.

Les évaporites ont généré un intense diapirisme dans la partie sud du bassin. Cette séquence pourrait contenir des réservoirs clastiques bien développés et de roches mères de type lacustre.

#### **II.4.1.2. Séquence Drift :**

Seule cette séquence a été bien identifiée sur les profils sismiques et testée par quelques puits forés. Elle débute par une épaisse série carbonatée progradante (2---3000m) d'âge essentiellement Jurassique moyen à une plateforme rigide dont les effets influenceront fortement la sédimentation ultérieure.

Des réservoirs de type barre oolithique ou récifaux, probablement fracturés, ont été rencontrés et la présence de roches mères d'âge jurassique moyen n'est pas exclue.

La plateforme carbonatée surmonté, d'un prisme sédimentaire d'âge Crétacé à Pliocène à dominance gréseuse, est essentiellement argileuse dans l'offshore profond. La série Crétacée constituée d'argile, grés et carbonate, montre d'excellents réservoirs dans sa partie supérieure avec des épaisseurs utiles de plusieurs dizaines de mètres et des porosités de l'ordre de 20-30%. De bonnes roches mères ont été identifiées dans cette séquence par les analyses géochimiques effectuées.

Le Paléogène n'est complet que vers la zone côtière. Dans l'offshore profond il a été fortement érodé avant le dépôt de la séquence Mio - Pliocène. La série classique carbonatée contient des passages à des argiles partiellement sous -compactées dans l'offshore profond et de bons niveaux roches mères sont interceptés dans cette séquence.

Au cours du Mio-Pliocène, une épaisse séquence argilo-gréseuse progradante s'accumule au-delà du shelf et l'ensemble de la marge bascule progressivement vers l'Ouest.

## **II.4. 2. ROCHES MERES POTENTIELLES:**

Une roche mère une roche fine qui, ayant refermé au moment de son dépôt des quantités suffisantes de matières organiques et accumulée en milieu réducteur ou tout au moins faiblement oxydant, et susceptible de générer des hydrocarbures. La matière organique insoluble de la roche mère est nommée kérogène. La roche mère doit être une roche imperméable.

Dans le bassin côtier, il existe plusieurs types de roches mères. Une étude géochimique réalisée sur plusieurs puits prouve l'existence de plusieurs roches mères dans lesquelles toutefois la matière organique semble inégalement répartie. Les roches mères potentielles sont localisées au Turonien -Aptien et à l'Eocènes -Pliocène supérieur, où les potentiels initiaux atteignent plusieurs kg d'hydrocarbures/Tonne de roche la matière organique est à dominance marine.

De bons intervalles de roches mères sont également rencontrés dans le Mio-Pliocène. D'une façon générale, la matière organique est un mélange de type II (marine) et de type III (terrestre). Le potentiel initial augmente vers le domaine offshore profond en liaison avec l'augmentation de l'argilosité, cependant, la teneur en carbone organique (COT ) peut être élevée dans la région côtière où la matière organique terrestre prédomine , les roches mères potentielles devraient exister dans les séquences Rift et Pré-Rift.

Les roches mères crétacées sont partiellement à totalement matures suivant leur position dans le bassin. La modélisation MATOIL montre une chronologie favorable pour l'accumulation des hydrocarbures tandis que la modélisation TEMISPACK réalisée par BEICIP-FRANLAB en 1992 indique la possibilité de migration des hydrocarbures, depuis la dépression au delà de la plateforme, vers la bordure du bassin, la migration verticale étant favorisée par les présences des failles. De nombreux indices d'huile observés dans les puits Mauritanie offshore (MTO) confirment la présence de roches mères matures favorables à la génération d'huile.

### II.4.3 - ROCHES RESERVOIRS POTENTIELLES :

Pour constituer une matière première intéressante à exploiter, les hydrocarbures doivent migrer et se concentrer dans un réservoir. La roche qui va les accueillir doit à la fois être poreuse, pour contenir du pétrole et – ou – gaz, et perméable, pour permettre l'écoulement des fluides qu'elle renferme : on parle de roche réservoir.

Dans le bassin côtier, il existe plusieurs types des roches réservoirs. Au niveau de la plateforme carbonatée, le jurassique supérieur à crétacé inférieur peu exploré présente de belles structures fermées avec un certain nombre d'éléments favorables.

Notamment vers la bordure Ouest, où sont développés des Récifs et des bancs oolithique.

Ces réservoirs peuvent être alimentés par des roches mères matures du crétacé inférieur et éventuellement lias-dogger.

Au niveau de Ras El Baida, il existe un réservoir gréseux dans le delta sous marin. Dans la Baie de Nouakchott, les sables sont présents dans le forage situé le long de la bordure de plateforme et dans les dépôts turbidités sur le talus. Des roches mères matures sont intercalées dans la série et de nombreux indices ont été rencontrés.

Dans la partie Ouest du Nord, dans le crétacé supérieur et pliocène, nous avons une répartition des sables étroitement liée à la topographie. Il existe des intercalations, des dolomies dues à la diagenèse du calcaire mais cette section donne des réservoirs de mauvaise qualité. En général, les réservoirs du crétacé supérieur et paléocène sont présents sur le bord.

Dans la section du Paléogène, l'Eocène est partiellement érodée, L'Oligocène est présent seulement sur le bord. Les séries de l'Eocène supérieur et l'Oligocène ont une forte probabilité d'avoir des réservoirs sableux et cela pour plusieurs raisons :

- Elles sont situées à l'Est des puits déjà forés et correspondent à une période de régression.
- Le changement de vitesse analysé au Sonic par des tranches des forages a indiqué le passage d'un faciès sableux, où on peut distinguer deux zones majeures :  
Le littoral ou zone d'eau peu profonde montre des bons réservoirs grâce aux intercalations des couches argileuses et sableuses (plusieurs centaines de mètres avec une porosité pouvant atteindre 30%) ;
- A l'Ouest dans la zone profonde nous avons des niveaux dolomitiques d'âge Paléocène supérieur.

### II.4. 4 - LES PIEGES POTENTIELS

Dans le bassin côtier, il existe un bon nombre des pièges au niveau de la plateforme.

De Jurassique au Crétacé inférieur la zone présente des pièges de type failles/horst, tandis que dans le Paléogène des pièges stratigraphiques très favorable existent sous la discordance Miocène. Les roches mères crétacées montrent une période de génération d'huile postérieure à l'âge de la formation des pièges.

Des couples roches réservoirs/roches couvertures et des pièges structuraux /pièges stratigraphiques ont été identifiés dans des forages de sable le long de la bordure de la plateforme et dans des lentilles de sable constituées de dépôts de turbidités sur le pente dans

l'ensemble de la séquence Méso-Cénozoïque en situation favorable par rapport aux roches mères mûres et à des profondeurs d'eaux n'excédant pas 500 m.

La roche couverture ne pose pas de problème, vu la présence dominante de l'argile schisteuse (shale), confirmée par les différents forages effectués dans l'offshore. Dans le Cap-Timiris qui est dominé par les sables, certains niveaux des grès et des shales sont constatés. Dans Ras El-Beida -1, des niveaux non poreux d'âge Crétacé supérieur sont dolomitique et siliceux. On peut remarquer, d'après le forage OCT-1B, un marqueur de roche couverture dans la zone nord et littorale et surtout pour les niveaux de régression.

#### **II.4. 5 - VOIES DE MIGRATION POTENTIELLES :**

La profondeur au toit de la fenêtre à huile : 3000-3500 mètres permettent de situer beaucoup de roches mères dans cette zone. Le mécanisme de l'expulsion et du mouvement des fluides (eau de formation + hydrocarbures) est constaté par le tassement des sédiments. Pour pouvoir perdre leurs eaux intergranulaires, les argiles ont besoin d'être associées en alternance à des niveaux poreux constituant des drains vers l'extérieur. Du système, Si non l'ensemble constitue un milieu clos hydrauliquement sans échange possible avec l'extérieur.

Le phénomène de sous tassement des argiles (associé à des pressions élevées) présent dans de nombreux forage s'explique par l'absence de drain poreux prouvé par ailleurs par l'analyse de réservoir. Les hydrocarbures matures développés dans ces argiles sont restés en place associés à l'eau de déformation dans le domaine sans drain (zone Ouest).

Ainsi la possibilité de migration primaire des hydrocarbures est liée au tassement des roches mères par évacuation de l'eau de constitution à travers de drains intercalaires vers les réservoirs.

## **CHAPITRE III**

### **ANALYSE GEOCHIMIQUE ET EVALUATION DU POTENTIEL PETROLIER DES SECTEURS ETUDIES**

#### ***III. 1. METHODOLOGIE D'ETUDE***

##### **III. 1.1 - Préparation du kérogène**

Le kérogène concentré pour l'examen microscopique et pour l'analyse élémentaire est préparé en utilisant les procédés palynologiques standards mais en omettant l'oxydation et l'acétolyse. La macération acide développe l'utilisation de l'acide chlorhydrique (HCl) à chaud pour mobiliser les carbonates et l'acide fluorhydrique à 60% chaud pour mobiliser ou détruire les silicates.

Les résidus minéraux sont séparés du kérogène par une combinaison de la vibration ultrasonique et la flottation au bromure de zinc (ZnBr<sub>2</sub>).

Les échantillons de kérogène utilisés pour la coloration des spores et la détermination du type de kérogène sont montés sur des diapositives en verre dans de la gelée de glycérine, ceux utilisés pour la réflectance de la vitrinite puis montés dans de la résine époxyde (ou l'époxyline). Les résidus de kérogène sont stockés dans du méthanol.

##### **III. 1.2 - Détermination de la teneur en carbone organique total**

Les teneurs en carbone organique sont obtenues en traitant, 0,1g d'un échantillon de roche broyée, avec de l'acide chlorhydrique à chaud pour enlever les carbonates.

Le résidu lavé est filtré dans une fibre de verre et enflammé dans un analyseur de carbone LECO (appareil). Pour des objectifs de classement, les échantillons sont analysés séparément mais pour des analyses poussées, tels que la pyrolyse et l'extraction des solvants qui sont anticipés, un échantillon dupliqué sera exploité.

Lorsque des échantillons sont carrément tachés d'huile, soit de dépôts naturels soit de boue de forage, la mesure du carbone organique total (COT) peut être faite sur un échantillon extrait d'un solvant et séché.

La mesure du COT est fondamentale pour l'estimation de la qualité des roches mères ; quand elle est combinée à la détermination du type de kérogène et de la maturation, une description complète du potentiel de génération d'huile peut être alors donnée.

Il est démontré en pratique que des sédiments contenant moins de 0,3% de COT sont dépourvus de tout potentiel de roches mères, ceux renfermant entre 0,3 et 1,0% peuvent constituer des roches mères marginales ; les meilleurs teneurs donnant des roches mères de qualité dépassent les 1,0% de COT.



### III.1.3 - le Rock Eval et Paramètres Géochimiques

Au-delà de l'analyse en teneur en carbone réalisée sur l'appareil LECO, la caractérisation des roches – mères se fait à partir d'une pyrolyse programmée des roches, à l'aide d'un ROCK EVAL (ESPITALIE J .et al, 1977 a et b). Cette pyrolyse permet de déterminer à la fois la nature de matière organique, ses états de maturation et ses potentiels pétroliers (exprimée en kg d'hydrocarbures par tonne de roche). Les différents paramètres pris en compte sont :

La teneur en carbone minéral (en pourcentage du poids de roche),

La teneur en carbone organique (en pourcentage du poids de roche),

- S1 (en kg d'HC par tonne de roche) représentant la quantité d'hydrocarbures, liquide et gazeux à l'état libre dans la roche,
- S2 (en kg d'HC par tonne de roche) représentant la quantité d'HC libérée par le kérogène au cours de la pyrolyse,
- -S3 (en kg de CO2 par tonne de roche) qui est la quantité de gaz carbonique libérée par le kérogène au cours de la pyrolyse,
- Les températures de pyrolyse (Tmax) il s'agit de la température, expérimental atteint au maximum du pic S2 du programme. En première approximation, les températures ainsi obtenues peuvent se corréliser sur les pouvoirs réflecteurs de la vitrinite : (voir table N°2).

D'une façon rigoureuse, la nature de la matière organique doit être prise en considération. A cet effet, on utilise une abaque. (IH en fonction de Tmax) sur laquelle sont localisées les 3 lignées de référence (MO de type I-II-III) et trois courbes d'isoreflectance (PR de 0,5 de 1,0 et de 1,5). L'index de production (IP) exprimant le rapport des HC libres aux HC totaux à savoir  $S1/S1+S2$  il permet de reconnaître les accumulations, c'est-à-dire les HC libres qui ne sont pas issus du kérogène in situ l'index d'hydrogène (IH) : Correspondant à S2 rapporté au carbone organique. L'index d'oxygène (IO) : Correspondant à S3 rapporté au carbone organique. La relation entre ces deux index, HI et IO, s'exprime sur un diagramme inspiré de Van KREVELEN, dans lequel figurent les trois lignées évolutives des types de matière organique de référence I-II-III aux (Fig 24 et 25 en annexe).

Température TMax (°C)	Pouvoirs réflecteurs de la vitrinite <b>PR</b>	Signification
< 435	< 0,5	Zone immature
435	0,5	Début de la formation principale d'HC liquide (= fenêtre à huile)
450	0,9 – 1,0	Début de la formation du gaz sec
470	1,3 – 1,5	Fin de formation d'HC liquides et maximum de formation de gaz
550	2,0	Fin de la zone à gaz.

**Tableau 2: la variation de PR en fonction de Tmax**

- a. **Type I** : origine aquatique (plancton, microflore bactérienne) le plus favorable à l'élaboration d'HC liquide.
- b. **Type II** : origine marine (plancton, benthos).
- c. **c) type III** : origine continentale (matériel humique) plus favorable à l'élaboration de Gaz.

Par référence à ces lignées, il est possible de déterminer la nature d'une matière organique et d'estimer son état d'évolution.

Les tableaux (3, 4, 5,6 et7) rend compte des différentes classes de valeurs utilisées à propos des principaux paramètres de l'étude.

### III.1.4 - Paramètres liés à la Pyrolyse, Echelle des valeurs

TRES FAIBLE	FAIBLE	MOYEN	BON	TRES BON
0,01 - 0,50	0,51 – 2,00	2,01 – 5,00	5,01 – 20,00	> 20

**Tableau 3: La valeur standard de (S1+S2 Potentiel Pétrolier) (kg Hydro/T.de roche)**

TRES PAUVRE	PAUVRE	MOYEN	RICHE	TRES RICHE
0,01 – 0,20	0,21 – 0,50	0,51 – 1,00	1,01 – 3,00	> 3

**Tableau 4 : Carbone Organique (% poids de roche)**

TRES FAIBLE	FAIBLE	MOYEN	FORT	TRES FORT
0,01 – 1,0	1,01 – 4 ,00	<sup>6</sup> 4,01 – 8 ,00	8,01 – 11,00	11,01 – 12,00

**Tableau 5 : Carbone minéral (% poids de roche)**

0,08 – 8,00	8,01 – 33,00	33,01 – 66,00 50	66,01 -92,00	92,01 – 100,00
-------------	--------------	---------------------	--------------	----------------

Equivalent carbonates

FAIBLE	MOYEN	FORT	TRES FORT
0 - 100	101 - 300	301 - 600	> 600

**Tableau 6 : (IH) index d'hydrogène (S2/carbone organique)**

TRES FAIBLE	FAIBLE	MOYEN	FORT	TRES FORT
0 - 50	51 - 100	100 - 200	200 - 400	> 400

**Tableau 7 : (IO) index d'oxygène (S3/carbone organique)**

### **III. 2. RESULTATS DE L'ETUDE GEOCHIMIQUE**

#### **III. 2. 1 - Forage V-I (Fig10):**

Intervalle analysé **1030 à 4073m** ; 109 échantillons. L'examen du log géochimique conduit aux observations suivantes :

##### **A. MIOCENE SUPERIEUR ET MOYEN : 1010 A 1840m**

Potentiels pétroliers : faibles à moyens 0,4 à 3,1

IP : 0,05 à 0,13

Tmax (°C) : 427 à 430° (sauf 1<sup>er</sup> 407°)

Carbone organique : moyen à riche 0,67 à 1,88

Carbone minéral : faible à très faible 3,12 à 0,96

Les IH (43 à 220) et les IO (601 à 207) varient largement en rapport avec la variabilité de nature des MO : vers le haut, MO indéterminée passant à une MO continentale puis à une MO marine vers la base (Fig 27 en annexe).

##### **B. PALEOCENE : 2110 A 2670m**

L'échantillon le plus supérieur (à 2200m) a été rattaché à l'Eocène sus – jacent.

PP : faible à moyen 0,6 à 2,1

IP : 0 à 0,03

Tmax : 425 à 438

Carbone organique : moyen à riche 0,85 à 1,72

Carbone minéral : faible ou très faible 0,85 à 1,42

Les IH (112,114 puis 61 à 128) et les IO (67,70 puis 46 à 109) sont ceux d'une MO d'origine continentale (Fig 27 en annexe).

##### **C. MAESTRICHTIEN : 2670 A 3180 m**

Les trois échantillons les plus élevés sont à rattacher au paléocène.

PP : faible à moyen 0,9 à 2,7

IP : 0,01 à 0,13

Tmax : 426 à 433

Carbone organique : moyen à riche 0,90 à 1,35

Carbone minéral : très faible à faible 0,46 à 1,14

Les trois échantillons supérieurs avec des IH de 82 à 132 et des IO de 93 à 122 relèvent d'une MO continentale, comme le paléocène, et les autres échantillons (IH de 115 à 204 et IO de 21 à 58) d'une MO marine (Fig 27 en annexe), plus ou moins diluée de matériel inerte.

#### D. CAMPANIEN A ? TURONIEN : 3180 à 3020m (plus ou moins 3620 à 3623m)

PP : moyen à très bons 1,7 à 20,6  
 IP : 0,17 à 0,47 de 3326 à 3392m et 0,00 à 1,13 ailleurs  
 Tmax : 429 à 437, à partir de 3524 m (435 à 439) la température se maintient au – delà de 435° il montre, de son Côté, que la courbe de PR 0,5 est dépassée autrement dit la Fenêtre à huile est atteinte -à partir 3458 m (échantillon n°34846).

Carbone organique : riche à très riche 1,0 à 4,05

Carbone minéral : très faible à faible 0,72 à 3,52

Les IH (139 et 169 à 467) et les IO (103 et 15 à 45) sont pour l'échantillon à 3494m ceux d'une MO continentale et pour les autres une MO marine dont la richesse est plus marquée de 3524m vers le bas. L'intervalle 3326 à 3392m correspond à des roches accumulées.

#### E. CENOMANIEN A ALBIEN : 3620 à 4073m

Les échantillons les plus supérieurs, 3620 et 3623m, sont à rattacher à la série sus – jacente.

PP : moyen à bon 3,4 à 5,6

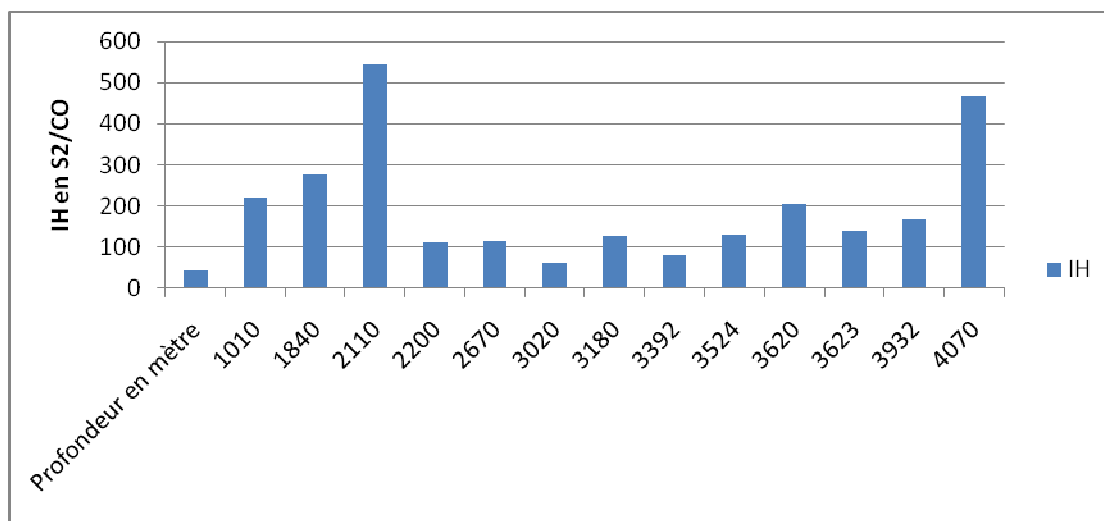
IP : 0,42 à 0,51 de 3932 à 4070m et 0,10 à 0,25 ailleurs

Tmax : 438 à 439

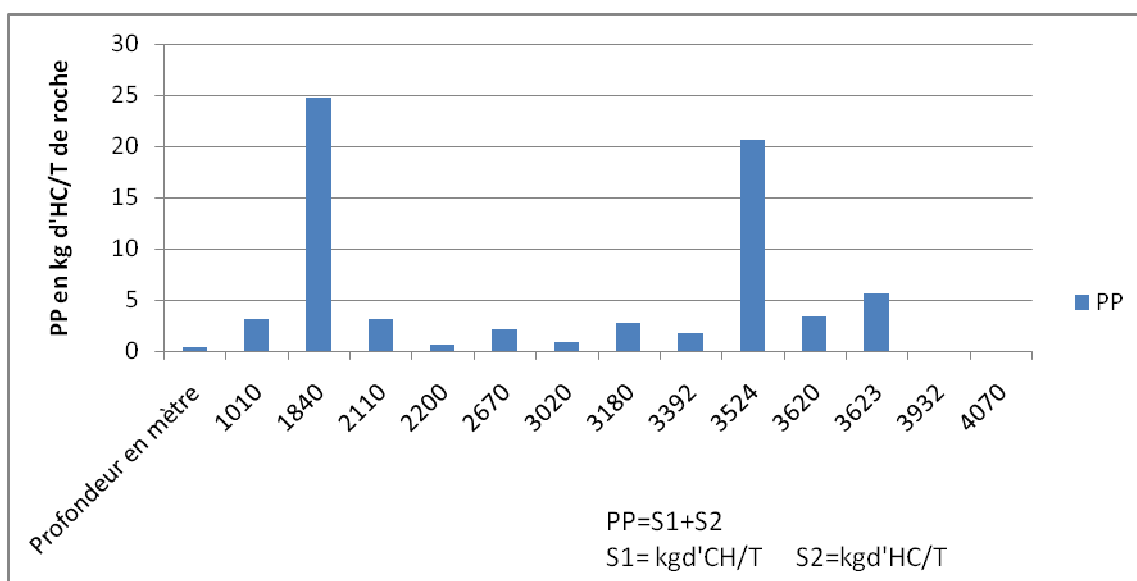
Carbone organique : riche 1,18 à 1,90

Carbone minéral : faible 1,40 à 2,52

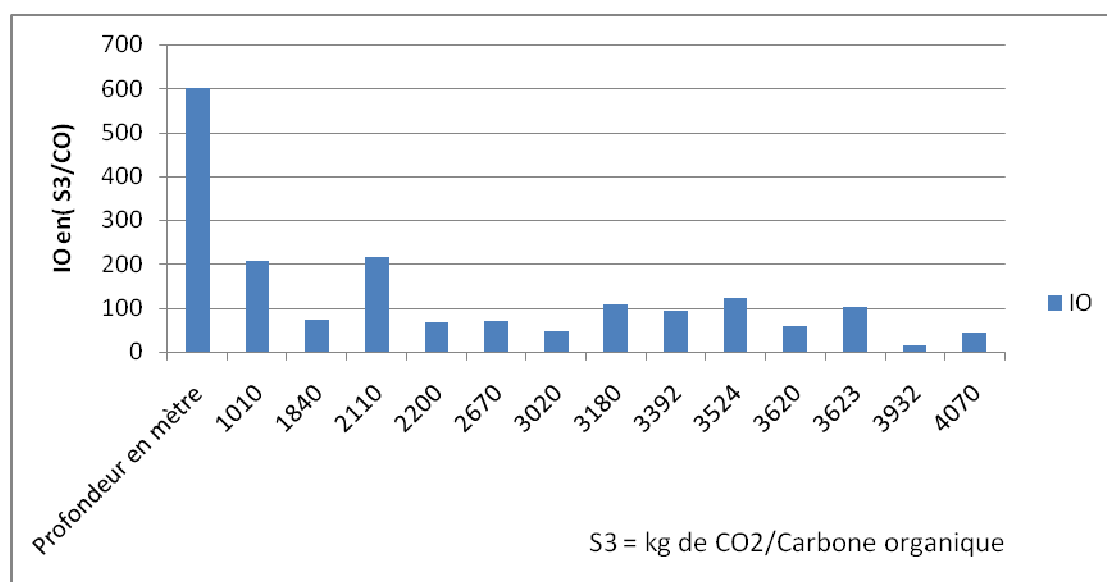
En dehors de l'intervalle accumulé (3932 à 4073m) les index IH (206 à 256) et IO (26 à 50) sont ceux d'une MO marine associée à de la matière organique inerte.



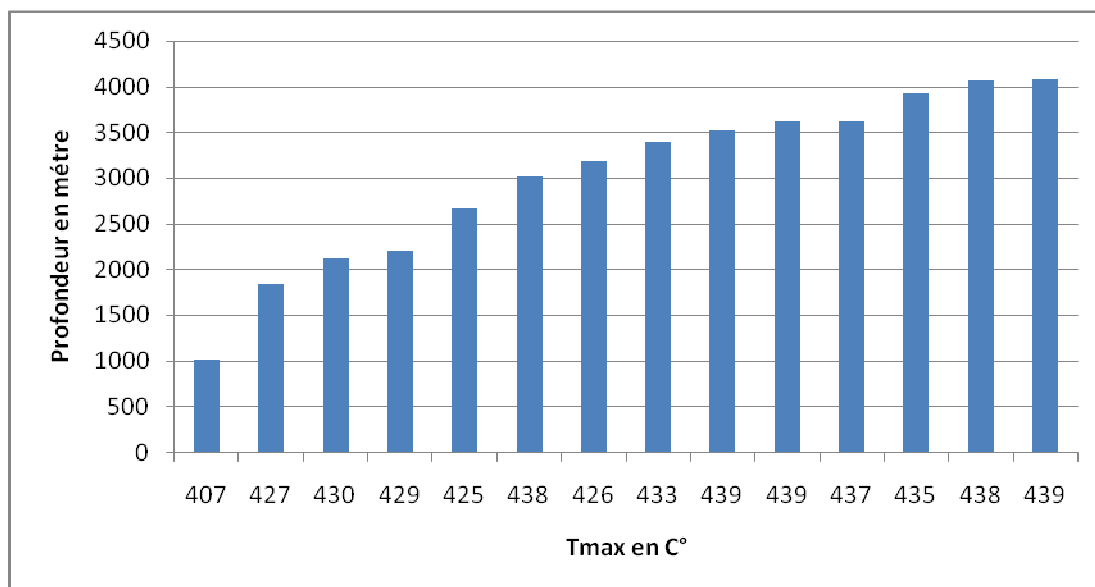
**Figure 11 : la variation d'indice d'hydrogène en fonction de la profondeur dans le sondage V-1**



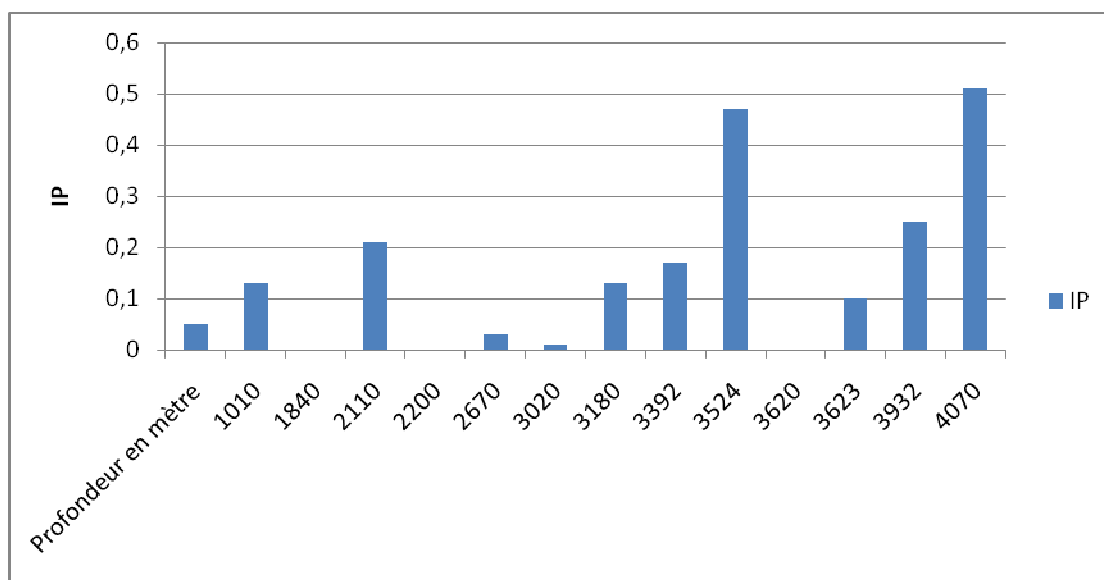
**Figure 12 : la variation d'indice PP en fonction de la Profondeur Sondage (V-1)**



**Figure 13 : la variation d'IO en fonction de la profondeur Sondage (V-1)**



**Figure 14 : la variation de Tmax en fonction de la profondeur Sondage (V-1)**



**Figure 15 : la variation d'IP en fonction de la profondeur Sondage (V-1)**

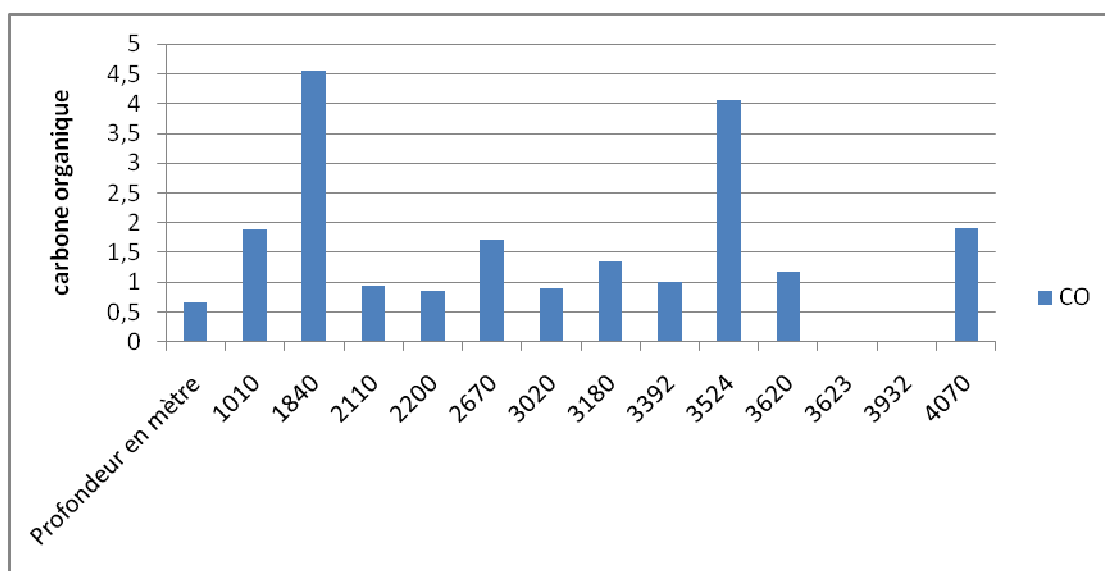


Figure 16 : la variation de CO en fonction de la profondeur Sondage (V-1)

### III .2. 2 - FORAGE MTO-2

Intervalle analysé 1468 à 13050' ; 103 échantillons.

L'examen du log géochimique conduit aux observations suivantes :

#### A. PEISTOCENE A PLIOCENE : 0 à 3540'

##### a. partie supérieur 0 à 2320m

PP : faible ou très faible 0,2 à 0,7

IP : de 0,03 à 0,00

Tmax : 414 à 447 et 492 ?

Carbone organique : moyen 0,32 à 0,80

Carbone minéral : faible à moyen 3,73 à 6,02

Les index IH (34 à 131,400 à 1319) correspondent à une MO indéterminable (Fig 27 en annexe).

##### b. partie inférieure de 2377 à 3540'

PP : faible 0,7 à 1,4

IP : 0,01 à 0,13

Tmax : 424 à 427

Carbone organique : moyen à riche 0,68 à 1,15

Carbone minéral : très faible 0,39 à 1,15

Les IH (62 à 128) et OI (124 à 379) correspondent à une MO continentale.

#### B. MIOCENE SUPERIEUR A MOYEN : 3540 à 6472'

##### a. Partie supérieure de 3540 à 5360'

PP : faible à moyen 0,7 à 2,4

PI : 0,03 à 0,06

Tmax : 423 à 433

Carbone organique : moyen 1,03 à 1,49

Carbone minéral : très faible 0,70 à 1,18

Les IH (58 à 153) et IO (136 à 252) correspondent à une MO continentale.



b. Partie inférieure de 5470 à 6472'

Elle est rattachée à l'Eocène sous – jacent.

C. EOCENE MOYEN ET PALEOCENE SUPERIEUR 6472 à 7200'

Compte tenu des termes inférieurs Miocène :

PP : faibles à bons 1,3 à 7,3

IP : 0,01 à 0,04

Tmax : 424, 430, 435°

Carbone organique : moyen à riche 1,03 à 2,51

Carbone minérale : très faible à faibles 0,88 à 4,26

Les IH (109 à 394) et les OI (379 et 728, puis 62 à 279) correspondent à une MO d'origine marine, à des états variables de conservation.

D. PALEOCENE MOYEN ET INFERIEUR : 7200 A 8600'

PP : faible 0,4 à 2,0

PI : 0,03 à 0,07

Tmax : 412, 425, 433°

Carbone organique : moyen à riche 0,95 à 1,61

Carbone minéral : nul à faible 0,00 à 4,30

Les IH (61 à 133) et IO (30 à 213) sont ceux d'une MO continentale

E. MAESTRICHTIEN : 8600 A 9 900,00 '

PP : faibles à moyens 1,42 à 3,0

IP : 0,02 à 0,10

Tmax : 431 à 434°

Carbone organique : riche 1,49 à 1,88

Carbone minéral : très faible 0,00 à 0,76

Les IH (67 à 193) et OI (56 à 11) correspondent à une MO ou domine le matériel continental.

F. SENONIEN ET CENOMANIEN SUPERIEUR : 9900 A 10768' (ET 10777)

L'échantillon localisé à 10777' est à rattacher à cet ensemble ;

PP : faibles à moyens 0,7 à 3,6 (et 0,2)

PI : 0,04 à 0,09

Tmax : 431 à 435 et 438°

Carbone organique : moyen à riche 0,72 à 1,53

Carbone minéral : faible ou très riche 76 à 1,32

Les IH (61 à 233) et IO (48 à 116) représentent des MO continentales associées, ou non, à de la MO marine.

G. CENOMANIEN INFERIEUR ET ALBIEN 10768 A 11926'

PP : faibles à moyens 1,3 à 4,7

IP : 0,04 à 0,10

Tmax : 432 à 437°

La température de 435° est atteinte à 10300' (3140m).

D'autre part, la (Figure 27 en annexe) montre que la courbe d'isoreflectance 0,5 autrement dit la fenêtre à huile est atteinte à cette même profondeur de 10300' (échantillon n° 10377)

Carbone organique : moyen à riche 1,09 à 1,66

Carbone minéral : faible 1,04 à 2,68

Les IH (105 à 277) et IO (59 à 162) sont caractéristiques d'une MO marine, à l'exception de l'échantillon à 11910', d'une MO continentale

#### H. APTIEN 11926 A 13040'

PP : faibles à moyens 1,2 à 3,2  
 PI : de 0,00 à 0,12 avec un échantillon réservoir à 12710' (IP de 0,21)  
 Tmax : 435 à 437°  
 Carbone organique : moyen à riche 0,79 à 1,54  
 Carbone minéral : faible 1,42 à 3,98  
 Comme précédemment les HI (92 à 216) et les IO (61 à 166) correspondent à une MO marine, plus ou moins altérée.

#### I. NEOCOMIEN A 13050'

Il s'agit d'un échantillon carbonaté (10,74 de carbone minéral ayant les caractéristiques d'un réservoir (IP de 0,23)

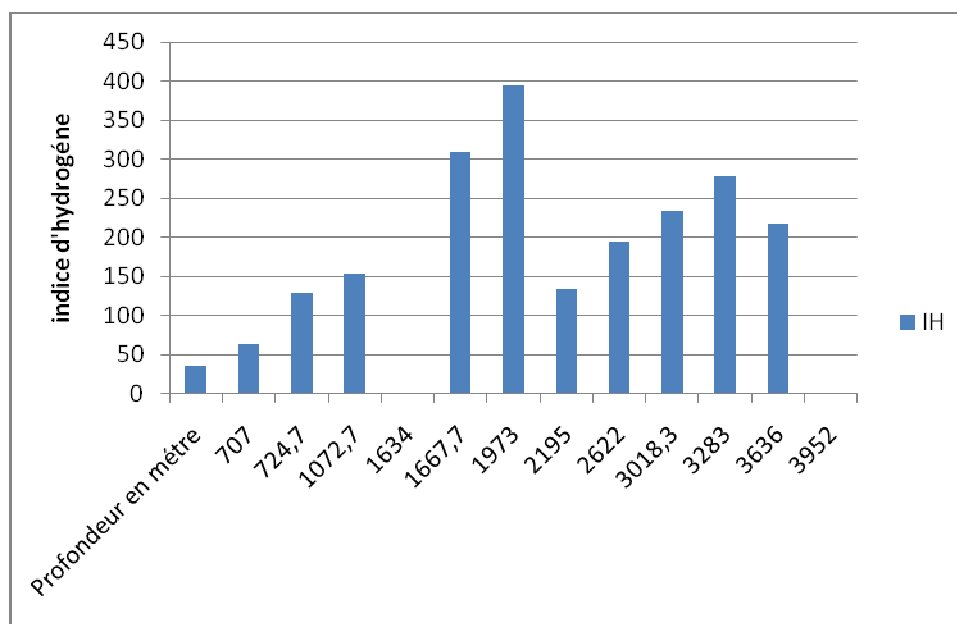
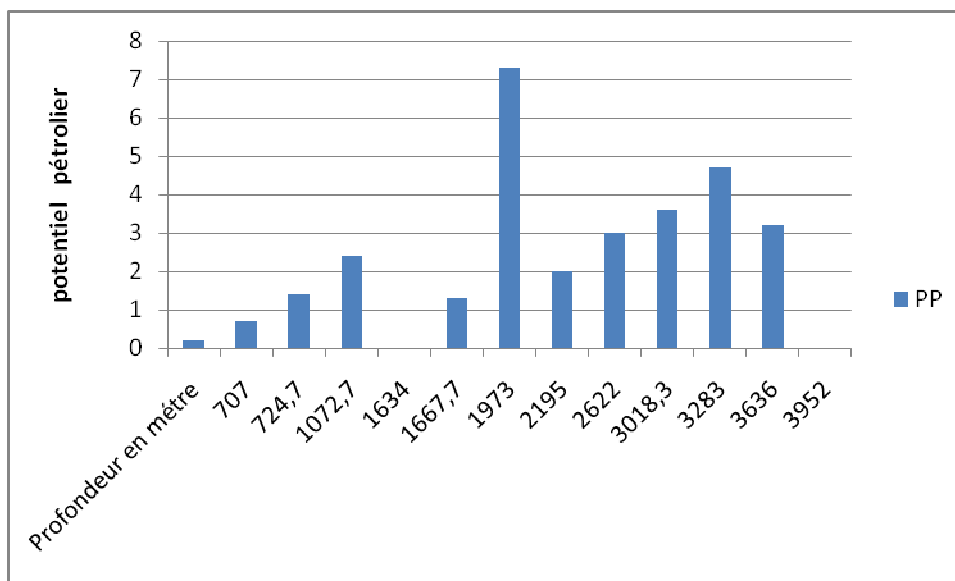
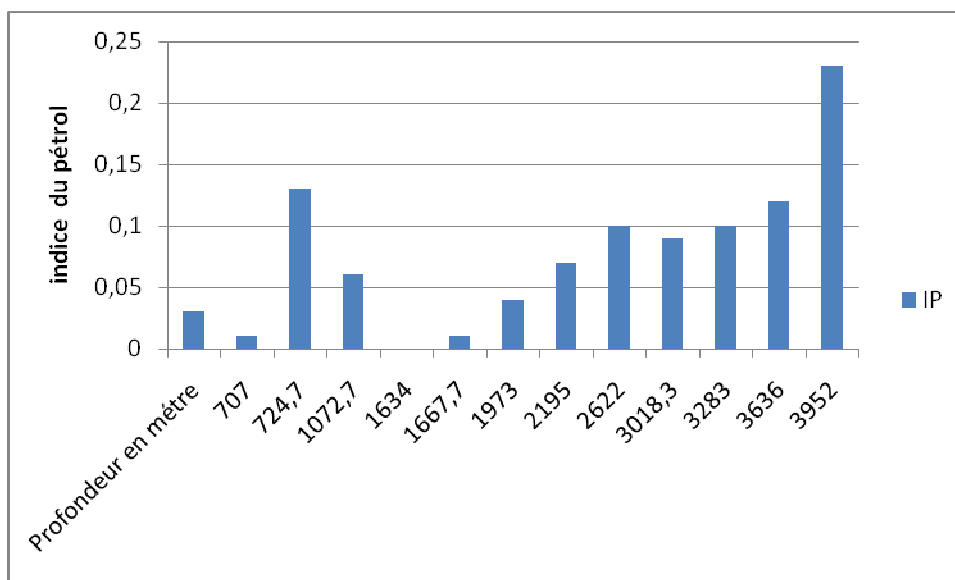


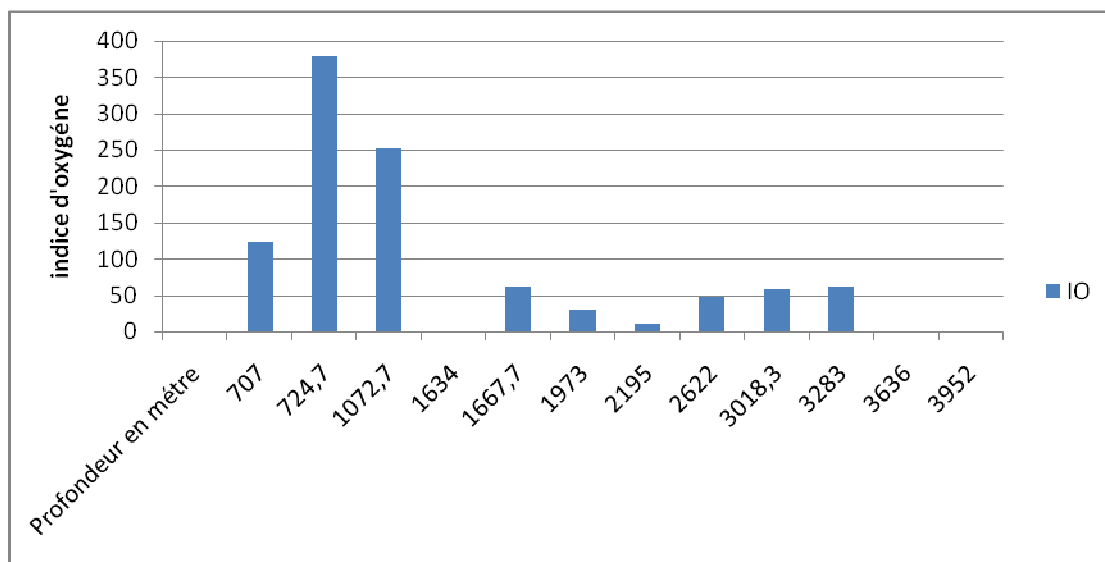
Figure 17 : la variation d'IH en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)



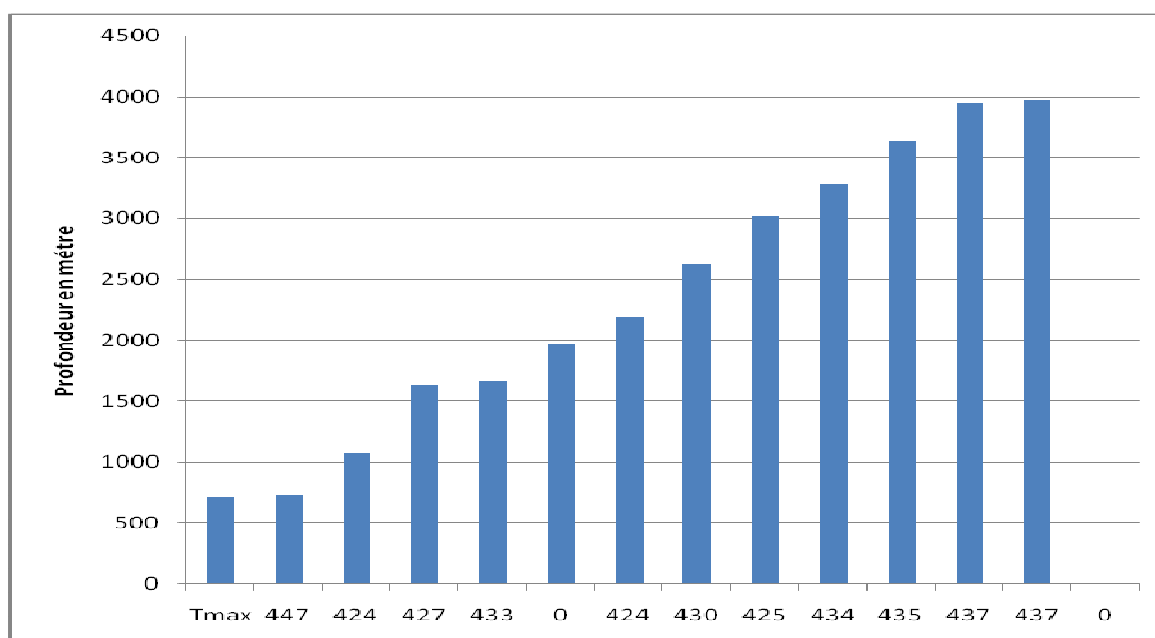
**Figure 18 : la variation de PP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**



**Figure 19 : la variation d'IP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**



**Figure 20 : la variation d'IO en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**



**Figure 21 : la variation Tmax C° en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**

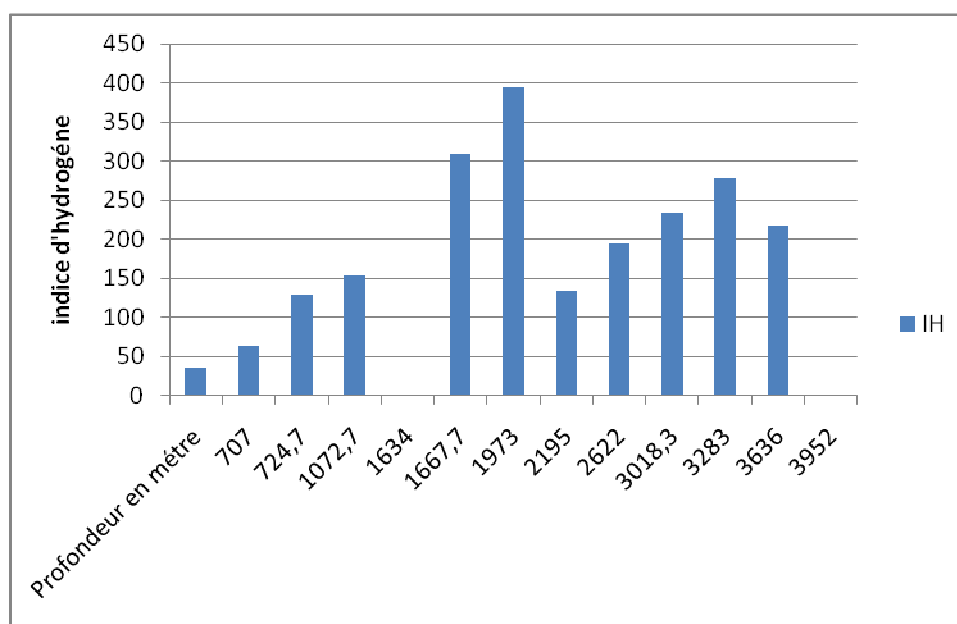


Figure 22 : la variation d'IH en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)

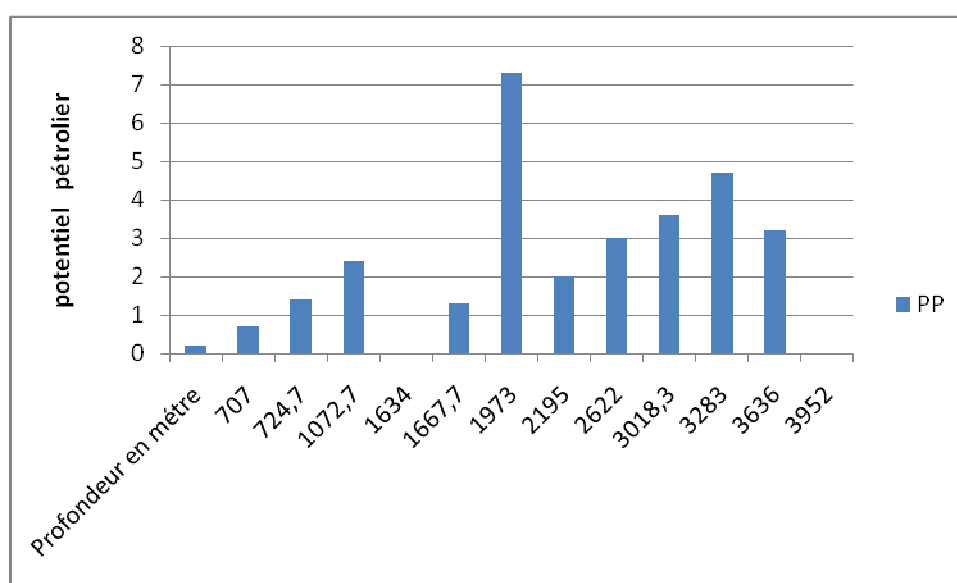
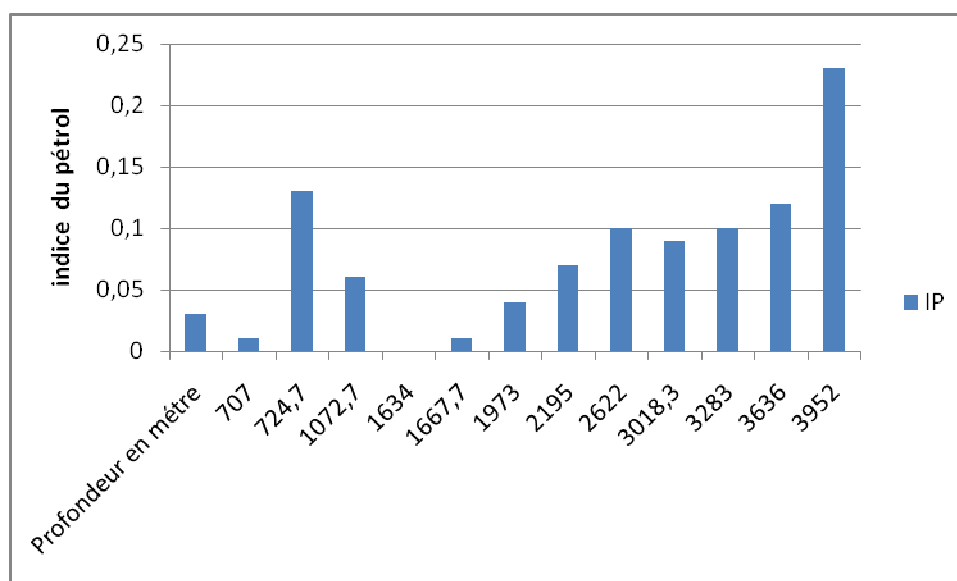
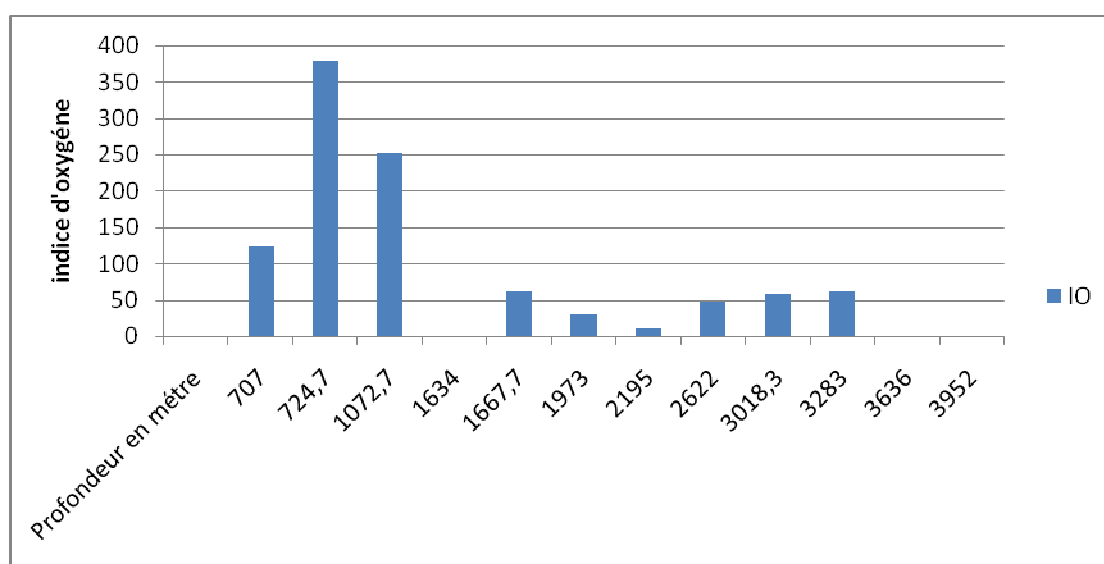


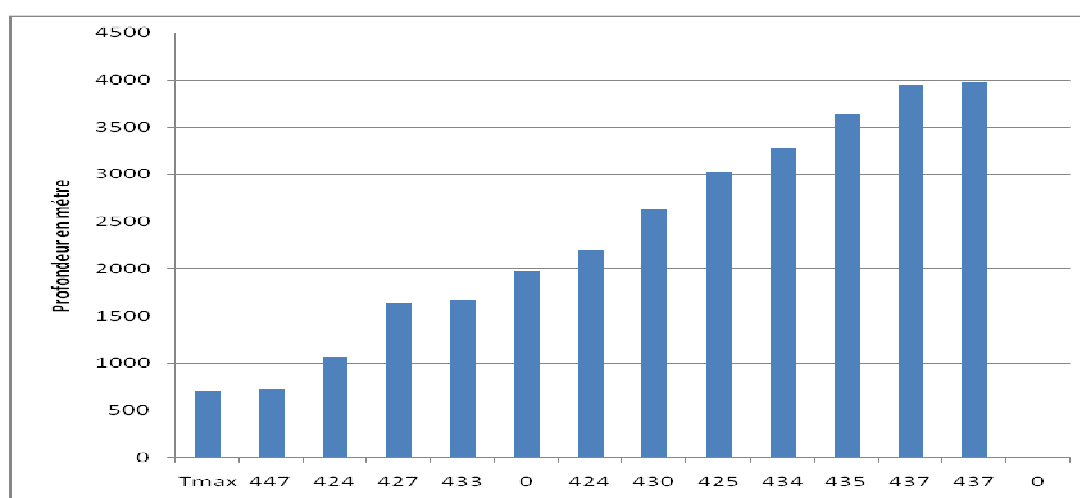
Figure 23 : la variation de PP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)



**Figure 24 : la variation d'IP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**



**Figure 25 : la variation d'IO en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**



**Figure 26 : la variation Tmax C° en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2)**

### **III. 3. Principaux résultats de l'étude**

Les déblais et carottes des forages V-1, MTO-2 ont été étudiés les roches – mères potentielles les plus favorables sont localisées au Turonien – Aptien et à l'Eocène – Paléocène supérieur ; elles correspondent à une matière organique à dominante marine (Fig 23 en annexe).

A MTO-2, leurs potentiels pétroliers (Tableaux 9 annexe ) varient de 1,5 à 7Kg d'HC/T de roche dans le Paléogène ,de 1,3 à 1,9Kg d'HC/T à la base du Miocène et de 1,2 à 5Kg d'HC/T de roche dans l'intervalle Crétacé ,Aptien inclus ; les potentiels sont importants à V-1 , avec de 3 à 25kg D'HC/T pour le Paléogène et la base du Miocène et de 4 à 21kg d'HC/T de roche dans l'intervalle Crétacé.

Dans ces deux forages le début de génération d'huile (fenêtre à huile) se situe au –delà de 3000m : 3460m à V-1 et 3150m à MTO-2 ; De ce fait, les roches – mères du Crétacé, localisées en dessous de ces limites, constituent des roches- mères effectives alors que celles du Tertiaire ne sont que potentielles.

Dans l'intervalle qui sépare les deux ensembles de roches – mère précédent, les potentiels pétroliers sont de même ordre dans les deux forages V-1 et MTO- 2 : Faibles (0,6 à 2 kg d'HC/T) au cours du Paléocène, avec une matière organique (MO) Continentale dans les deux puits, faibles à moyens dans le Crétacé avec, à MTO-2 de V-1 pour une MO marine plus ou moins altérée. Dans les deux forages MTO-2 et V-1, en ce qui concerne les séries du Miocène supérieur et du Mio- pliocène, la MO est surtout continentale et présente également des potentiels faibles (0,4 à 2,4kg d'HC/T) ; on passe vers la partie la plus élevée du pliocène, à MTO-2 à des potentiels encore plus faible, de 0,1 à 0,7kg d'HC/T, d'une matière organique indéterminable.

En conclusion Dans les deux forages V-1 et MTO-2, la matière organique rencontrée du Turonien à l'Albien – Aptien répond aux caractéristiques de potentiel pétrolier et aux conditions de maturation requises pour une génération notable des hydrocarbures .des roches de bonne qualité caractérisent également la série comprenant la base du Miocène, l'Eocène et le paléocène supérieur et, dans une moindre mesure le Crétacé le plus supérieur mais elles sont insuffisamment évoluées pour élaborer des hydrocarbures.

## CONCLUSION GÉNÉRALE

Le bassin côtier de la Mauritanie (offshore Mauritania) est sur le plan Géologique dominé par différents faciès lithologiques : sables, argiles, calcaires et marnes. Ces caractéristiques lithologiques en font une zone favorable à la genèse et l'accumulation d'hydrocarbures.

Le contexte tectonique qui se caractérise par des failles, des horsts, des grabens, et des diapires de sel participe naturellement aux conditions de piégeage et de migration des hydrocarbures.

Les forages que nous avons étudiés ont permis de caractériser la lithostratigraphie et la chronostratigraphie de certains secteurs du bassin.

Les données lithostratigraphiques permettent aussi de comprendre les voies de la migration. Le potentiel initial augmente vers le domaine off-shore profond en liaison avec l'augmentation de la teneur en argile des formations. La voie de la migration s'établit depuis la dépression au niveau de la plateforme vers la bordure du bassin. La migration verticale paraît favorable grâce à la présence des failles.

Au niveau de la plateforme carbonatée, le jurassique supérieur à crétacé inférieur présente de belle structure fermée avec un certain nombre d'éléments favorables, notamment vers la bordure Ouest, où sont développés des récifs et des bancs oolithiques.

Des réservoirs gréseux se localisent aux niveaux de la structure de Ras EL Baida ont été localisés. Les séries de l'Eocène supérieur et l'Oligocène ont été identifiées comme étant des réservoirs sableux, tandis que des réservoirs sablo-argileux sont identifiés dans les zones peu profondes du bassin.

Cependant, dans le bassin côtier de la Mauritanie, l'ensemble des puits étudiés ne sont pas profonds car n'ont pas pénétré la plateforme carbonatée qui correspond de bon réservoir, il serait plus intéressant, pour des prospections ultérieures, de forer jusqu'à la limite du jurassique à la limite du crétacé, ce qui permettra d'atteindre de grandes profondeurs qui peuvent correspondre à des zones suffisamment constituées de bon réservoirs.

L'analyse et l'interprétation des données géochimiques : (IP, IO, IH, Tmax, CO, CM) a permis une meilleure estimation de potentiel pétrolier. Les valeurs du COT et les données de pyrolyse permettent de différencier plusieurs types de roches mères :

- roches mères du Type II du Turonien et de l'Aptien et des roches mères de l'Eocène au Pliocène supérieur
- Des roches mères composées de mélange type II et III (terrestre) ont dans le Mio-Pliocène.

Même, si des champs pétroliers d'hydrocarbures ont été découverts dans les dernières années dans le bassin, il reste favorable pour des nouveaux prospects. Avec des petits champs et avec l'intensification de la recherche d'hydrocarbure,

On peut trouver un futur découvert pétrolier important dans le bassin côtier de la Mauritanie.



## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] BEICIP Mars 1980 ; Bassin Côtier de Mauritanie Synthèse des Travaux de Prospection Pétrolier
- [2] AMOCO- 1992 ;Final well Report (Loup de Mer No-1),
- [3] ESSO Exploration et Production Inc 1970 ; Rapport de fin de Sondage MTO-2.
- [4] SHELL MAURIX 1974 ; Final well Raport (V-1)
- [5] WOODSIDE AUSTRALIAN ENERGY , November 1999; Geochemistry of Mauritania, Interim Report,
- [6] BEICIEP 1980 ; AtlaceII
- [7] BANQUE MONDIAL 2007 ; Notice Explicative des Cartes Géologiques et Métallogéniques Au 1 /200 000 et 1/500 000 du BASSIN COTIER.
- [8] CARITE Dider 1990 ; Géologie de la Mauritanie
- [9] CARITR Dider 1990 ; Géologie en Mauritanie

## TABLE DE FIGURES

Figure 1 : Carte de distribution des blocs dans le Bassin côtier et le Bassin de Taoudeni .....	6
Figure 2 : La carte de localisation des principales parties Géologiques en Mauritanie .....	7
Figure 3 : Carte de localisation des puits et programme de forage 2004 .....	8
Figure 4 : MARGE PASSIVE TYPE ATLANTIQUE ( <b>BEICIP - 1987</b> ) .....	11
Figure 5 : pièges liés à la tectonique salifère : dômes- biseaux .....	13
Figure 6 : Pièges sur structures intrusives ou volcaniques.....	13
Figure 7 : Pièges structuraux .....	13
Figure 8 : piège stratigraphique.....	14
Figure 9 : Le forage de MTO2 dans l'Offshore (Bassin côtier de la Mauritanie).....	17
Figure 10 : Log Stratigraphique du Sondage V-1 .....	19
Figure 11 : variation d'indice d'hydrogène fonction de la profondeur dans le sondage V-1....	34
Figure 12 : la variation d'indice PP en fonction de la Profondeur Sondage (V-1) .....	35
Figure 13 : la variation d'IO en fonction de la profondeur Sondage (V-1) .....	35
Figure 14 : la variation de Tmax en fonction de la profondeur Sondage (V-1).....	36
Figure 15 : la variation d'IP en fonction de la profondeur Sondage (V-1) .....	36
Figure 16 : la variation de CO en fonction de la profondeur Sondage (V-1).....	37
Figure 17 : la variation d'IH en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2).....	39
Figure 18 : la variation de PP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2).....	40
Figure 19 : la variation d'IP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2) .....	40
Figure 20 : la variation d'IO en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2).....	41
Figure 21 : la variation Tmax C° en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2) .....	41
Figure 22 : la variation d'IH en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2).....	42
Figure 23 : la variation de PP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2).....	42
Figure 24 : la variation d'IP en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2) .....	43
Figure 25 : la variation d'IO en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2).....	43
Figure 26 : la variation Tmax C° en fonction de la profondeur Sondage (MTO-2) .....	43

## Liste des tableaux

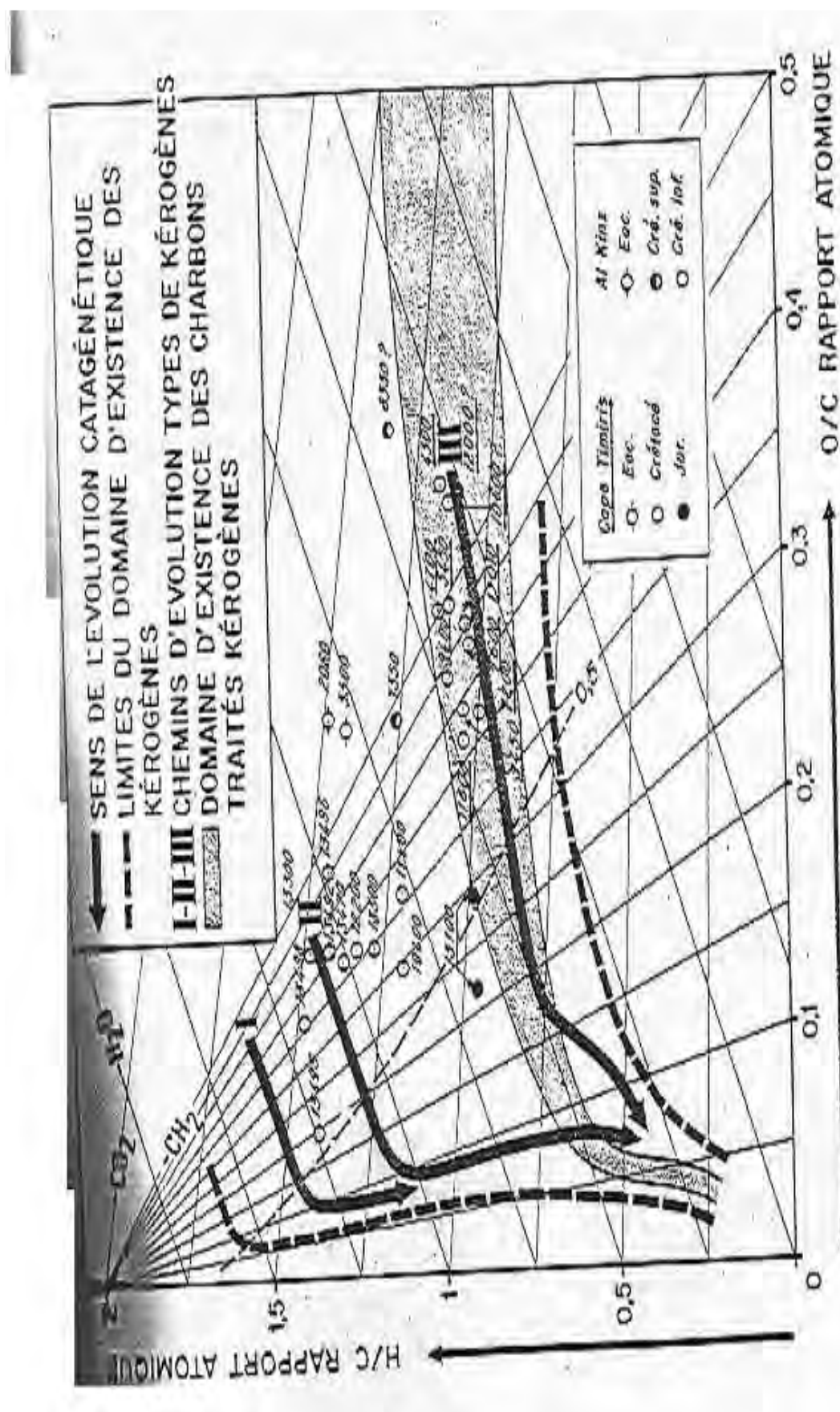
Tableau 1 : les différents de la datation de shell Maurex et PEICIP .....	22
Tableau 2: la variation de PR en fonction de Tmax .....	31
Tableau 3: La valeur standard de (S1+S2 Potentiel Pétrolier) (kg Hydro/T.de roche) .....	32
Tableau 4 : Carbone Organique (% poids de roche) .....	32
Tableau 5 : Carbone minéral (% poids de roche) .....	32
Tableau 6 : (IH) index d'hydrogène ( <i>S2/carbone organique</i> ) .....	32
Tableau 7 : (IO) index d'oxygène ( <i>S3/carbone organique</i> ) .....	33

## Table des matières

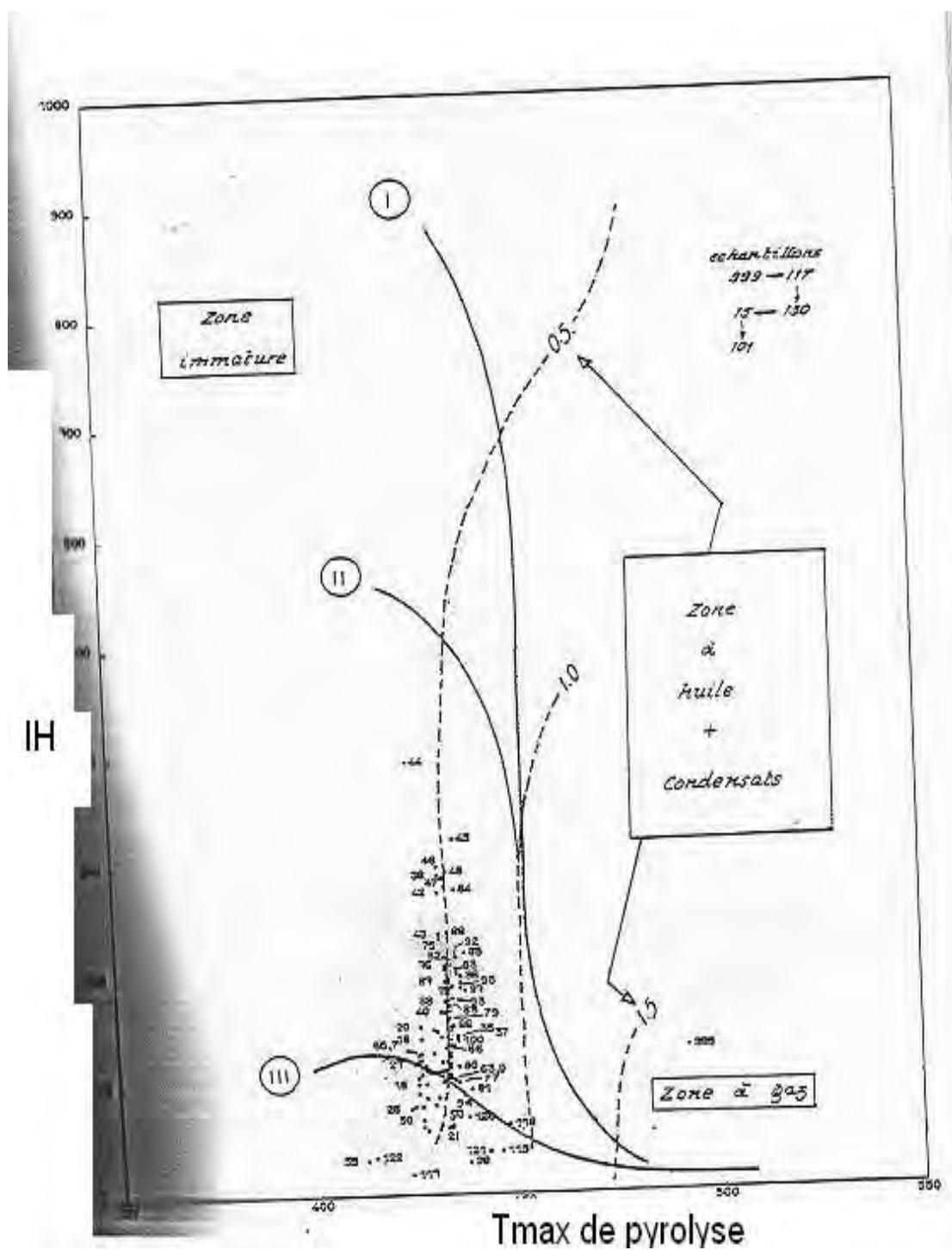
AVANT PROPOS .....	0
SOMMAIRE .....	2
Liste des abréviations .....	3
Résumé .....	4
INTRODUCTION.....	5
CHAPITRE I.....	7
LE CADRE GEOLOGIQUE DU BASSIN COTIER .....	7
I. 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE .....	7
I.2. APERÇU HISTORIQUE DE L'EXPLORATION.....	8
I. 3. CONTEXTE GEOLOGIQUE DU BASSIN COTIER .....	9
I. 4. GENESE DU BASSIN .....	9
I. 5. LES ENSEMBLES STRUCTURAUX.....	12
CHAPITRE II.....	15
ETUDE STRATIGRAPHIQUE DE SONDAGES .....	15
II. 1. DESCRIPTION DES SONDAGES .....	15
II.1.1. LE FORAGE MTO2 (Mauritanie offshore) (Fig9) .....	15
II.1.2. SONDADE V-1 (Fig 10).....	18
II.1.2. LE FORAGE LOUP DE MER.....	20
II. 2. ANALYSE STRATIGRAPHIQUE DES FORAGES MTO-2 ET V-1 .....	22
II .2. 1- ETUDE MICROPALÉONTOLOGIQUE DE CERTAINS NIVEAUX DU TERTIAIRE DU FORAGE V-1 .....	22
II .2. 2- FORAGE V-1.....	23
II. 3. ETUDE MICROPALÉONTOLOGIQUE DE CERTAINS NIVEAUX DU CRETACE DES FORAGES V-1 ET MTO-2.....	24
II.3.1. FORAGE MTO-2 .....	24
II.3. 2. FORAGE V-1 .....	25
II. 4. SYNTHÈSE LITHOSTRATIGRAPHIQUES : LES SÉRIES PETROLIFÈRES .....	26
II.4. 1 - SÉQUENCES STRATIGRAPHIQUES : .....	26
II.4. 2. ROCHES MÈRES POTENTIELLES: .....	27
II.4.3 - ROCHES RÉSERVOIRS POTENTIELLES : .....	28
II.4. 4 - LES PIÈGES POTENTIELS .....	28
II.4. 5 - VOIES DE MIGRATION POTENTIELLES : .....	29
CHAPITRE III .....	30
ANALYSE GEOCHIMIQUE ET ÉVALUATION DU POTENTIEL PETROLIER DES SECTEURS ETUDIÉS .....	30
III. 1. MÉTHODOLOGIE D'ÉTUDE .....	30
III.1.1 - Préparation du kérogène.....	30
III.1.2 - Détermination de la teneur en carbone organique total .....	30
III.1.3 - le Rock Eval et Paramètres Géochimiques .....	31
III.1.4 - Paramètres liés à la Pyrolyse, Echelle des valeurs.....	32
III. 2. RESULTATS DE L'ÉTUDE GEOCHIMIQUE.....	33
III. 2. 1 - Forage V-I (Fig10):.....	33
III .2. 2 - FORAGE MTO-2 .....	37
III. 3. Principaux résultats de l'étude .....	44
CONCLUSION GÉNÉRALE .....	45
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	46
TABLE DE FIGURES .....	47
Liste des tableaux .....	48
ANNEXE .....	50

## **ANNEXE**

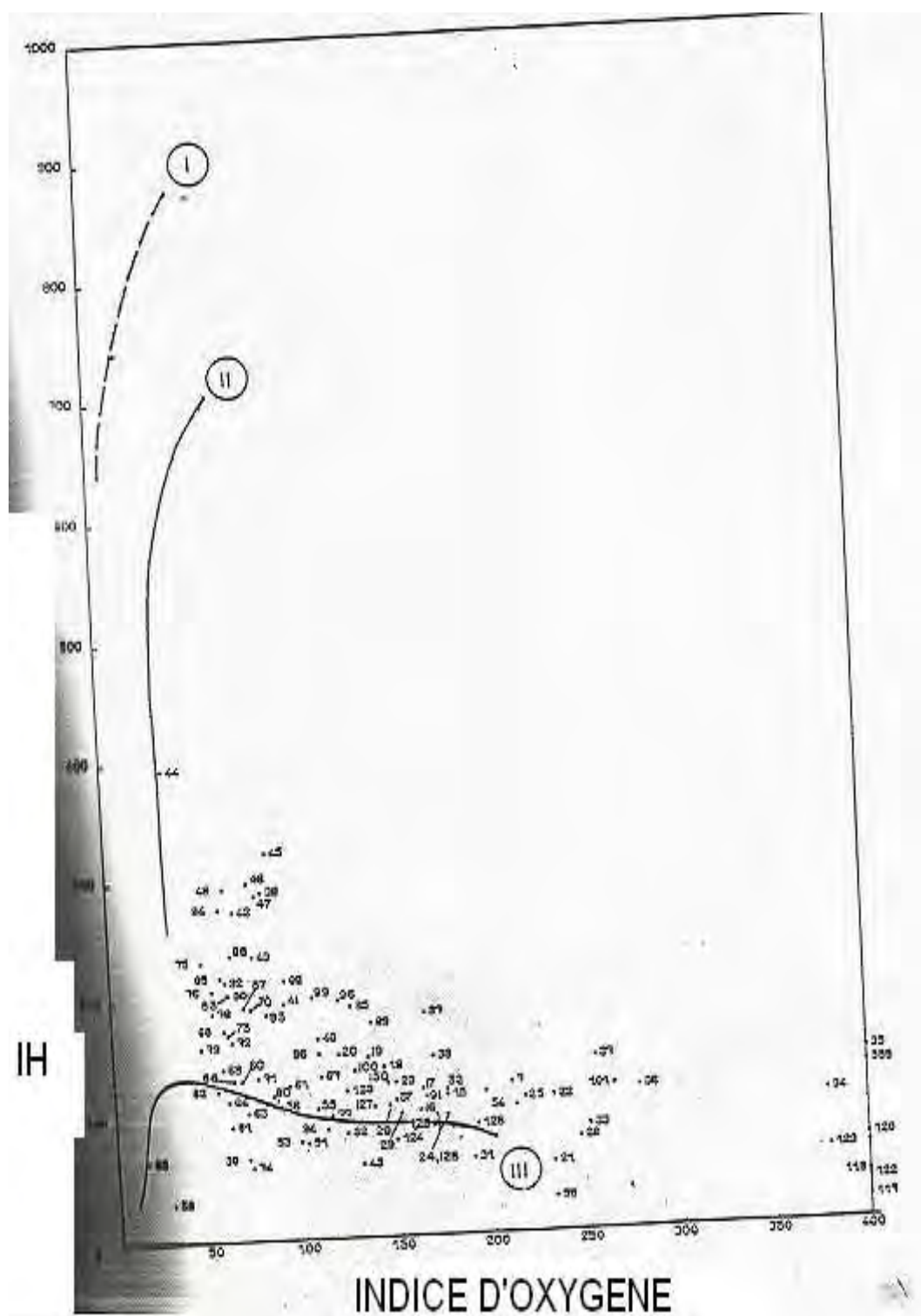
FIGURE 27 : DIAGRAMME DE CLASSIFICATION DES DIFFERENTS TYPES DE



SHELL MAURIX 1974



**Fig 28 :** Etat de Maturation MTO-2 IH en fonction de Tmax (ESSO EXPLORATION 1970)



**Fig 29 :** Diagrammes **IH.IO** (MTO-2) ESSO EXPLORATION (1970)



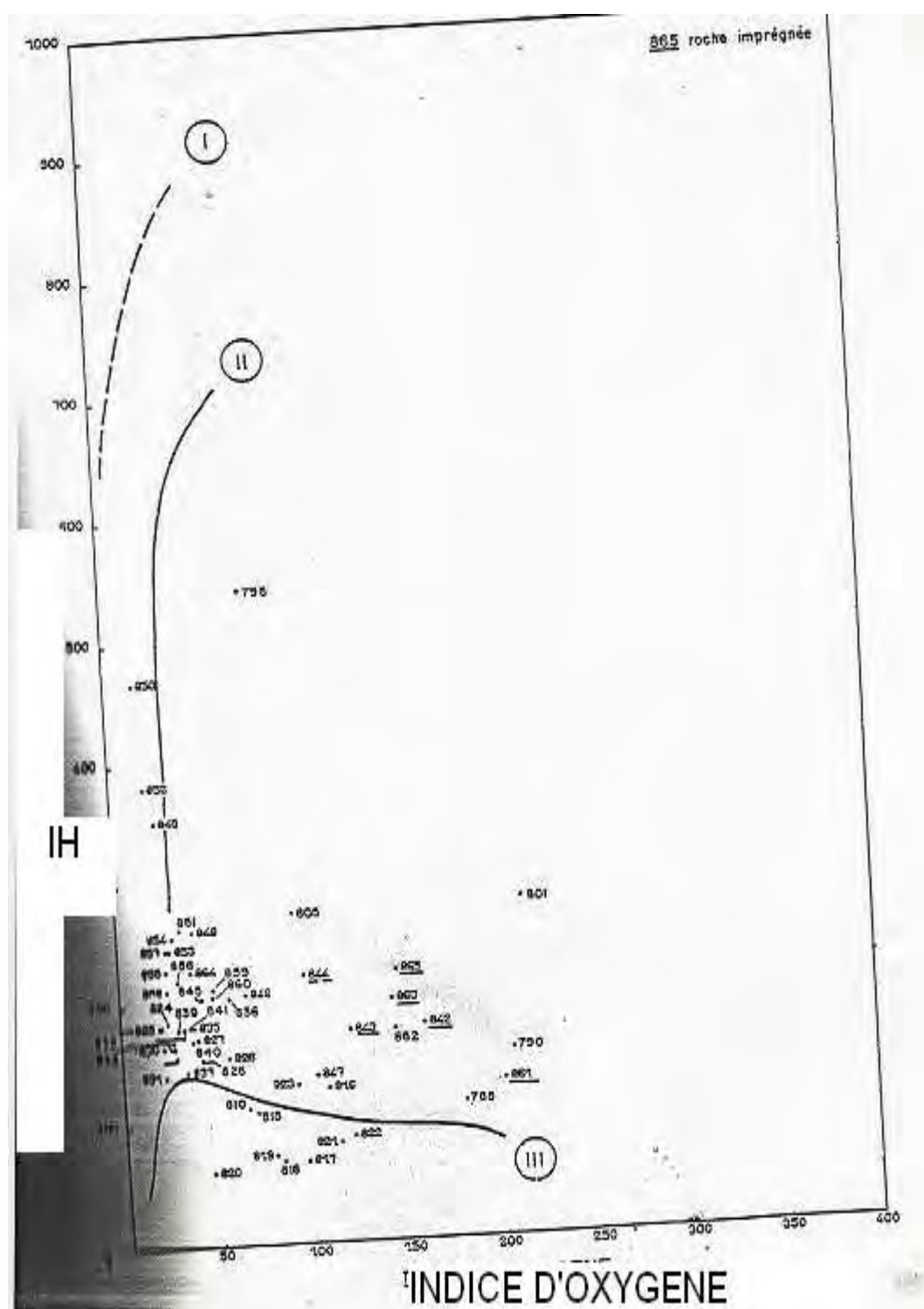


Fig 30 : Diagrammes **IH.IO** (V-1) SHELL MAUREX (1974)

<b>Profondeurs ( m)</b>	<b>PP</b>	<b>IP</b>	<b>Tmax</b>	<b>IH</b>	<b>IO</b>
1010 – 1840	0, 4 – 3,1	0,05 – 0,13	427 – 430°	43 - 220	601 - 207
1840 - 2110 2200	24,7 - 31	0,00 - 0,21	418 - 429°	276 - 543	74 - 215
2110 – 2670	0,6 – 2,1	0 - 0,03	425 – 438°	61 - 128 112 - 114	46 - 109 67 ,70
2670 -3180	0,9 - 2,7	0,01 – 0,13	426 – 433°	82 - 132	93 - 112
3180 -3020 3620- 3623	1,7 – 20,6	0,17 - 0,47 0,0 – 0,13	429 - 437° 435 - 439°	139 - 169 467	103 - 15 45
3020 -4073 3932 – 4070	3,4 - 5,6	0,42 – 0,51 0,10 – 0,25	438 – 439°	206 - 256	26 - 50

**Table N° 8 : les valeurs des indices par rapport à la profondeur du puits V-1**

<b>Profondeurs En feet</b>	<b>PP</b>	<b>IP</b>	<b>Tmax</b>	<b>IH</b>	<b>IO</b>
0 - 2320	0,2 - 07	0,03 - 00	414 - 447 492	0,32 - 0,80	3,73 - 6,02
2377 - 3540	0,7 - 14	0,01 -0,13	424- 427	62 -128	124 - 379
3540 - 5360	0,7 - 24	0,03 - 0,06	423 -433	58 -153	136 - 252
5360- 6472					
6472 - 7200	1,3 -7,3	0,01 - 0,04	424 -430 435	1,03 - 2,51	0,88- 4,26
7200 – 8600	0,4 - 2,0	0,03 – 0,07	412- 425 433	61 - 133	30 - 213
8600 – 9900	1,42 – 3,0	0,02 – 0,1	431 - 434	67 - 193	56 - 11
9900 - 10768	0,7 – 3,6 0,2	0,04 – 0,09	431 - 435 438	61 - 233	48 - 116
10768 -11926	1,3 - 4,7	0,04 – 0,10	432 - 437	105 - 277	59 - 162
11926 – 13040	1,2 – 3,2	0 - 0,12 0,21	435 - 437	92 -216	61 - 166
13050	?	IP= 0,23	?	?	?

**Table N° 9 : les valeurs des indices par rapport à la profondeur du puits**

**MTO-2**