N° ordre...../FHC/UMBB/2018

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme

Master

Présenté par :

CISSE Lassana

Filière: Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Thème

Essai de Caractérisation des roches mères turonienne, cénomanienne et albienne rencontrées dans la partie Sud du bassin offshore de Mauritanie

Devant le jury :

Prof	UMBB	Président
MC(A)	UMBB	Encadreur
MC(A)	UMBB	Examinateur
Prof	UMBB	Examinateur
MA(A)	UMBB	Examinatrice

Année Universitaire : 2017/2018

REMERCIEMMENTS

Je tiens d'abord à remercier notre Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, je remercie mon encadreur consultant ***Mr : ASSES.A****, pour ses précieux conseils et son aide durant cette période de travail.*

J'adresse mes remerciements aux personnels de la société ***SMHPM/Mauritanie*** *qui m'ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans les meilleures conditions, puis un hommage vivant à sa haute personnalité* ***Mr : Mohamed DEDDAH*** *pour l'orientation, la patience et son savoir-faire en la domaine qu'il m'a apporté tout au long de ce travail.*

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce sujet en acceptant d'examiner le travail et l'enrichir par leurs valeureuses suggestions.

En fin, je tiens également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail en particulier ***Mr : LOUMLK*** *qui a activement participer à l'obtention de ce stage en Mauritanie et tous les enseignants de l'UMBB.*

Merci à tous.

DEDICACES

Je Dédie ce modeste travail :

- *A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études ;*
- *A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents et leur soutien moral ;*
- *A mes chers frères pour leur appui, leur encouragement et tous les efforts fournis à mon égard ;*
- *A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire ;*
- *Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infaillible ;*
- *Merci d'être toujours là pour moi.*

Remerciements……..……I
Dédicace……..……II
Sommaire……..…….……III
Liste des figures……..……..……..IV
Liste des tableaux……..……..……V

CHAPITRE I : GENERALITES

I. INTRODUCTION :..... 2
II. LES GRANDS DOMAINES STRUCTURAUX DE LA MAURITANIE 3
III. CADRE GEOGRAPHIQUE : 4
IV. CADRE GEOLOGIQUE : 5
IV.1 Stratigraphique : 8
IV.2 Cadre structurale du bassin 11
V. HISTOIRE DE L'EXPLORATION PETROLIERE ET TRAVAUX ANTERIEURES..... 18
VI. SYSTEME PETROLIER 20
VI.1 Roches-mères 20
VI.2 Roches réservoirs 21
VI.3 Les couvertures : 23
VI.4 La migration des Hydrocarbures :..... 23
VI.5 Pièges 24
VII. POTENTIEL PETROLIER 25
VII.1 Découvertes Et Productivité 25
VII.1.1 Découvertes : 25
VII.1.2 Productivité 25
VIII. CONCLUSION 29

CHAPITRE II : ANALYSE GEOCHIMIQUE

I. INTRODUCTION..... 30
II. PRESENTATION DES FORAGES..... 31
II.1 Forage Autruche-1 :..... 32
II.1.1 Localisation : 32
II.1.2 Objectif :..... 32
II.2 Forage Loup de mer : 32
II.2.1 Localisation 32
II.2.2 Objectifs 32
II.3 Forage MTO-2 :..... 32

II.3.1 Localisation 32
II.3.2 Objectifs 32
III. Corrélation Stratigraphique des forages 33
IV. ANALYSE GEOCHIMIQUE DES FORAGES : 35
IV.1 Méthode d'analyse : 35
IV.2 Traitement préliminaire des échantillons : 35
IV.3 DOSAGE DU CARBONE ORGANIQUE TOTAL ET DU SOUFRE TOTAL 36
IV.4 PYROLYSE EN MODE GLOBAL (méthode Rock Eval) 37
V. CRITERES D'INTERPRETATIONS : 39
V.1 Carbonne Organique Total : TOC (en %) 39
V.2 Quantité D'hydrocarbures Libres : S1 (Kg HC /T de roche) 39
V.3 Température Maximale : TMAX (C°) 39
V.4 L'index de Production : IP 40
V.5 Le Potentiel Pétrolier : S2 (Kg HC /T de roche) 40
V.6 L'index D'hydrogène : IH (mg HC/g COT) 40
V.7 Signification géochimique des paramètres (Espitalié et al. 1977). 40
VI. APPLICATION AUX FORAGES 41
VI.1 Forage MTO-2 : 41
VI.1.1 Echantillonnage 41
VI.1.2 Résultats 41
VI.1.3 Le tableau des paramètres géochimiques 42
VI.1.4 Interprétation des résultats 43
VI.1.5 Conclusion 44
VI.2 Forage Autruche-1 45
VI.2.1 Echantillonnage 45
VI.2.2 Résultats 45
VI.2.3 Le tableau des paramètres géochimiques 46
VI.2.4 Interprétation des résultats 48
VI.2.5 Conclusion 49
VI.3 Forage Loup de mer : 50
VI.3.1 Résultats 50
VI.3.2 Le tableau des paramètres géochimiques 51
VI.3.3 Interprétations des résultats 51
VI.3.4 Conclusion 53
VII. ENFOUISSEMENT DES ROCHES MERES 54

VIII. CONCLUSION 57

CHAPITRE III : CORELLATION GEOCHIMIQUE

I. INTRODUCTION 56
II. COMPARAISON GEOCHIMIQUES 57
II.1 Le Cénomanien 57
II.2 Le Turonien 63
II.3 L'Albien 63
III. INTERPRETATION DES DIAGRAMMES (IH/IO ET IH/TMAX) 67
IV. CONCLUSION 74
CONCLUSION GENERALE 75
Références bibliographiques 76

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titre	Page
1	les paramètres géochimiques du forage MTO-2	40
2	les paramètres géochimiques du forage Autruche-1	43
3	les paramètres géochimiques du forage Loup de mer	46
4	Histoire de l'enfouissement du Crétacé	48

INTRODUCTION GENERALE

Le bassin côtier mauritanien est un bassin de marge passive situé sur la côte ouest du Craton ouest-africain. Il a été initié lors de l'ouverture l'Océan Atlantique pendant les périodes du Jurassiques Moyen et supérieur.

La première phase d'exploration dans le bassin côtier de Mauritanie a commencé et s'est terminé avec la compagnie Amoco. Le premier puits d'Amoco OCT-1B (Cap Offshore Timiris-1B) a été foré en 1968 et leur dernier (Loup de Mer-1) foré entre 1991 et 1992. Au cours de la période, neuf puits ont été forés par six différents opérateurs, ciblant principalement le plateau continental, avec seulement trois puits forés dans l'eau profonde (plus de 300 m).

Les objectifs de ces puits sont situés dans le Tertiaire et le Crétacé pour les réservoirs et les roches-mères. Les pièges pouvant être de nature variée sur ces marges: structuraux et stratigraphiques.

Dans le cadre de ce stage de fin d'études au sein de la SMHPM (Société Mauritanienne des Hydrocarbures et Patrimoine Minier), division exploration, on m'a proposé d'effectuer une analyse géochimique du centre au sud du bassin.

Cette étude vise de façon précise les roches mères Turonienne, Cénomanienne et Albienne, pour cela le sujet est intitulé :

« Essai de Caractérisation des roches mères turonienne, cénomanienne et albienne rencontrées dans la partie Sud du bassin offshore de Mauritanie ».

Ce travail est structuré en quatre parties :

- Généralités sur le bassin côtier mauritanien
- Analyse géochimique
- Corrélation géochimique
- Conclusion générale

I. INTRODUCTION :

Dans le domaine des hydrocarbures, pour explorer convenablement un gisement de pétrole ou de gaz, il faut des études géologiques, sédimentologiques, sismiques, stratigraphiques, géochimiques, pétrophysiques et structurales afin de mettre en évidence les systèmes pétroliers et ainsi définir le bassin comme étant une province pétrolière en cas de découvertes multiples.

En effet le bassin côtier de la Mauritanie semble prolifique à la suite d'une activité d'exploration soutenue au cours des dernières années. Des découvertes importantes de pétrole et de gaz ont été faites à Chinguetti et Banda, et plus récemment à Grand Tortue-Ahmeyim prouvant qu'il existe un système pétrolier efficace dans ce bassin de marge passive.

Cette étude présente les résultats d'une synthèse géochimique, stratigraphique et structurale effectuée à la base des données des puits forés sur différentes structures dans le bassin.

Ce chapitre est structuré comme suit :

- Les grands domaines géologiques de la Mauritanie
- Cadre géographique
- Cadre géologique
- Histoire de l'exploration pétrolière et Travaux antérieurs
- Système pétrolier
- Potentiel pétrolier

II. LES GRANDS DOMAINES STRUCTURAUX DE LA MAURITANIE

La Mauritanie comprend cinq provinces géologiques : le Bassin sédimentaire côtier, le Bassin de Taoudeni, le Bassin de Tindouf, La Dorsale Réguibat, la chaîne des Mauritanides. Le Dorsale Réguibat est composée de groupes Archéens et Paléo-protérozoïques. Le Bassin de Taoudeni et le Bassin de Tindouf sont constitués de roches sédimentaires Néoprotérozoïques et Paléozoïques. La Chaîne des Mauritanides s'est formée à la suite d'événements orogéniques survenus pendant la fin du Protérozoïque et du Paléozoïque. Le bassin sédimentaire côtier Atlantique est composé de roches sédimentaires Mésozoïques, Secondaires et Cénozoïques. La description suivante de la géologie et dépôts minéraux se réfère principalement au Plan Minéral Mauritanien (BRGM, 1975).

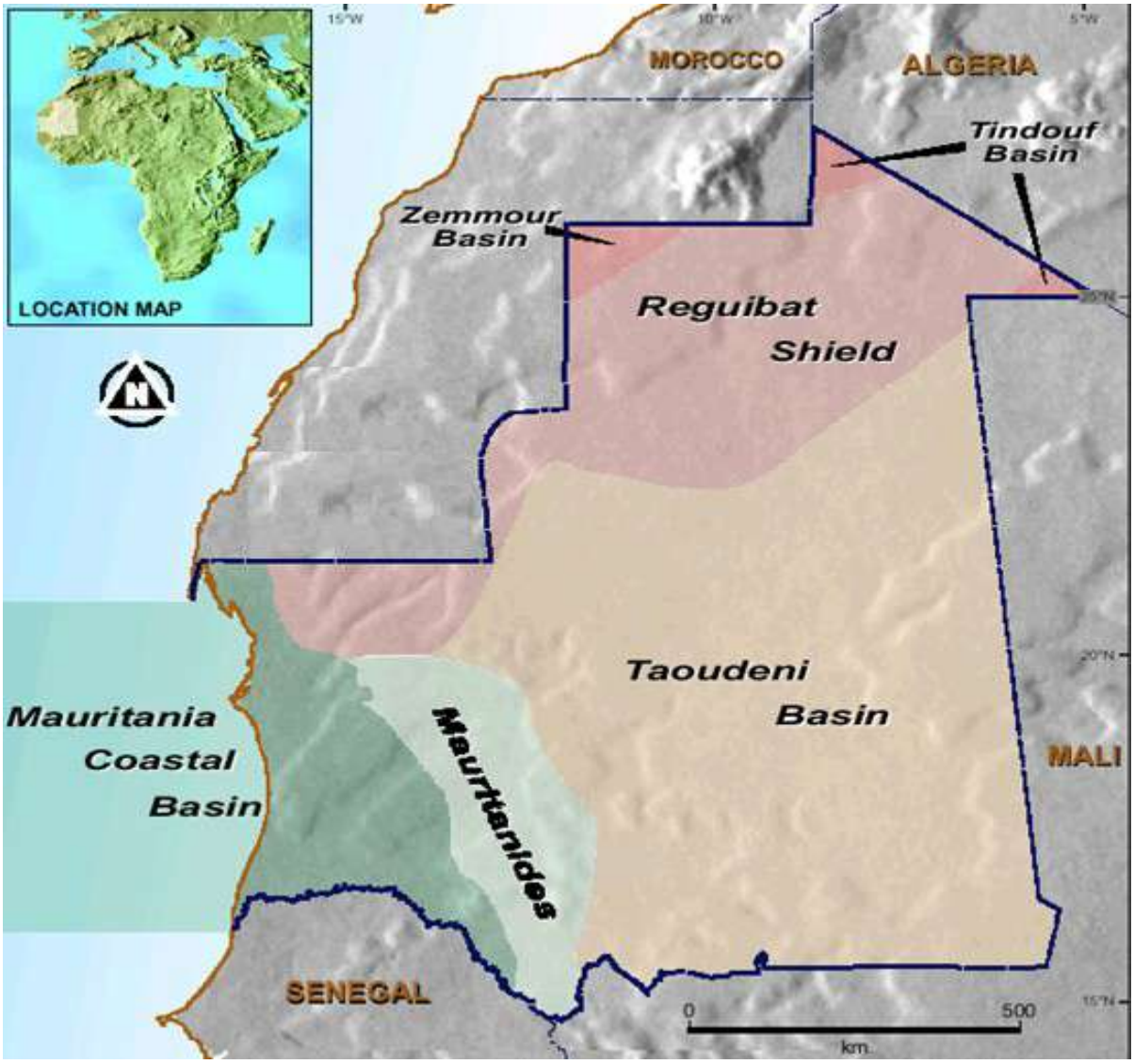


Fig.1 : grands domaines géologiques de la Mauritanie (BRGM, 1975).

III. CADRE GEOGRAPHIQUE :

Le bassin côtier s'étend entre le parallèle 11°N et 22°N sur une distance de 800 km environ. Sa largeur est de 350 Km environ d'Est en Ouest. Il couvre une superficie de plus de 180 000 Km^2, dont 100 000 Km^2 en offshore. Sa limite à l'Ouest est dans l'océan atlantique, à l'Est, il s'étale jusqu'à la chaine des Mauritanides, au Nord le Sahara occidental et au Sud, le Sénégal (BEICIP-FRANLAB. 1972).

Ce bassin a été initié pendant l'ouverture de l'océan Atlantique central pendant les périodes du Permien au Jurassique.

La zone d'intérêt couvre plus de 160 000 km^2, dont 100 000 km^2 du bassin est en offshore. La profondeur de l'eau à la limite ouest de la zone actuellement autorisée pour l'exploration pétrolière est approximativement 3000 m mais, des profondeurs supérieures à 3000 m sont atteintes en eaux territoriales mauritaniennes. Pour des raisons pratiques dans cette discussion, la limite orientale du bassin se bute contre la ceinture de montagne Mauritanide qui s'est formé pendant le temps hercynien (fig2).

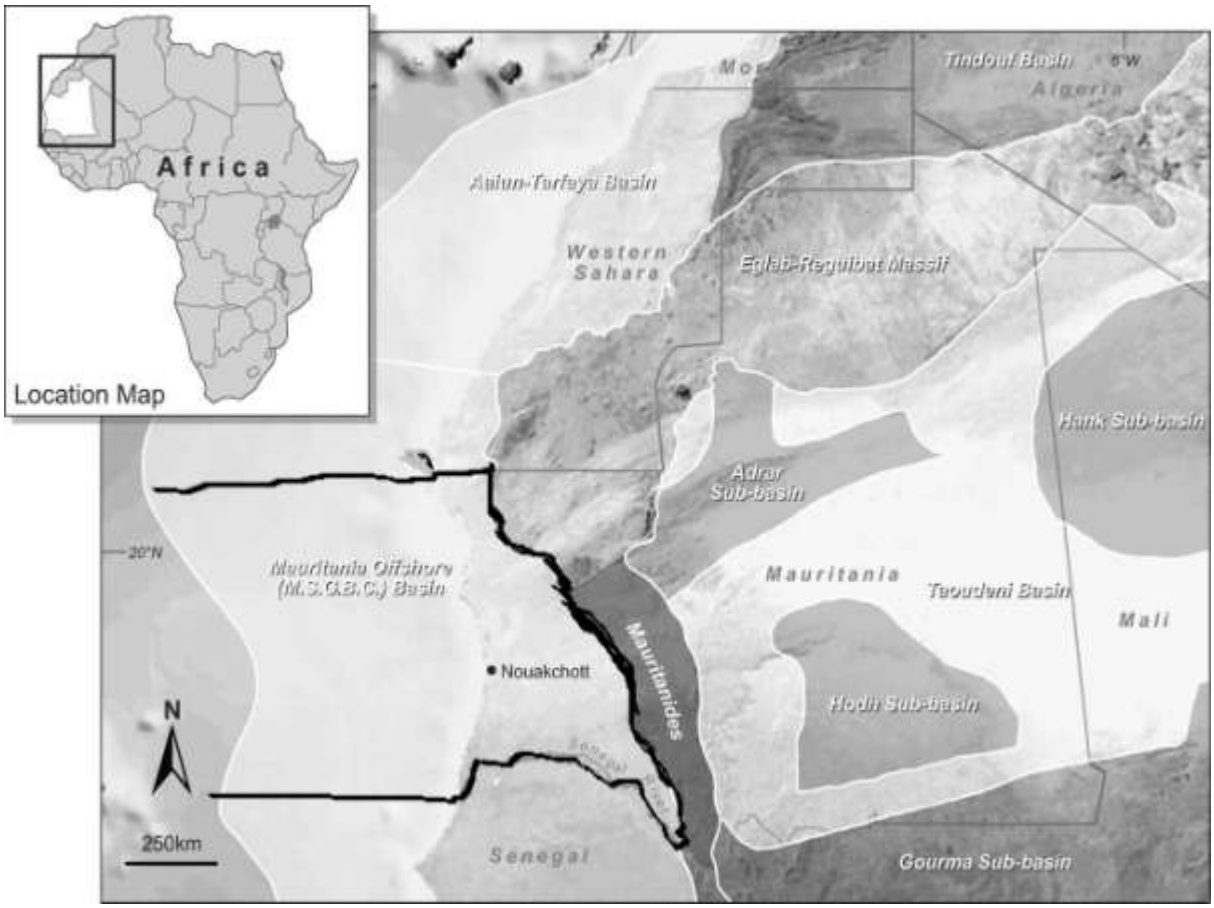


Fig.2 : Situation géographique du bassin côtier de Mauritanie (BRGM, 1975)

IV. CADRE GEOLOGIQUE :

Le bassin côtier mauritanien est un bassin de type marge passive situé sur la façade orientale de l'océan atlantique dans la partie centrale. Il fait partie des bassins développés le long de la marge nord-ouest africaine.

Le remplissage du bassin comprend deux mégaséquences (BEICIP- FRANLAB. 1972).

- **Une succession syn-rift du Trias supérieur – Jurassique inférieur :** elle comprend des sédiments clastiques continentaux suivis par des évaporites et, contient des roches mères reconnues dans les deux façades de l'Atlantique.

- **Une succession de post rift d'âge Jurassique moyen – Tertiaire:** cette séquence comprend les roches-mères marines d'âge crétacé moyen observées partout ailleurs tout le long de la Marge de l'Afrique de l'Ouest et elles contiennent plusieurs milliards de barils en réserve tout le long de la marge occidentale africaine. Il y a eu très peu d'expansion pendant cette période bien que l'halocinèse et la tectonique gravitationnelle soient évidentes en mer dans la partie Sud de la Mauritanie.

La géologie structurale du bassin côtier peut être subdivisée trois grands domaines :

1. le bassin salifère qui fait l'objet de la plupart des travaux d'exploration, ce bassin contient plusieurs dômes de sel confinés avec des failles profondes liées à d'autres failles d'extension situées à l'Est. L'apport salifère décroit dans les deux extrémités nord et sud du bassin par apport au centre.

2. Le Delta de Ras el Beida: il représente un apport gréseux très important d'âge Crétacé et dont la source pourrait être la dorsale de Réguibat situé au NE.

3. Le domaine côtier: correspond à la partie Est du bassin et caractérisé par une tendance gréseuse dont l'épaisseur est relativement réduit.

Cet ensemble d'âge crétacé- quaternaire vient se déposé sur la plate- forme carbonatée (Fig.3).

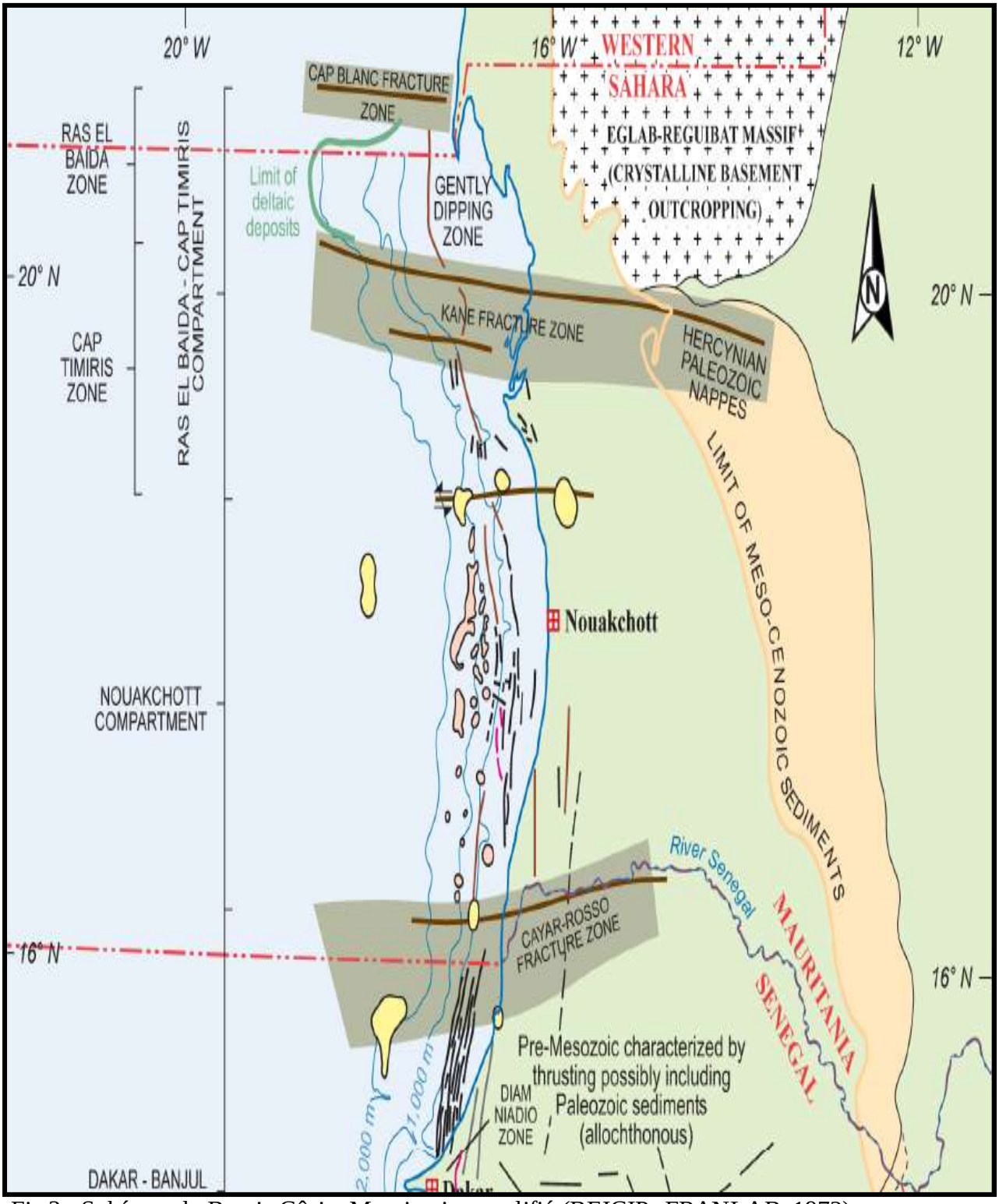


Fig.3 : Schémas du Bassin Côtier Mauritanien modifié (BEICIP- FRANLAB. 1972)

IV.1 Stratigraphique :

C'est à partir des données de base des puits d'exploration et des documents de Beicip qu'on a pu construire la lithostratigraphie avec le système pétrolier.

a. Le socle : il est composé des séries métamorphiques et des dykes de dolérites.

b. Le Permien : il présente système de grabens et la mise en place de dykes de dolérites du socle sont rencontrés.

c. Le Trias : il est composé de sédiments évaporitiques, sables, carbonates, conglomérats et roches volcaniques qui reposent sur le socle métamorphique.

d. Le Jurassique

Des diapirs de sel marquent le début d'une séquence transgressive, il y'a eu dépôt de près de 500 m de carbonates. Vers la base, on a des dolomies avec sables et grès interstratifiés.

e. Aptien sup-Albien inférieur

On observe des alternances de grès blancs, argiles et dolomies. Les passées ligniteuses militent en faveur d'une influence continentale. A la base, calcaire blanc néritique à Orbitolines.

f. Le Cénomanien-Turonien

Le faciès est principalement constitué par des argiles et grès argileux avec un niveau de calcaire dolomitique.

Le Cénomanien-Albien est constitué de turbidites (grès fins, sables, argiles indurées) couronnées d'un calcaire blanc au sommet.

g. Le Sénonien

Les grès argileux sont prédominants avec de rares niveaux argileux épais différenciés. Le milieu est marin à la base, continental au sommet.

Le Sénonien est discordant sur le Cénomanien (argiles et sables) avec hiatus du Turonien.

h. Le Maestrichtien

Il a une épaisseur de 680 m et est formé de grès fins et siltstones plus ou moins sableux et argileux prédominants. Ce faciès passe vers le bas à des argiles et grès.

i. Le Paléocène

Ce sont des argiles, sables, grès et fins lits calcaires. Vers l'Ouest, il est à prédominance argileuse avec calcaire à silex au sommet.

j. L'Oligocène

Ce sont généralement des grès glauconieux argileux à traces de lignite et des marnes. Cependant sa présence est limitée dans la zone.

k. Miocène –Quaternaire

Le Miocène supérieur et moyen est discordant sur l'Eocène moyen-supérieur (étude Beicip). Les faciès sont argilo-gréseux glauconieux à passées dolomitiques sableux et marneux. Le faciès prédominant est constitué d'argiles et grès, de niveaux lumachelliques et de sables argileux.

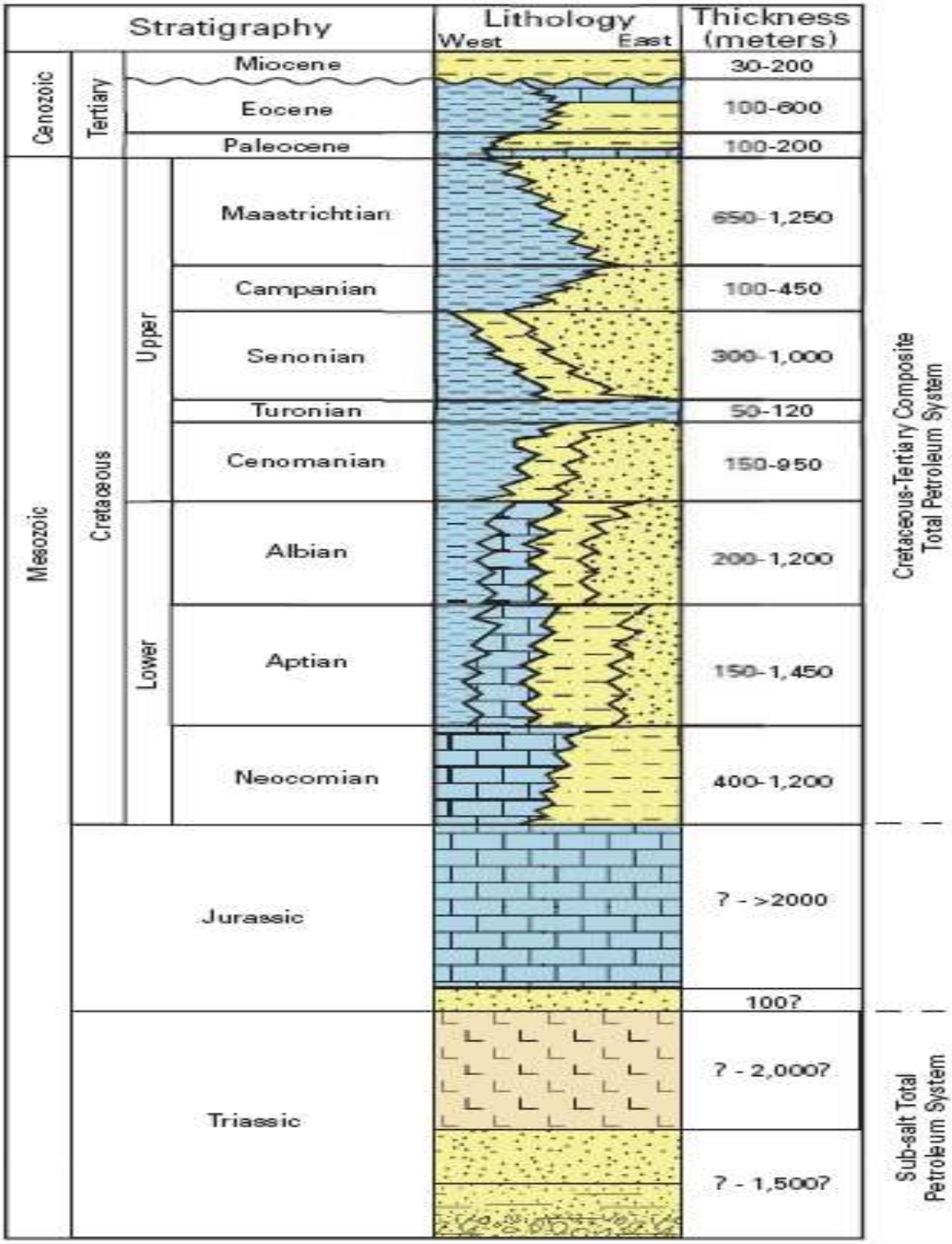


Fig. 3 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin côtier mauritanien (document SMH, 2007)

IV.2 Cadre structurale du bassin

Le bassin côtier contient jusqu'à 9 km d'épaisseur sédimentaire dans son dépôt centre au large de Nouakchott. Les sédiments, déposés sous forme de prisme en progradation d'Est en Ouest, sont d'âge secondaire et tertiaire. Ils sont à dominance sur un socle supposé paléozoïque. La configuration structurale est conditionnée par l'halocinèse dans le domaine du talus continental. Les structures sont liées à des failles extensives sur la plateforme et sur la flexure. Le bassin peut être largement subdivisé en trois régions principales (fig.5) :

1- Bassin salifère, qui a fait l'objet d'exploration en mer.
De nombreux diapirs discrets de sel sont clairement visualisés sur les données sismiques et les tendances de compression-orientation peuvent être cartographiées. Cette compression est liée à des failles d'extension près du littoral, qui elles-mêmes sont probablement contrôlées par le bord du plateau carbonaté néocomien sous-jacent.
L'intervalle turonien de la roche mère semble fournir le dégroupement d'une surface reliant les failles extensives et de compression.
A ses limites nord et sud (bloc 7 et 1) les sections sismiques montrent une diminution da la quantité du sel par rapport à la zone centrale.

2- Delta de Ras el Baida, il correspond à un grand éventail sous-marin d'âge crétacé essentiellement sableux.

3- Zone littorale côtière : elle est limitée par les bordures orientales des blocs offshores 1 à 8 et comprend les blocs onshore 10 à 12.

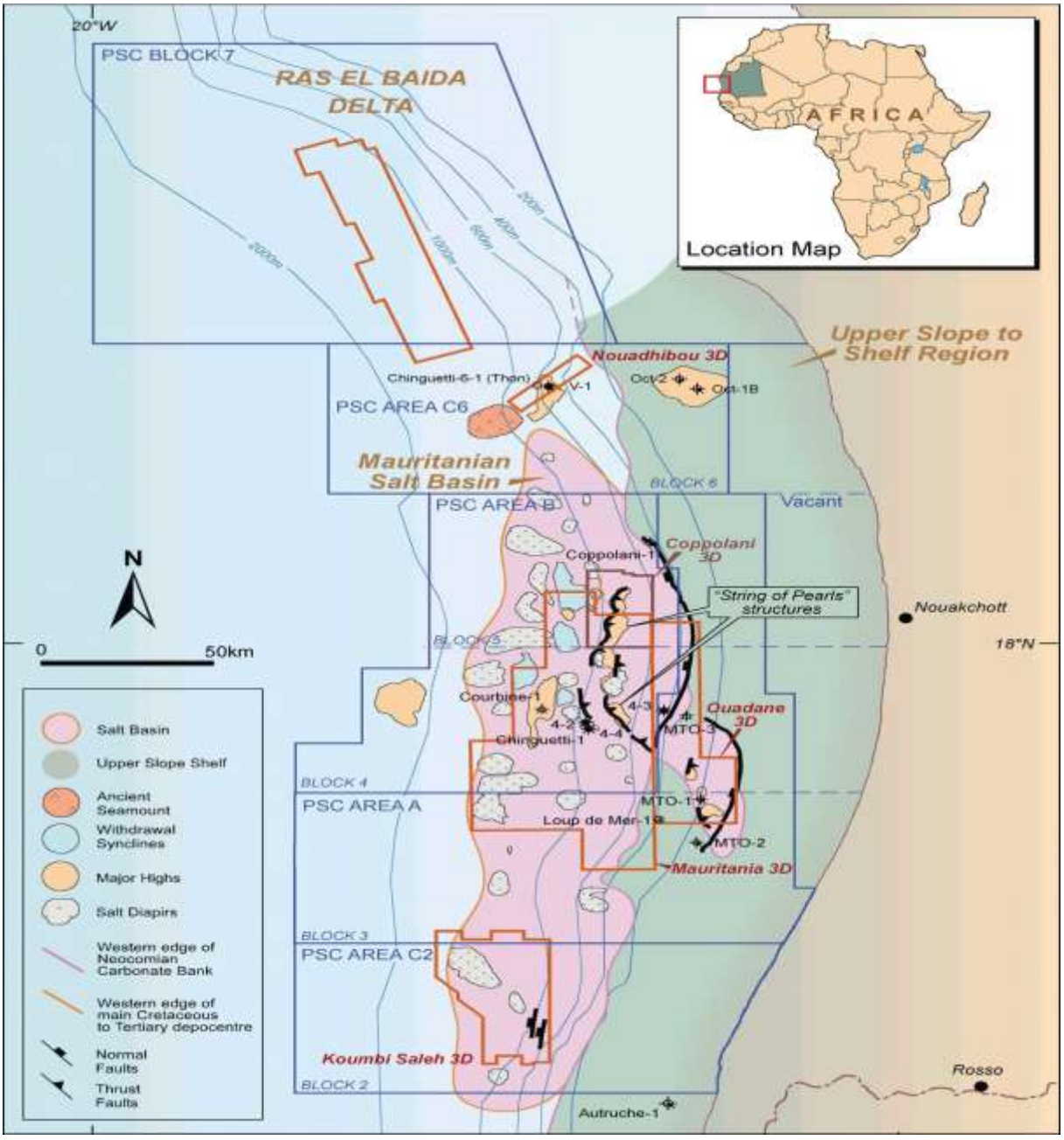


Fig. 5 : Principaux éléments structuraux du bassin mauritanien (VEAR, A. 2005)

Les principales structures dans le bassin sont:

1- Structures liées aux mouvements salifères : elles se présentent sous formes de feuillets interstratifiés ou des diapirs mis en évidence par les profiles sismiques qui couvrent plusieurs dizaines de km^2. Cette halocinèse se produit jusqu'à l'aube du Miocène (voir les profiles sismiques, fig. 6 et 11).

2- Des failles d'extension: elles ont été interprétés sur les sections sismiques surtout dans la zone côtière, forment des pièges à hydrocarbures dans l'intervalle Crétacé inférieur-oligocène.

3- Des anticlinaux: ils sont présents dans les eaux profondes (+1000m) avec une direction principale N-S. Dans plusieurs zones du bassin, ces anticlinaux sont très érodés par des mouvements tectoniques oligocènes.

4- Structures liées aux mouvements du socle: ce sont essentiellement des plis résultant des failles profondes.

5- Les structures liées au volcanisme: sur la Marge Ouest Africain on peut identifier des structures isolées à grande échelle. Comme les îles de Canarie et le plateau du Cap Vert formés par un volcanisme oligocène supérieur- miocène.

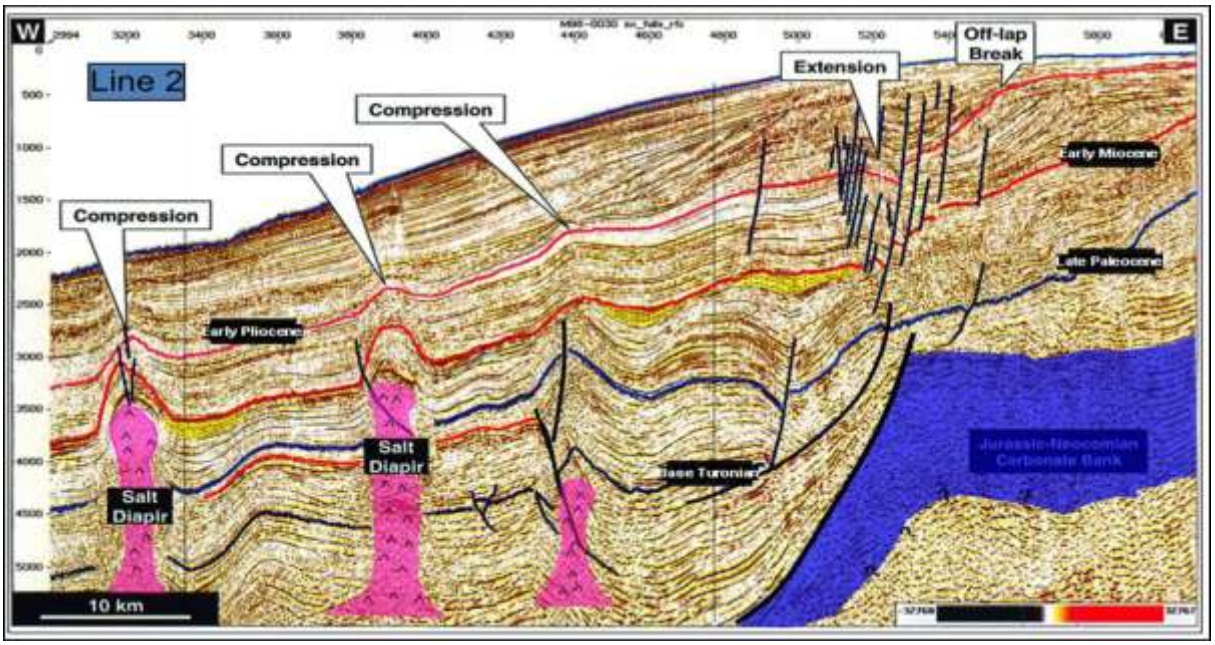


Fig.6 : configuration structurale du bassin (VEAR, A. 2005)

A l'extérieur du bassin même, son plancher s'étend sur la plaine abyssale par une profondeur d'eau supérieure à 3000 m.

D'après des données sismiques acquises dans cette zone, sismique en 2D, il se dégage une absence de structure remarquable par des réflecteurs sismiques parallèles. Une ou deux grandes caractéristiques associées à d'anciens cônes volcaniques sous-marins et/ou des failles de socle réactivées ont été remarquées, aussi des éventails sous-marins sont évidents à la terminaison de certains chenaux d'alimentations turbiditiques.

Sans aucun doute l'attractivité de cette région par les compagnies d'exploration est réelle. Mais, vu les grandes profondeurs on doit découvrir de grandes accumulations d'hydrocarbures pour la viabilité commerciale.

De plus l'important intervalle roche-mère Cénomano-Turonien dans cette région est cependant immature et, une roche-mère plus profonde doit aussi être prouvée en (action) fonctionnement.

Une coupe schématique à travers le bassin salifère principale montrant les styles structuraux est représentée dans la figure 9.

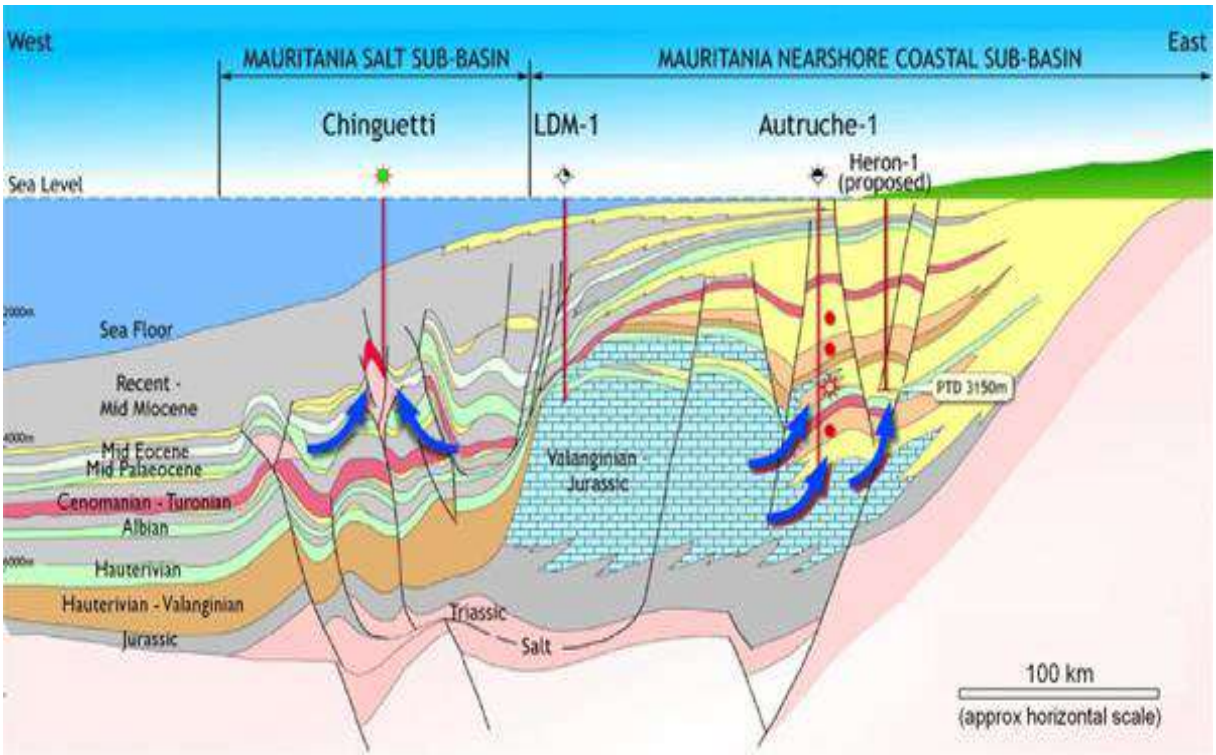


Fig.7 : Structure du bassin côtier mauritanien (Woodside, 2001).

Diapirs de sel et feuilles allochtones.

Il est certain que les plus traits du bassin offshore sont les nombreux corps salifères allochtones clairement individualisés par des données de sismique moderne. Ils sont divisés en deux importants types structuraux : les feuillets et les diapirs.

Un excellent exemple de feuillet salifère allochtone existe dans le block 2 où il couvre une surface de 130 km^2 (fig.8).

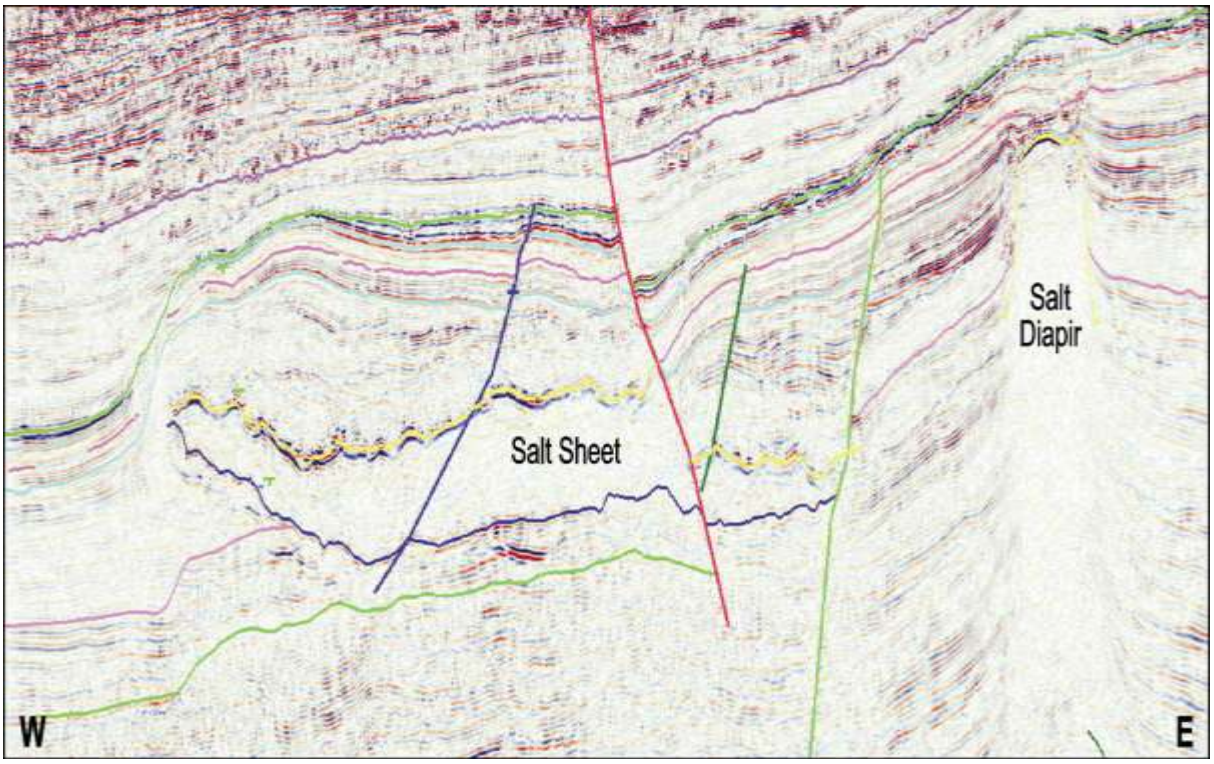


Fig. 8 : Géométries de sel contrastées dans la zone centrale du bassin (VEAR, A. 2005)

Le corps central est une feuille allochtone; le stock de sel d'alimentation n'est pas imagé. Le sel de droite est un diapir passif.

L'interprétation sismique régionale, liée aux puits proche- voisins suggère que le sel, durant le Turonien terminal, était étalé sur le plancher marin ou bien rattaché au fond de dépôt

Après sa mise en place, le sel en couche poursuit sa migration et les déformations des strates sus-jacentes sont visibles jusqu'à la fin du Miocène.

Ni le stock de sel qui alimente les couches salifères ni aucune faille ou zone associée n'apparaissent dans les données sismiques et, le mécanisme de leur déformation (compression ou charge sédimentaire) demeure spéculatif.

Contrairement à cette large extension salifère vers l'est de la ligne sismique 3D (fig.8) apparait clairement une structure diapirique.

La migration verticale de cet ensemble diapirique parait terminée très tôt, probablement du Miocène précoce au Miocène moyen.

Faille en extension contrôlées par gravité :

En relation proche avec l'actuelle ligne de rivage plusieurs grandes failles en extension au fon du bassin sont clairement visibles d'après les données de sismique (elles sont schématiquement indiquées dans la figure 7).

Des rollovers à grande échelle sont créés dan la partie plane de la faille listrique, de même que plusieurs terrasses à pendage régional entre les crevasses des failles.

A différents niveaux depuis le début du fossé Crétacé jusqu'à l'Oligocène des géométries de piégeage existent.

Anticlinaux charriés.

A quelques km vers la ligne de rivage actuelle s'est installé le long d'une surface de détachement turonienne probablement représentant un important intervalle roche-mère et, à la limite elle guide des plis en compression et des failles chevauchantes encore vers le bas, une extension. La fig.6 montre en plan et section sismique des vraies caractéristiques de chevauchement typique.

Un trend en ''chapelet'' est localisé profondément (supérieur à 1000 m) relatif à un anticlinal charrié qui s'étend sur 1000km dans une direction Nord-Sud.

La fig.9 montre la forme et la location de ce trend et da relation avec les failles d'extension qui est clair.

Le long de cette direction Nord-Sud de ce trend des corps salifères préexistants ont été pris dans le mouvement de charriage. Ce mouvement de charriage apparait avoir duré une courte période tandis que les structures diapirique ont duré plus longtemps.

Le premier mouvement semble se produire entre la fin de l'Eocène et le début de l'Oligocène.

En plusieurs endroits, les anticlinaux charriés sont profondément érodés au niveau de la discordance oligocène, et sont recouverts par des sédiments du Miocène basal. Des portions de sel complexe dans les couches charriées tendent à montrer un mouvement tardif à mesure que le sel est comprimé et sur certains prospects on rencontre des fermetures supplémentaires en position haute.

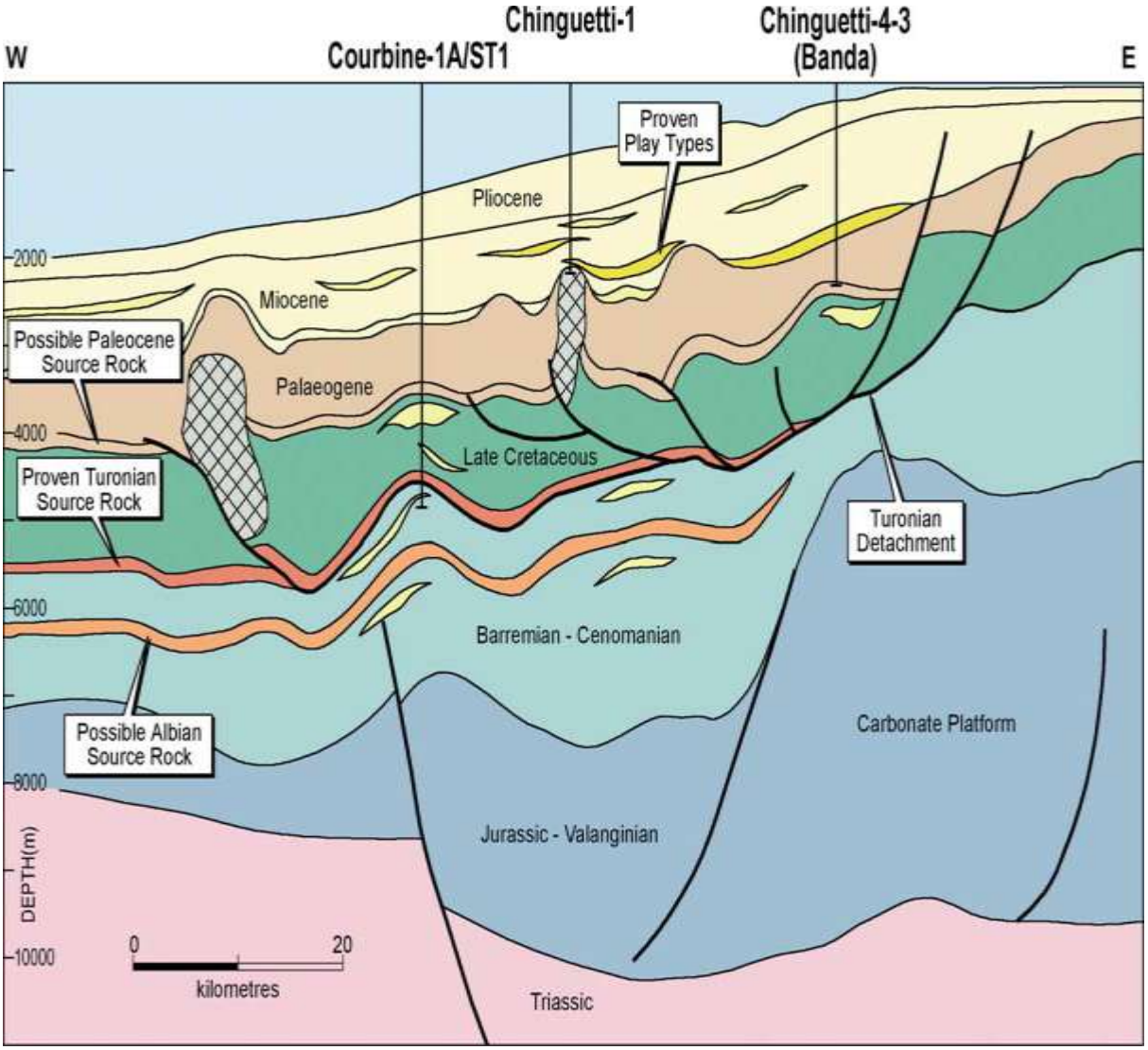


Fig. 9. Illustration des principaux styles structuraux et éléments de jeu dans le bassin (VEAR, A. 2005)

Inversion des bases des structures :

Plusieurs plis profonds sont interprétés comme une réactivation probable de failles du socle à l'emplacement du puits Courbine-1. La colonne sédimentaire totale, plisse parallèlement dans ces structures implique un court mouvement. Ce qui est différent aussi bien des salifère que des traits de compression associées à affaissement dans la surface de détachement turonienne peu profonde.

V. HISTOIRE DE L'EXPLORATION PETROLIERE ET TRAVAUX ANTERIEURES

L'activité d'exploration pétrolière a commencé en 1966 dans la partie nord du bassin offshore. Le permis n°10-A accordé à AMOCO-Planet Oil and Minerais Corporation a servi de point de départ aux recherches pétrolières en Mauritanie indépendante. La superficie du Bassin Atlantique mauritanien couvert par l'exploration pendant cette phase est estimée à environ 100 000 km^2.

La sismique acquise en 1966 représente environ 60 000 Km de sismique 2D, 18 000 Km^2 de sismique 3D, tout en (offshore) et 1 800 Km de sismique 2D (onshore). Prés de 80 puits ont été forés depuis 1968 dans le bassin côtier 11 effectué entre 1968 – 1992 (AMACO, Texaco, Esso, Arco, Mobil….), 36 exécuté par Woodside et ses partenaires (2001-2005), 5 exécutés par Dana Petroleum et ses partenaires (2001- 2005). Et le reste des forages ont été réalisés récemment par d'autres opérateurs 11 découvertes on été faite à Chinguetti en (2001) : 2002 offshores profond, Bloc 4, Banda, 2003 Offshore peu profond, Bloc 4, Walata, 2003 offshore profond bloc 4, Pélican 2004 offshore profond bloc 7, Tevet 2005 offshore peu profond bloc 4, Aigrette, Cormoran, Lebeidna, Faucon ; Tortue et Marsouin

- Avant les années 1952, l'objectif principal des géologues était l'établissement d'une lithostratigraphie à partir de l'affleurement disponible et de sondages ou puits peu profonds destinés à la recherche hydrogéologique. La synthèse géologique de ces travaux (Tessier, 1952) marque la fin de cette période.

- En 1952, c'est le début de l'exploration pétrolière dans le bassin par les différentes compagnies. La compagnie la plus active était la Société Africaine des Pétroles (SAP), qui a foré plus de 50 puits de 1956 à 1962.

  (i) De 1965 jusqu'à présent, environs 80 forages ont été achevés et avec la découverte de pétrole et du gaz ce qui a encouragé à connaitre la géologie du bassin côtier mauritanien.

  (ii) la découverte de la séquence sédimentaire très épaisse et complète commençant très probablement à partir du Trias; (Castelain, 1965)

(iii) l'évolution systématique du faciès grano-décroissant vers l'ouest; (Castelain, 1965)

(iv) La fracturation de la marge de bassin et la présence des dômes d'évaporite le long de Casamance au Sénégal et la Mauritanie. (Castelain, 1965)

Les autres études ont inclus la cartographie, la stratigraphie et la sédimentologie des formations cénozoïques et plus récemment le volcanisme et l'évolution structurale de bassin (Castelain et al. ,1965).

- Après 1968, des études océanographiques ont été effectuées sur la marge océanique (Projet de Forage de la Mer Profonde) dans le cadre d'une étude plus large des tectoniques des plaques. Finalement, l'intensification de l'exploration et l'exploitation des eaux, de phosphates et les autres matières premières ont fourni des informations sur la nature du bassin côtier (Dillon et Sougy, (1974); Uchipi et al.)

- Plus de 45 000 km² de levés sismiques 3D

Plus de 80 000 km de levés sismiques 2D réalisés dont :

- 77 000 km (offshore)
- 1 800 km (Onshore)

36 000 km2 de levés sismiques 3D (offshore)

277 km² de levés sismiques 3D High- Density

281 km² de levés sismiques 4D et 65 forages réalisés :

- 11 effectués par Amoco, Texaco, Shell, Esso, Arco, Mobil (1967-1992)
- 38 effectués par Woodside (2001-2007)
- 6 effectués par Dana (2003-2014)
- 1 réalisé par IPG (2002)
- 2 réalisés par CNPCIM (2006-2007)
- 6 réalisés par Petronas (2008-2011)
- 1 forage (Tapendar-1) en cours de réalisation par Tullow.
- 5 forages réalisés par BP et Kosmos

VI. SYSTEME PETROLIER

Les systèmes pétroliers dans le bassin côtier mauritanien sont très variés et productifs. Cependant, les études géochimiques ont abouties à l'identification de plusieurs niveaux riches en matière organique dont l'âge s'étale du Jurassique au Tertiaire. En effet, au moins deux systèmes pétroliers, ont été mis en évidence dans ce bassin.

VI.1 Roches-mères

Les argiles marines d'âge turonien et albien inférieur sont probablement les sources de plus grand potentiel en eaux profondes de la Mauritanie. Ces intervalles sont prouvés d'être des roches mères en offshore, (puits V-1). Ces roches mères sont aussi présentes partout le long de la marge ouest africaine, où elles sont considérées comme d'importantes roches mères en Afrique Sud-ouest.

Dans la zone côtière et en onshore de la Mauritanie, il est peu évident de rencontrer ces roches mères marines s'étendant vers le plateau continental comme d'épaisses argiles transgressives. Elles sont plutôt représentées par de minces niveaux d'argiles condensées (exemple Loup de Mer-1) ou des carbonates transgressifs (Autruche-1).

Les principales roches-mères dans la zone côtière et onshore sont plutôt associées à des argiles paraliques intercalées de nivaux évaporitiques d'âge Liasique. Ce sont des roches mères prouvées partout sur la marge nord-ouest africaine.

L'origine des indices d'huile au puits d'Autruche-1 est spéculative, mais peuvent aussi provenir d'une roche source pré-aptienne.

VI.2 Roches réservoirs

En eau profonde, les réservoirs de turbidites typiques des eaux profondes d'Afrique sont aussi prouvés en Mauritanie. Ces réservoirs sont d'âges variés (Cénomanien, Maastrichtien et Tertiaire supérieur). Ce prospect classique en eau profonde de l'Atlantique a été prouvé avec succès dans les zones telles que le Canada Oriental, le Golfe du Mexique, l'Angola, la Guinée Equatoriale, le Brésil, le Gabon et Nigeria. Cependant, le concept reste à tester dans le bassin mauritanien malgré la présence d'un grand delta avec des réservoirs prouvés.

Dans les zones côtières et à l'onshore du bassin, les principaux chenaux sont des grès scellés par des argiles transgressifs (Fig.10) :

- **Le réservoir maastrichtien** est un prospect prouvé avec succès au Nord du bassin (Pelican). Ces sables ont des excellentes caractéristiques de réservoir (porosité de 20 à 30 %). Ils sont scellés par des argiles et des marnes transgressives (Ex Autruche-1, OCT-1B et OCT-2).
- **Le réservoir Cénomanien :** grès hématitiques, dolomitiques aux caractéristiques pétrophysiques nulles.
- **Le réservoir Albien :** intervalles poreux de 430 m à 600 m (1300), 1628-1860, (2100 m) dans des grès et le dernier dans de la dolomie.
- **Le réservoir paralique d'âge jurassique inférieur** est un prospect prouvé en onshore au Maroc, mais il reste non testé en Mauritanie. Ses sables sont partiellement scellés par des évaporites d'âge jurassique inférieur.

D'autres niveaux peuvent fournir un réservoir potentiel local, spécialement sur une structure fermée. Autruche-1 a montré des indices provenant de minces couches de sables et aurait rencontré une mince colonne d'hydrocarbures dans l'Aptien (Fig. 10).

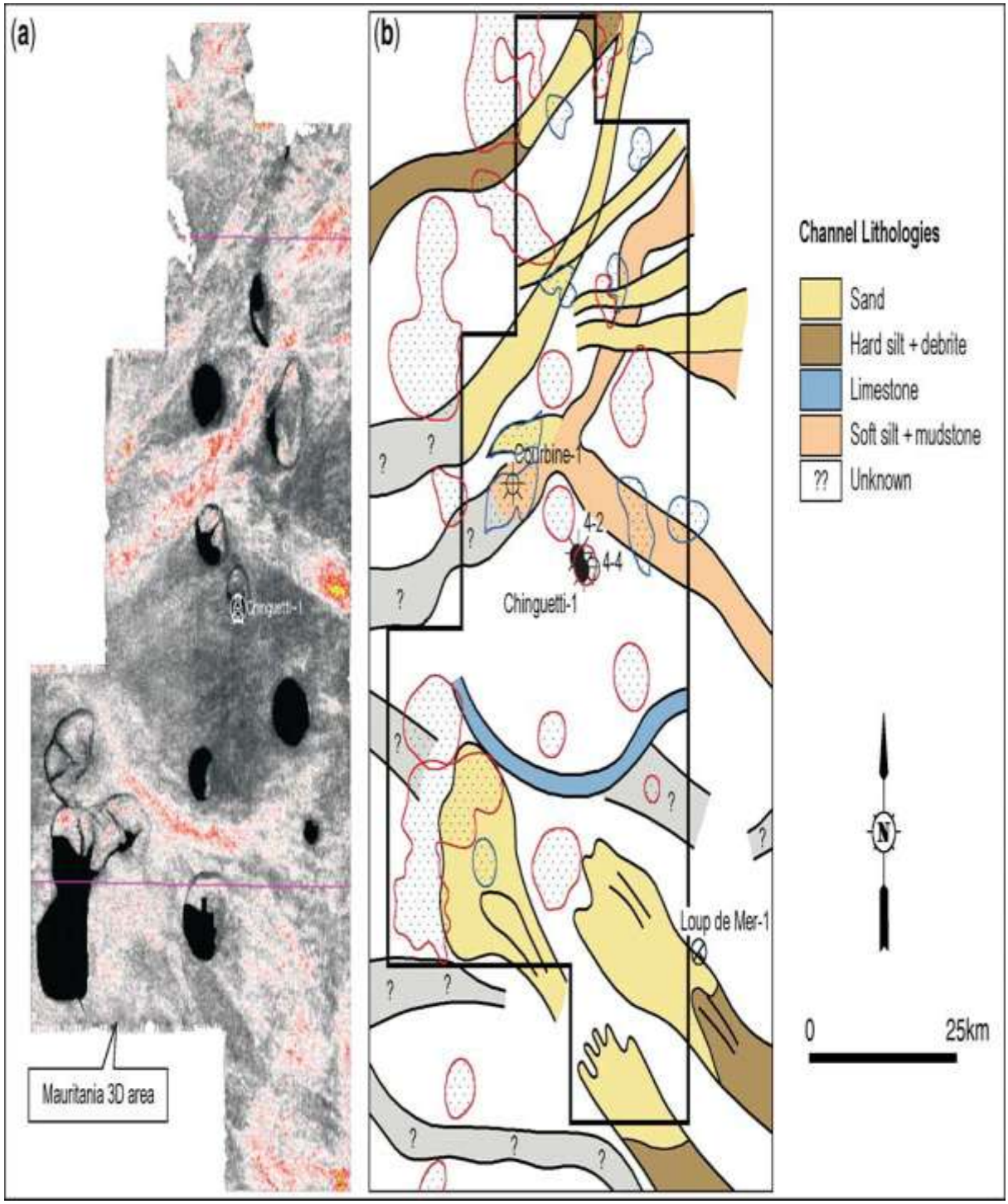


Fig.10: système de chenaux de Miocène dans le bassin côtier mauritanien (Woodside, 2001).

VI.3 Les couvertures :

Les roches couvertures sont constituées par des argiles et des calcaires micritiques pour les réservoirs du Crétacés, par des argiles pour le réservoir du Paléocène et par les argiles et les hémipelagites pour le réservoir du Miocène.

VI.4 La migration des Hydrocarbures :

L'étude géochimique a permis de mettre en évidence :

- L'existence de roches mères cénomanien-turonienne et aptien-albienne dont le potentiel en Kg d'Hydrocarbures par tonne de roche est localement élevé.
- La profondeur du toit de la fenêtre à huile : 3000-3500 mètres permettant de situer beaucoup de roches mères dans cette zone (V1, MTO-2,) sauf AKZ-1(4 000m).

Le mécanisme de l'expulsion et du mouvement des fluides (eau de formation +Hydrocarbures) se déroule sous l'effet de la compaction des sédiments. Afin de perdre leur eau intergranulaire, les argiles doivent être associées à des niveaux poreux constituants 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 compaction des argiles (associe à des pressions élevées) présent dans de nombreux forages s'explique par l'absence de drains poreux prouvé par ailleurs par l'analyse de réservoirs.

Les Hydrocarbures mature développés dans ces argiles sont restés en place associés à l'eau de formation dans les domaines sans drains (zone ouest du bassin côtier). Ainsi la possibilité des migrations primaires des hydrocarbures est liée à la compaction des roches mères par évacuation de l'eau de constitution à travers les drains intercalés vers les réservoirs.

VI.5 Pièges

Les provinces offshores présentent des styles structuraux différents (Fig.11):

La zone des diapirs de sel en Mauritanie est dominée par une structure complexe et multi-phase, incluant le diapirisme de Sel, la tectonique gravitationnelle sur des détachements liasiques et la tectonique gravitationnelle du Néogène sur des détachements du Crétacé moyen et du Paléocène.

Dans les autres provinces, les structures trouvées en eaux profondes sont moins habituelles : Pour l'éventail de Ras El Baida, l'accumulation stratigraphique représente la forme principale de fermeture, alors que la zone Offshore du Cape Timiris comprend des anticlinaux d'origine gravitationnelle (Fig.11).

Le potentiel onshore semble être présent aussi bien dans les blocs à failles inclinées au niveau du Maastrichtien et du Lias. Un autre important prospect est constitué des structures anticlinales développées le long de linéament crustal majeur, tel que dans la zone du Cape de Timiris et dans le Sud près d'Autruche-1. Un autre linéament existe au Sud de Nouakchott en offshore et s'étend peut être en onshore.

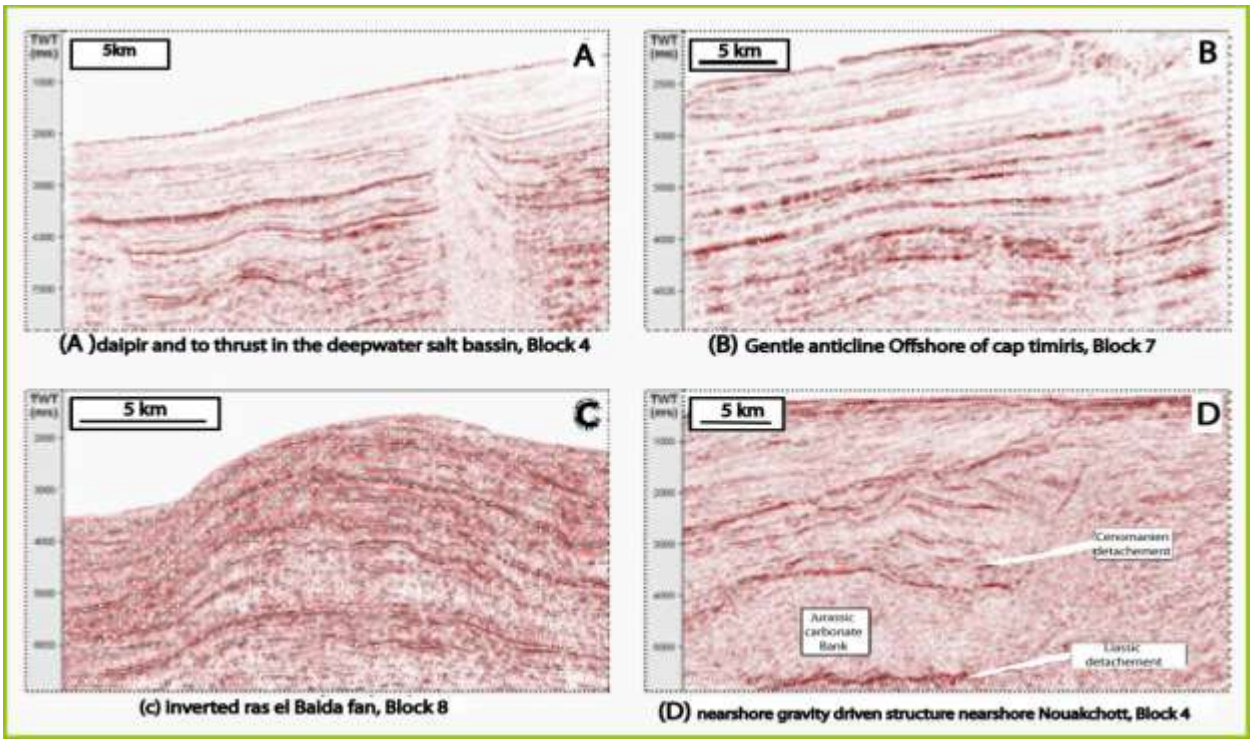


Figure. 11 : Quelques exemples de styles structuraux du bassin côtier mauritanien (MEP. Dép. Géo, 2001).

VII. POTENTIEL PETROLIER

VII.1 Découvertes Et Productivité

VII.1.1 Découvertes :

Plusieurs gisements ont été découverts ces dernières années dans l'offshore du bassin côtier mauritanien, avec beaucoup de réserves encourageantes. Il s'agit notamment des gisements de :

- **Chinguetti :** Chenaux du Miocène, 123 Millions de barils de réserves récupérables.
- **Tiof :** Chenaux du Miocène, environ 240 Millions de barils de réserves récupérables.
- **Banda :** Chenaux du Paléocène avec des pièges stratigraphiques, environ 2.4 TCF.
- **Tevet :** Grès du Miocène, environ 50 Millions de barils de réserves récupérables.
- **Labeidna :** Grès du Miocène, environ 50 Millions de barils de réserves récupérables.
- **Pélican :** Chenaux du Crétacé supérieur, environ 1.2 TCF de réserves récupérables
- **Aigrette :** des réservoirs de turbidites datant du Crétacé tardif.
- **Cormoran :** chenaux du Crétacé supérieur, environ 1.2 TCF des réserves récupérables
- **Faucon :** chenaux du Crétacé.
- **Tortue :** chenaux du Crétacé supérieur, environ 20 TCF des réserves récupérables.
- **Marsouin :** Cénomanien supérieur et inférieur renfermant des « *sables pétrolifères d'excellente qualité* ».

VII.1.2 Productivité

Le champ de Chinguetti, découvert en 2001 est le premier gisement de pétrole productif, à être exploité en Mauritanie à raison de 75 000 barils/jour. Sa duré d'exploitation était estimée, à l'époque, à 10 ans. Mais, depuis quelques années l'évolution de sa productivité a changé dans le temps et dans l'espace, cette productivité à tendance à diminuer.

Petronas a acquis, en 2007, les activités de Woodside en Mauritanie. Cette dernière société est à l'origine de la découverte du pétrole mauritanien. Elle a quitté ce pays à cause des problèmes techniques qu'elle a rencontrés dans ses opérations et pour lesquelles elle n'a pas pu apporter une solution économique. Ces problèmes sont dus essentiellement au mauvais positionnement des puits et à la surestimation du taux de récupération du pétrole. Ils ont eu pour conséquence une importante chute de la production de ce gisement. Celle-ci se situe en février 2010 à 9000 barils/jour. Des tentatives coûteuses d'augmentation de la production,

effectuées au cours de l'été 2008, par Petronas et ses partenaires, grâce à de nouveaux forages et des reprises de puits existants n'ont pas abouti aux résultats escomptés.

11 découvertes ont été mises en évidence dans ce bassin et plus récemment le Grand Tortue-Ahmeyim (GTA) en 2014 dans le bloc C8 (Fig. 9) **:**

- **Chinguetti** (2001), Zone B : gaz
- **Banda** (2002), Zone A : huile
- **Tiof** (2003), Zone B : huile
- **Pélican** (2003), C 7 : gaz
- **Tevet** (2004), Zone B : mixte
- **Labeidna** (2005), Zone B : gaz
- **Faucon** (2005), C 1 : gaz
- **Aigrette** (2006), C 7 : huile
- **Cormoran** (2011), C7 : gaz
- **Marsouin** (2015), C8 : gaz
- **Tortue** (2014), C8 : gaz

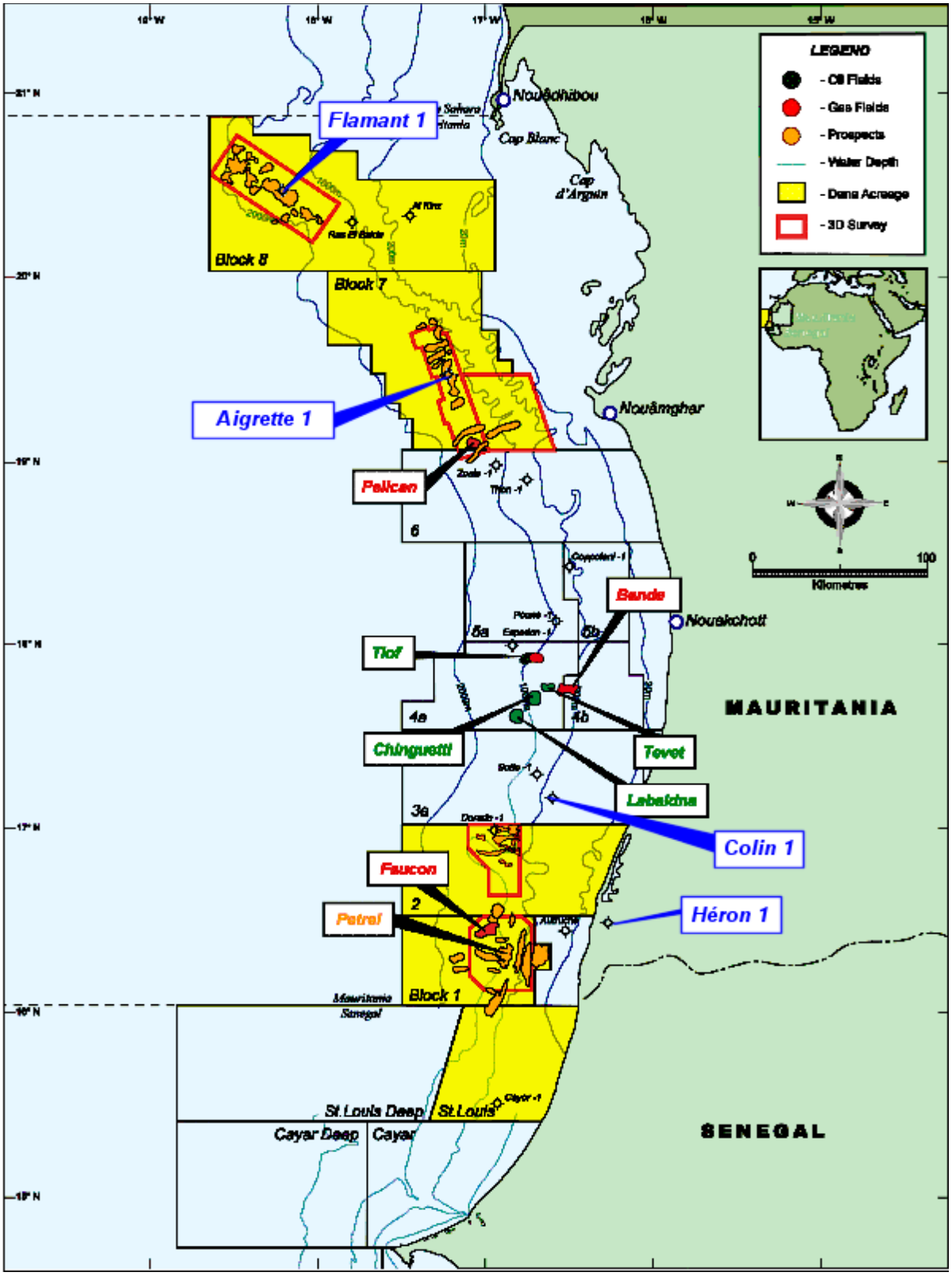


Fig. 12: les découvertes par bloc dans le bassin côtier Mauritanien (GEP-AFTP, 2016)

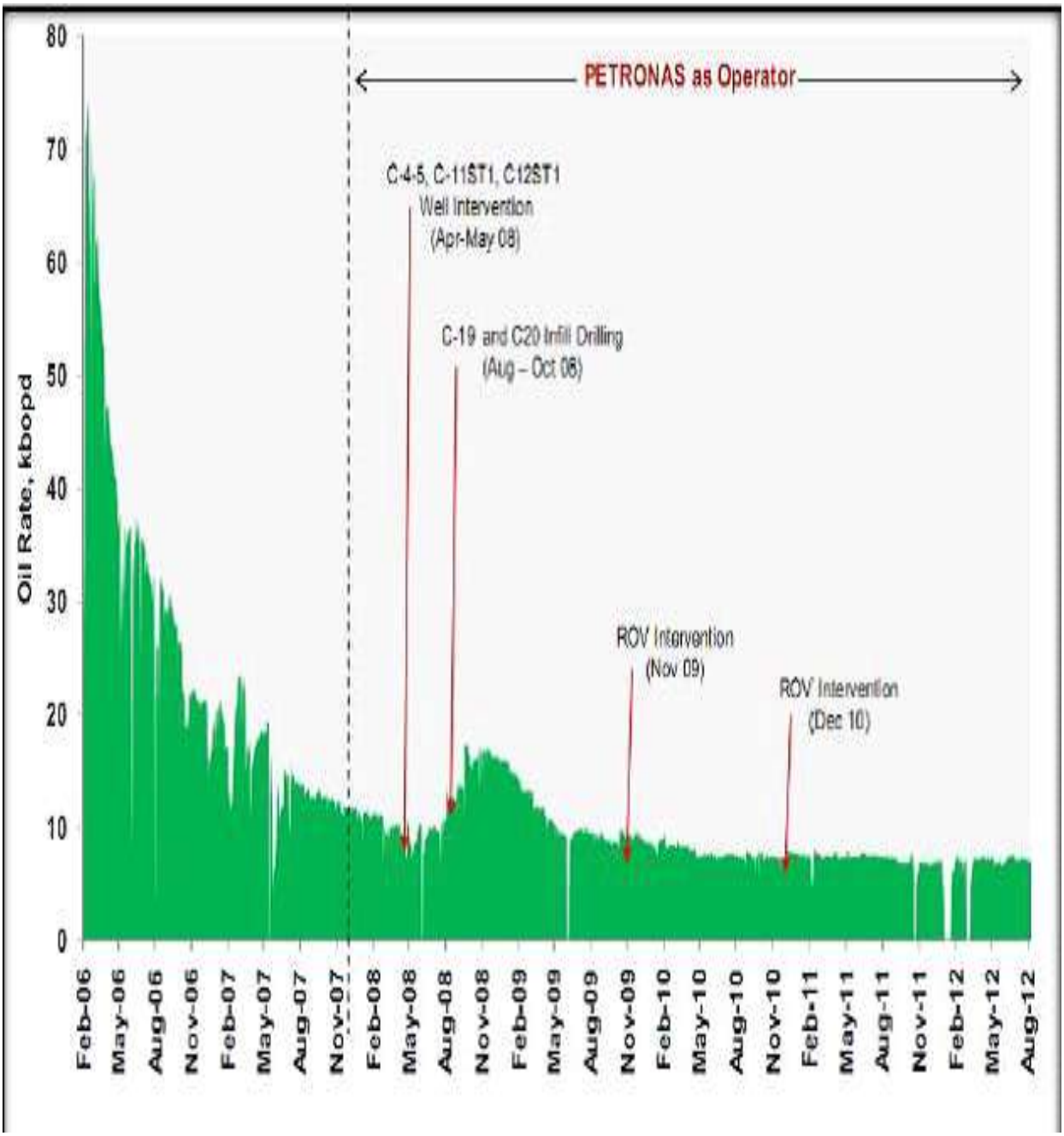


Fig. 13. Évolution de la productivité du pétrole dans le champ de Chinguetti (TULLOW OIL, 2012)

VIII. CONCLUSION

Le bassin côtier de Mauritanie (180 000 km^2 environ) développé à la fois onshore et offshore, où il s'étend au-delà de la marge continentale en eau profonde est typique d'une marge passive née de la création d'un rift suivie d'une ouverture océanique.

Les sédiments, déposés sous formes de prismes en progradation d'est en ouest, sont d'âge secondaire et tertiaire, à dominante détritique, tandis que la présence de dépôts paléozoïques reste du domaine de l'hypothèse.

La configuration structurale est conditionnée par l'halocinèse dans le domaine du talus continental, tandis que les structures sont liées à des failles extensives sur la plateforme.

I. INTRODUCTION

La géochimie des hydrocarbures est l'application des méthodes chimiques à l'étude des phénomènes géologiques. Les résultats géochimiques sont largement utilisés actuellement pour la recherche des gisements des hydrocarbures.

En général, la richesse en matière organique (TOC) pourrait bien être liée aux courants marins type Upwelling, reconnus dans la partie offshore du bassin côtier mauritanien. La maturité des roches mères est fonction de plusieurs paramètres, l'enfouissement des sédiments ou le taux de subsidence, le gradient géothermique, le flux thermique et les phénomènes géologiques contrôlant l'environnement de dépôts à proximité des puits étudiés.

Dans le bassin côtier mauritanien, les roches-mères potentielles les plus favorables sont localisées au Turonien, l'Aptien et à l'Eocène-Paléocène supérieur, elles correspondent à une matière organique à dominante marine.

Les résultats géochimiques rapportés ici révèlent d'une synthèse géochimique effectuée à la base des données des puits MTO-2, AUTRUCHE-1 et Loup de mer forés dans la partie sud du bassin.

Ce chapitre a été structuré en quatre points :

- Présentation des forages
- Etude géochimique des forages
- Application aux forages
- Enfouissement des roches mères
- Conclusion

II. PRESENTATION DES FORAGES

Les trois forages ont été sélectionnés dans l'offshore du bassin côtier mauritanien, sont Loup de Mer, MTO-2 au Nord et Autruche-1au Sud (Fig., 14).

Figure 14 : localisation du bassin côtier mauritanien et forages choisis (modifiée de VEAR, A. 2005)

II.1 Forage Autruche-1 :

II.1.1 Localisation :

Le forage AUTRUCHE-1 est situé dans la partie sud du bassin côtier, plus exactement dans le bloc 1 (Fig. 14), dont la Longitude est 16° 27' 45'' N et la Latitude est 16° 34' 27'''W. Il a été foré en 1989 par la compagnie TEXACO Exploration Mauritanie.

II.1.2 Objectif :

L'objectif principal est de mettre en évidence l'existence des réservoirs gréseux d'âge albien et aptien.

II.2 Forage Loup de mer :

II.2.1 Localisation

Le forage Loup de Mer est situé dans la partie centrale du bassin côtier, au niveau du bloc 3 (Fig. 14) et dans la zone à faible profondeur d'eau. Sa Latitude est 17° 24'28.54'' N et sa longitude est 16° 35'45.094'''W. Il a été foré entre 1991– 1992 par la compagnie Amoco.

II.2.2 Objectifs

L'objectif de ce forage était d'évaluer le potentiel en hydrocarbures du réservoir carbonaté d'âge jurassique. Plusieurs indices de gaz ont été rencontrés dans les formations du Pliocène, Miocène, Eocène et Crétacé. Un seul indice d'huile a été rencontré au niveau du Jurassique.

II.3 Forage MTO-2 :

II.3.1 Localisation

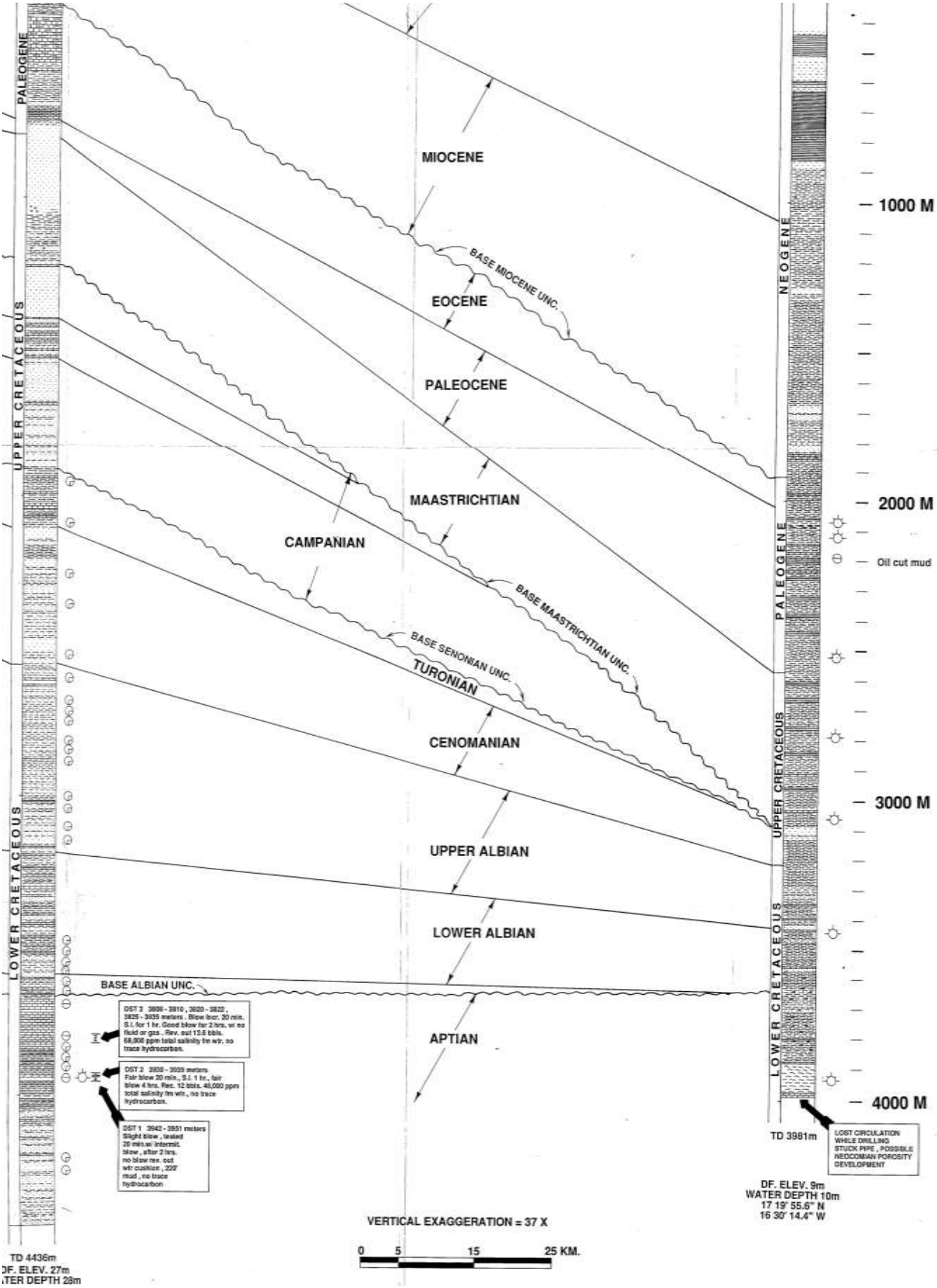
Il est situé dans la partie centrale du bassin côtier mauritanien, plus précisément dans le bloc 3 (Fig. 14), de Latitude 17° 19' 55,6" N et Longitude : 16° 30' 14,4" `W. Il a été foré entre 1968 – 1973 par la compagnie ESSO.

II.3.2 Objectifs

L'objectif principal était l'évaluation du potentiel pétrolier dans la partie centrale du bassin, d'une structure anticlinale associée à une faille à l'aval du bassin, reconnu en sismique.

III. Corrélation Stratigraphique des forages

Les forages sont disposés du nord au sud (Loup de mer-MTO-2-Autruche) dans la partie sud du bassin.


PALEOGENE
UPPER CRETACEOUS
LOWER CRETACEOUS
MIOCENE
BASE MIOCENE UNC.
EOCENE
PALEOCENE
MAASTRICHTIAN
CAMPANIAN
BASE MAASTRICHTIAN UNC.
BASE SENONIAN UNC.
TURONIAN
CENOMANIAN
UPPER ALBIAN
LOWER ALBIAN
BASE ALBIAN UNC.
APTIAN
NEOGENE
PALEOGENE
UPPER CRETACEOUS
LOWER CRETACEOUS
1000 M
2000 M
Oil cut mud
3000 M
4000 M
TD 3981m
LOST CIRCULATION WHILE DRILLING STUCK PIPE , POSSIBLE NEOCOMIAN POROSITY DEVELOPMENT
DF. ELEV. 9m
WATER DEPTH 10m
17 19' 55.6" N
16 30' 14.4" W
VERTICAL EXAGGERATION = 37 X
0 5 15 25 KM.
TD 4436m
DF. ELEV. 27m
TER DEPTH 28m

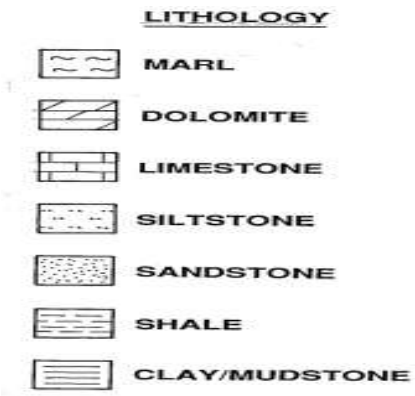


Fig.15 : corrélation stratigraphique entre MTO-2 et Autruche-1 (BEICIP, 1994)

Cette corrélation montre plusieurs discordances notamment au sommet de l'Aptien, entre le Turonien et le Campanien, la base du Maestrichtien et entre l'Eocène et le Miocène qui sont dues à une érosion des dépôts préexistants. On constate une absence du Turonien, du Campanien et base de l'Aptien au niveau de MTO-2.

IV. ANALYSE GEOCHIMIQUE DES FORAGES :

IV.1 Méthode d'analyse :

Cette section reprend l'ensemble des techniques d'analyse utilisées dans le cadre de ce travail. Les techniques de dégradation contrôlée de la matière organique seront exposées par la suite

IV.2 Traitement préliminaire des échantillons :

Avant d'être soumis à l'analyse par pyrolyse ou à la dégradation contrôlée, les échantillons de roche doivent subir une série de traitements ou d'analyses préliminaires.

1. **Lavage - Broyage – Tamisage**

Les carottes de forage sont concassées au pilon et les déblais (cuttings) sont lavés afin de les débarrasser de la boue de forage. Les échantillons sont ensuite broyés plusieurs fois de suite dans un broyeur rotatif à creusets et billes en carbure de tungstène. A chaque étape, la poudre est passée au tamis de 60 mesh, et le refus du tamis est à nouveau broyé, de manière à obtenir une fraction relativement homogène passant au travers du tamis de 60 mesh. L'échantillon à ce stade est défini comme roche brute broyée.

2. Décarbonatation

Certaines analyses doivent être effectuées sur des échantillons décarbonates (analyse du CO_2 organique). Dans ce cas, les échantillons broyés sont traités à l'HCl dilué chaud (10%, 60°C, 30 mn). Le résidu est lavé plusieurs fois à l'eau distillée chaude, jusqu'à disparition de toute trace de chlorure, l'échantillon broyé et décarbonate est défini comme roche traitée.

3. Extraction aux solvants organiques

Différentes techniques existent pour extraire le bitume des roches à kérogène (Oudin & al, 1970; Vandenbroucke, 1980; Monin & al. 1978; Radke & al, 1978). L'extraction au dichlorornéthane CH_2Cl_2 a été utilisée, dans un extracteur à reflux (soxhlet) et à l'abri de la lumière. La roche broyée (1-20 g) est mise dans une capsule en cellulose préalablement extraite avec le même solvant. L'extraction est réalisée pendant 24 h de reflux. La solution est ensuite filtrée, le solvant évapore sous vide et le résidu séché à froid, sous vide également. La quantité de bitume extrait est alors pesée avec précision. Lorsque le poids d'extrait ne doit pas être connu et que la matière soluble ne doit pas être récupérée (pour la pyrolyse comparative), l'extraction est réalisée dans de fines cartouches de manière à pouvoir traiter simultanément plusieurs échantillons dans le même soxhlet.

L'échantillon broyé et extrait au dichlorométhane est défini comme roche extraite.

IV.3 DOSAGE DU CARBONE ORGANIQUE TOTAL ET DU SOUFRE TOTAL

1. Dosage du Carbone Organique Total

L'analyse de la teneur en Carbone Organique Total (COT) des échantillons de roche est effectuée généralement dans un appareil LECO. Cette méthode nécessite la décarbonatation préalable des échantillons. Elle consiste en une combustion complète de la matière organique sous oxygène et sa transformation en CO_2. Le CO_2 est analysé par un module composé d'un piège à CO_2, d'une colonne chromatographique et d'un détecteur à conductivité thermique. L'appareil est étalonné à l'aide d'échantillons de référence, à teneur connue en carbone.

Le Carbone Organique Total (COT) peut être aussi analysé directement à l'aide du module de dosage du carbone organique du Rock Eval II (Espitalié & al, 1985). Ce module permet la détermination pondérale du COT au cours de l'analyse Rock Eval d'échantillons de roche brute (non traitées à l'acide). Cette méthode est décrite dans la section consacrée à la

pyrolyse globale. II a été montré (inédit), que les teneurs en COT obtenues à l'aide du Module Carbone du Rock Eval II présentent une très bonne corrélation avec les teneurs en COT obtenues au LECO. Cette méthode est d'application pour l'analyse des roches à kérogène dont le COT ne dépasse pas 20%. Pour les roches plus riches en matière organique (Lignites et charbons), nous avons utilise l'analyseur LECO qui donne dans ce cas une mesure plus fiable. Le COT s'exprime en % Corg. /g roche.

2. Dosage du Soufre Total

Le soufre total est dosé par décomposition des sulfures minéraux et du soufre organique à 1315°C avec un excès d'oxygène. La réaction est effectuée en présence d'un catalyseur V20S pour transformer le S en S02 et ensuite en S03. Le S03 est titré par une solution d'iodure. Les résultats s'expriment en % S/g roche. Cette méthode ne permet pas de distinguer le soufre d'origine organique du soufre d'origine minérale.

IV.4 PYROLYSE EN MODE GLOBAL (méthode Rock Eval)

La pyrolyse **ROCK-EVAL** est une méthode de pyrolyse en milieu ouvert. Elle a été développée par **l'IFP**

(Institut Français du Pétrole) dès 1973. Elle a été conçue pour fournir à la fois et en un seul même cycle des informations sur:

- Le potentiel pétrolier de la roche mère,
- La quantité des hydrocarbures libres,
- Le type de matière organique et son état d'évolution.

Fig.16 : Appareil d'analyse Rock-Eval (Grundman et al. 2012).

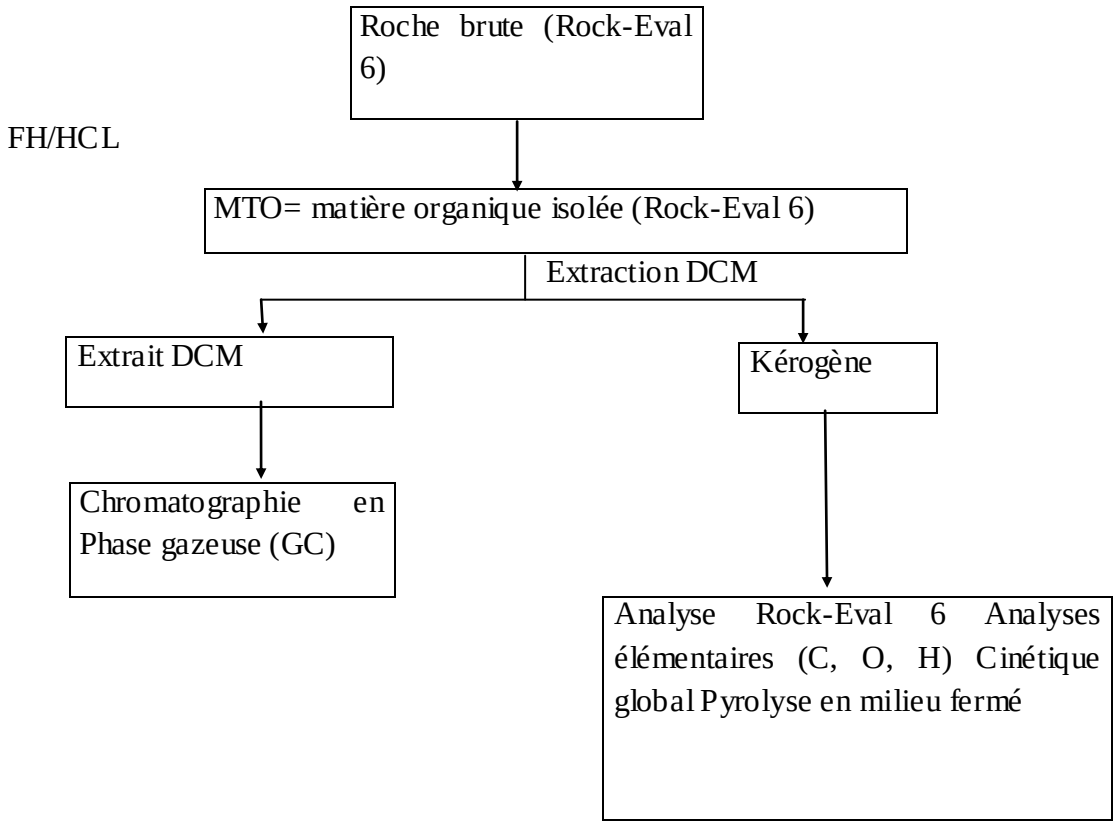


Fig.17 : Protocol opératoire de caractérisation des roches mères et k érogènes (modifié de Grundman et al. 2012). DCM : Chlorométhane ; HF : acide fluorhydrique ; HCL : acide chlorhydrique ; MTO : matière organique totale.

PRINCIPE

Chauffer en programmation de température à raison de 25°C/min en moyenne, pendant 20min, sous atmosphère inerte : hélium, un petit échantillon de 100g de roche mère. Afin de déterminer quantitativement et d'une façon sélective.

- **Les hydrocarbures libres:**

  Gaz ou huile contenus dans l'échantillon.

- **Les composés hydrocarbonés et oxygénés :**

  Composés expulsés lors du craquage et l'oxydation de la matière organique non extractible de la roche mère : le kérogène.

V. CRITERES D'INTERPRETATIONS :

V.1 Carbonne Organique Total : TOC (en %)

TOC< 0.5% pauvre

0.5% < TOC< 1% moyen

1%< TOC< 2% bon

TOC>2% Très bon

V.2 Quantité D'hydrocarbures Libres : S1 (Kg HC /T de roche)

S1 < 0.5 pauvre

0.5 < S1< 1 moyen

1 <S1 < 2 bon

S1 > 2 très bon

V.3 Température Maximale : TMAX (C°)

TMAX < 435°C roche immature

435°C <TMAX < 465°C roche mature (fenêtre a huile)

TMAX > 465 roche très mature (fenêtre a gaz)

V.4 L'index de Production : IP

IP < 0.10 roche immature

0.10 < IP < 0.4 roche mature (fenêtre à huile)

V.5 Le Potentiel Pétrolier : S1+S2 (Kg HC /T de roche)

S2< 2 pauvre

2 < S2< 5 moyen

5 <S2 <20 élevé

20<S2 < 60 très élevé

V.6 L'index D'hydrogène : IH (mg HC/g COT)

IH< 150 M.O TYPE I : la roche génère du gaz

150 < IH< 300 M.O TYPE II: la roche génère de l'huile et du gaz

IH > 300 M.O TYPE III: la roche génère de l'huile

- Type I : origine lacustre (planctons, microflores bactériennes), c'est le plus favorable à l'élaboration des hydrocarbures liquides.
- Type II : origine marine (planctons, benthos)
- Type III : origine continentale (matériel humique) plus favorable à l'élaboration de gaz.

V.7 Signification géochimique des paramètres (Espitalié et al. 1977).

- S_2 : représente la quantité d'hydrocarbures résiduels ou potentiels qui résulte du craquage du kérogène exprimé en mg d'hydrocarbures/g de roche.
- S_3 : représente la fraction oxygénée de la matière organique exprimée en mg de CO_2/g de roche.
- T°max : correspond à la température maximale mesurée au moment de génération de maximum d'hydrocarbures. Elle est donc une mesure relative de la température de pyrolyse qui permet de comparer les échantillons entre eux et d'établir ainsi des échelles de maturation.

- COT : correspond à la somme du carbone organique résiduel (CR) et du carbone organique pyrolisable (CP = 0.083*(S_1 + S_2)) ; COT = CR+CP à partir des données, on peut calculer les paramètres suivants :
- Index d'hydrogène (IH) : c'est la quantité des composés hydrocarbonés potentiel exprimés en mg d'hydrocarbures /g de COT : IH =S_2*100 /COT.
- Index d'oxygène : c'est la quantité des composés oxygénés exprimée en mg de CO_2 /g de COT. IO = S_3*100 /
- Indice de production (IP) : il représente le taux de gaz, huile ou de (gaz+huile) produit par la matière organique au cours de son évolution IP = S_1/ (S_1+S_2) Il augmente avec la profondeur et dépond du type de la matière organique. Il est influencé par les phénomènes de contamination et de migration

VI. APPLICATION AUX FORAGES

VI.1 Forage MTO-2 :

La réalisation du forage a débuté le 15 Février 1970 et a pris fin le 25 Avril 1970. Sa profondeur finale du forage est de 3981 m, il est abandonné sec dans le Néocomien.

La tranche d'eau est de 10 m.

Entrepreneur : Global Marine Europa

VI.1.1 Echantillonnage

L'appareil utilisé lors de l'échantillonnage est une foreuse rotative.

Cet équipement permet le prélèvement des échantillons de sols à l'aide d'un carottier fendu ou d'un tube à paroi mince.

VI.1.2 Résultats

Le puits n'a rencontré que des argiles dans la partie du Crétacé supérieur qui constituerait l'objectif. Le forage a été poursuivit afin de connaitre les séries du Crétacé inférieur et il a été abandonné à la profondeur finale de (3983m) après totale de circulation des carbonates. Aucun indice sérieux n'a été rencontré en association avec des faciès réservoirs.

VI.1.3 Le tableau des paramètres géochimiques

Tableau 1 : les paramètres géochimiques du forage MTO-2

Ages	Numéro	Profondeur	TOC	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	PP	IP
	carotte	(m)	%	kg/T.R	kg/T.R	kg/T.R	°C	mgHC/g .COT			
	1696-001	2008	1,45	< 0.10	3,71	1,28	426	225	78	2,89	
	1696-002	2045	1,49	< 0.10	3,24	1,05	426	217	70	3,08	
	1696-003	2133	1,1	< 0.10	4,19	1,41	429	200	67	2,97	
	1696-004	2280	1,56	< 0.10	1,49	1,32	430	96	85	1,12	
	1696-005	2340	1,06	< 0.10	0,76	0,88	424	72	83	0,86	
	1696-006	2530	1,31	< 0.10	1,31	1,07	429	100	82	1,22	
Cénomanien	1696-007	2621	1,28	0.10	1,5	0,87	433	117	68	0,06	68
	1696-008	2697	1,34	0,14	1,52	0,83	431	113	62	0,08	62
	1696-009	2773	1,25	0,11	1,27	0,95	433	102	76	0,08	76
	1696-010	2834	1,4	< 0.10	2,25	0,91	431	161	65	2,47	
	1696-011	2910	1,48	0,16	2,65	0,85	432	179	57	0,06	57
	1696-012	2987	1,42	0,11	1.86	1,17	431	131	82	0,06	82
	1696-013	3063	1,34	0,19	2,66	0,86	429	199	64	0,07	64
	1696-014	3139	1,39	0,21	2,93	0,95	429	211	68	0,07	68
	1696-015	3212	1,65	0,23	3,26	0,92	435	225	63	0,07	63
	1696-016	3287	1,3	0,18	2,63	0,81	438	94	62	0,06	62
	1696-017	3371	1,22	0,16	1,71	1,23	434	140	101	0,09	101
Aptio-Albien	1696-018	3553	1,32	0,21	2,81	0,97	431	205	71	0,07	71
	1696-019	3584	1,37	0,23	4,6	0,78	435	240	59	0,07	59
	1696-022	3849	1,13	0,2	1,98	0,91	432	175	81	0,09	81
	1698-023	3956	0,98	0,23	1,94	0,96	432	202	100	0,11	100

VI.1.4 Interprétation des résultats

A MTO-2, le diagramme indique que presque tous les échantillons analysés de l'Aptien-Albien contiennent de matière organique de type II (marine), à l'exception de l'échantillon situé à la profondeur 3287 m dont IH est égale à 94 et T°max 438°C, contient de la matière organique de type III (continentale).

- **Cénomanien**

Les quatre échantillons analysés sont prélevés à des profondeurs comprises entre 2910 à 3212 m et présentent un TOC compris entre 1,34 à 1,53 %, qui est bon. L'échantillon qui possède le TOC élevé se situe à la profondeur 3212 m et son TOC est égal à 1,65 %.

Pour la quantité des hydrocarbures libres (S1), les valeurs enregistrées oscillent entre 0,05 à 0,23 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres à moyennement pauvres en hydrocarbures libres. Et pour les valeurs des potentiels pétroliers (S2), elles varient entre 0,72 à 4,19 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont également pauvres à moyennement pauvres en hydrocarbures S2.

Les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 72 à 225 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II/III mixte (marine et continentale) susceptible de générer de l'huile et du gaz.

Du point de vue maturité thermique les valeurs enregistrées de T°max sont comprises entre 424 à 435°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature.

- **Aptien- Albien**

Les échantillons prélevés à des profondeurs allant de 3287 à 3956 m, présentent un carbone organique total (TOC) qui varie entre 0,98 à 1,37%. Ils sont donc pauvres à moyennement pauvres en matière organique. L'échantillon qui présente la valeur de TOC la plus élevée se trouve à une profondeur de 3384 m, dont la valeur est égale à 1,37 % Les valeurs des hydrocarbures libres (S1), oscillent entre 0,06 à 0,28 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres en hydrocarbures. Et les valeurs des potentiels pétroliers (S2) enregistrées sont comprises entre 1,71 à 4,6 Kg. HC/t de roche. Ils sont donc pauvres à moyennement pauvres. L'échantillon qui à la valeur maximale de S2 se situe à la profondeur 3584 m et c'est le même que celui qui a le TOC le plus élevé Concernant les valeurs d'indice d'hydrogène (IH), varient entre 29 à 277 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II (marine) susceptible de générer de l'huile. Du point de vue maturité thermique les valeurs de (T°max) enregistrées sont comprises entre 425 à 438 °C. Cet intervalle correspond au début de la fenêtre à l'huile (début de catagenèse).

VI.1.5 Conclusion

Les échantillons analysés sont immatures dans l'intervalle Cénomanien, mais à l'Apto-albien, ils sont dans la zone de transition à la zone mature, ils sont donc susceptibles de générer des hydrocarbures.

La teneur du carbone organique totale de toute la section analysée est généralement pauvre à moyennement riche. La plupart de la matière organique est d'origine marine (type II), sauf à 3116, 3287, 3736 et 3873 m; où on note une matière organique continentale de type III.

Les potentiels pétroliers sont presque faibles dans toutes les sections analysées.

VI.2 Forage Autruche-1

Le forage Autruche a atteint la profondeur finale de 4436m dans le Crétacé inférieur (APTIEN). Il a été foré en sans problème mécanique ce qui est d'ailleurs le cas pour la plupart des forages en Mauritanie. De nombreux indices de gaz et d'huile ont été rencontrés au cours du forage; les tests réalisés n'ont pas donné lieu à une production d'hydrocarbure significative.

Le forage a atteint une profondeur totale de 4436 sous une la tranche d'eau est de 28 m.

VI.2.1 Echantillonnage

L'appareil utilisé lors de l'échantillonnage est une foreuse rotative.

VI.2.2 Résultats

A Autruche-1, les résultats indiquent que presque tous les échantillons analysés dans le Turonien contiennent de matière organique de type III (continentale). Et qu'à l'Albien, les résultats indiquent que presque tous les échantillons analysés contiennent de matière organique de type I (lacustre).

VI.2.3 Le tableau des paramètres géochimiques

Tableau 2 : les paramètres géochimiques du forage Autruche

Ages	Profondeur	TOC	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO
	(m)	%	kg/T.R	kg/T.R	mg/T.R	°C	mgHC/gTOC	mgCO2/gTOC
	2036	0.58	0.01	0.09	0.17	420	13	29
	2045	0.56	0.01	0.18	0.24	425	30	42
	2051	2. 57	0.14	5.64	0.80	432	214	31
Turonien	2053	4.01	0.31	15.62	0.93	426	382	23
	2054	5.44	0.72	28.46	1.57	423	509	28
	2057	1.19	0.06	1.66	0.24	431	134	20
	2066	1. 43	0.05	1.15	0.27	433	118	18
	2084	1.13	0.03	1.8	0.28	437	95	24
	2096	1.43	0.06	2.05	0.16	434	143	11
	2108	1.12	0.04	1.05	0.18	437	90	16
	2141	0.51	0.03	0.19	0.25	431	36	48
	2156	0.55	0.02	0.23	0.20	441	41	36
	2174	0.79	0.03	0.21	0.16	434	26	45
	2186	1.78	0.02	0.20	0.31	432	11	17
	2195	1.47	0.02	0.29	0.28	443	19	19
	2293	0.90	0.0 3	0.32	0.47	438	35	52
Cénomanien	2294	0.52	0.01	0.19	0.14	434	36	26
	2307	0.50	0 .04	0.12	0.17	420	2 4	3 4
	2315	0.65	0 .01	0.21	0.18	439	32	27
	2324	0.60	0.02	0.22	0.09	426	36	15
	2336	0.54	0.01	0.11	0.08	435	20	14
	2396	0.53	0.14	0.14	0.25	434	30	47
	2415	0.77	0.19	0.19	0.10	423	74	116
	2434	0.51	0.39	0.58	0.88	442	27	5
	2444	0.59	0.01	0.14	0.24	436	46	35
	2525	0.86	0.01	0.27	0.01	437	13	13
	2534	1.02	0.02	0.12	0.08	455	16	8
	2546	0.76	0.01	0.17	0.09	443	29	39
	2555	1.31	0.02	0.22	0.30	438	42	67
	2558	0.76	0.13	0.56	0.90	429	21	31
	2564	0.50	0.01	0.16	0.03	411	25	1
	2573	0.49	0.03	0.13	0.21	431	26	16
	2590	0.64	0.01	0.13	0.12	427	21	49
	2622	0.54	0.02	0.16	0.25	411	35	46

	2659	0.55	0.03	0.16	0.19	419	29	38
	2615	0.99	0.06	0.35	0.41	432	35	62
	2717	0.53	0.07	0.15	0.22	413	28	24
	2850	0.56	0.07	0.32	0.39	432	56	90
	2891	0.70	0.07	0.39	0.46	439	55	82
	2964	0.51	4.75	0.15	3.17	430	122	17
	3056	0.53	0.03	0.77	0.01	437	59	1
	3065	0.80	0.03	0.78	0.03	431	16	3
Albien	3014	0.68	0.03	0.19	0.08	443	23	11
	3095	0.51	0.03	0.14	0.00	444	27	0
	3176	0.50	0.02	0.16	0.00	443	38	0
	3182	0.62	0.41	0.13	1.07	435	125	171
	3238	0.67	0.20	0.32	0.71	443	114	105
	3260	1.80	0.02	2.20	0.10	445	26	176
	3365	0.49	0.05	0.17	0.41	435	34	15
	3314	0.60	0.11	0.32	0.22	453	53	23
	3462	0.63	0.04	0.07	0.00	451	42	13
	3417	0.56	0.25	0.28	0.18	445	50	17
	3485	0.50	0.15	0.24	0.09	447	48	13
	3506	0.14	0.05	0.26	0.28	448	35	21
	3515	0.53	0.06	0.20	0.04	441	36	41
	3524	0.55	0.73	0.11	0.17	453	30	17
	3531	0.55	0.06	0.28	0.00	453	53	0
	3552	1.02	0.17	0.72	0.00	444	70	1
	3554	0.94	0.04	0.49	0.50	448	52	37
	3566	0.51	0.09	0.18	0.19	455	35	53
	3572	0.87	0.15	0.51	0.01	444	58	0
	3584	0.53	0.08	0.22	0.00	453	41	0
	3585	2.01	0.03	1. 95	0.36	441	97	30
	3596	0.65	0.03	0.28	0.27	440	42	7
	3614	0.57	0.05	0.26	0.12	444	45	31
	3616	0.84	0.04	0.68	0.11	435	81	18
	3620	0.73	0.20	0.50	0.13	438	68	32
	3635	0.61	0.07	0.30	0.08	444	48	0
	3642	1.15	0.07	0.58	0.27	435	50	68
	3643	0.57	0.03	0.24	0.09	446	42	44

VI.2.4 Interprétation des résultats

- **Turonien**

Les échantillons analysés sont prélevés à des profondeurs comprises entre 2051 à 2054 m et présentent un TOC compris entre 2,57 à 5,44 %, qui est très bon. L'échantillon qui possède le TOC élevé se situe à la profondeur 2054 m et son TOC est égal à 5,44%.

La quantité des hydrocarbures libres (S1), les valeurs enregistrées varient entre 0,01 à 0,72 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres à bon en hydrocarbures libres. Et pour les valeurs des potentiels pétroliers (S2), elles varient entre 0,09 à 28, 46 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont également pauvres à très élevées en hydrocarbures S2.

Les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 13 à 509 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II/III mixte (marine et continentale) susceptible de générer de l'huile et du gaz.

Les valeurs enregistrées ont une maturité thermique (T°max) comprises entre 420 à 437°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature à mature.

- **Cénomanien**

Les valeurs de TOC sont comprises entre 0,51 à 1,78 %, enregistrés 2186 et 2434 qui sont moyennes à bon. L'échantillon qui possède le TOC élevé se situe à la profondeur 2054 m et son TOC est égal à 1,78% situé à 2186 m.

La quantité des hydrocarbures libres (S1), les valeurs enregistrées varient entre 0,01 à 0,39 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres en hydrocarbures libres. Et pour les valeurs des potentiels pétroliers (S2), elles varient entre 0,11 à 2, 05 kg. HC/t de roche. Les échantillons sont pauvres à moyens en hydrocarbures S2.

Les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 11 à 143 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type I (lacustre) susceptible de générer de l'huile.

Les valeurs enregistrées ont une maturité thermique (T°max) comprises entre 411 à 455°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature à très mature.

- **Albien**

Les échantillons analysés sont prélevés à des profondeurs comprises entre 3515 à 3552 m et présentent un TOC compris entre 0,53 à 1,02 %, qui sont moyens à bon. L'échantillon qui possède le TOC élevé se situe à la profondeur 3585 m et son TOC est égal à 2,01%.

Les valeurs de la quantité des hydrocarbures libres (S1), enregistrées varient entre 0,01 à 4,72 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres à très bon en hydrocarbures libres. Et pour les valeurs des potentiels pétroliers (S2), elles varient entre 0,07 à 2,20 Kg. HC/t de roche. Les échantillons sont également pauvres à moyens en hydrocarbures S2.

Les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 16 à 125 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type I (lacustre) susceptible de générer De huile.

Les valeurs enregistrées ont une maturité thermique (T°max) comprises entre 411 à 455°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature à mature.

VI.2.5 Conclusion

Les valeurs du carbone organique total (COT) dans tous les échantillons analysés indiquent la présence de deux couches de roche mère potentiellement épais et d'un troisième de moindre épaisseur. Les concentrations de TOC élevées dans le puit sont trouvées dans les schistes avec des quantités insignifiantes apportées par les calcaires. Les valeurs les plus élevées du COT ont été rencontrées dans le Turonien. Les schistes 0903- 2092m (6244-6864') sont de 4,01 et 5,44%. Le type de kérogène trouvé dans le puits produit du gaz, à l'exception du kérogène à tendance huileuse trouvé dans la section du Turonien. Généralement, le puits s'appuie sur la teneur en carbone organique à l'exception des intervalles de deux couches dans les schistes du Turonien et du bas l'Albien.

VI.3 Forage Loup de mer :

Le forage Loup de Mer-l a été utilisé par Amoco en 1991 comme support d'études dans la zone offshore de Mauritanie. Le trou a été bouché et abandonné après avoir rencontré une section ciblée de carbonates du Jurassique qui, après un examen détaillé de l'échantillon, s'est avéré être des calcaires du plateau moyen.

VI.3.1 Résultats

Le forage Loup de Mer est situé dans la partie centrale du bassin côtier. L'objectif de ce forage était d'évaluer le potentiel en hydrocarbures de réservoir carbonaté d'âge Jurassique. Plusieurs indices de gaz ont été rencontrés dans les formations du Pliocène, Miocène, Eocène et Crétacé. Un seul indice d'huile a été rencontré au niveau du Trias ou Jurassique.

VI.3.2Le tableau des paramètres géochimiques

Tableau 3 : les paramètres géochimiques du forage Loup de mer

Ages	Num	Profondeur	TOC	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO
		(m)	%	kg/T.R	kg/T.R	kg/T.R	°C	mgHC/g.cot	
Cénomanien	C-6397	3657	1.45	0.68	4.28	0.57	424	295	40
	C-6398	3681	0.84	0.27	1.49	0.36	425	178	43
Albien	C-6456	3718	1.10	0.34	2.38	0.48	424	216	44
	C-6400	3733	1.12	0.34	2.75	0.53	425	245	47
	C-6401	3739	1.51	0.53	2.92	0.49	428	193	32
	C-6402	3745	0.86	0.25	1.84	0.21	427	214	25
	C-6403	3764	1.31	0.56	3.89	0.87	430	297	69
	C-6404	3792	0.54	0.24	1.38	0.16	427	257	31
	C-6405	3816	0.96	0.60	2.26	1.20	427	280	125
	C-6406	3844	2.84	1.17	11.18	1.47	429	394	52
Aptien	C-6407	3858	0.92	0.36	2.15	0.55	430	234	60
	C-6408	3880	1.36	0.48	3.44	1.31	430	254	97
	C-6409	3901	0.99	0.35	2.27	0.41	428	230	41
	C-6410	3910	1.35	0.46	3.05	1.05	430	226	78
	C-6411	3938	0.30	0.15	0.21	1.01	451	70	338
	C-6412	3956	0.59	0.74	1.17	1.58	422	119	269
	C-6413	3986	0.31	0.16	0.25	0.98	462	81	319
	C-6414	4002	1.13	0.75	1.36	2.64	424	120	232

VI.3.3 Interprétations des résultats

- **Cénomanien**

Un seul échantillon a été analysé dans cet intervalle.

L'échantillon est prélevé à une profondeur situé à 3657 m et présente un TOC de 1,45 %, qui est bon. Pour la quantité des hydrocarbures libres (S1), la valeur enregistrée est de 0,68 Kg. HC/t de roche. L'échantillon est donc moyen en hydrocarbures libres. Et pour la valeur des potentiels pétroliers (S2), elle présente une valeur de 4,28 Kg. HC/t de roche. L'échantillon est donc également moyen en hydrocarbures S2. L'indice d'hydrogène (IH) est de 224 mg. HC/g COT. Cette valeur indique que l'échantillon analysé contient de la matière organique de type III (continentale) susceptible de générer du gaz. Du point de vue maturité thermique la valeur enregistrée de T°max sont comprises est 424°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature.

- **Albien**

Les trois échantillons analysés sont prélevés à des profondeurs comprises entre 3682 à 3733 m et présentent un TOC compris entre 0,84 à 1,12 %, qui sont moyens à bon. L'échantillon qui possède le TOC élevé se situe à la profondeur 3733 m et son TOC est égal à 1,12%.

Pour la quantité des hydrocarbures libres (S1), les valeurs enregistrées oscillent entre 0,27 à 0,34 kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres à moyennement riche en hydrocarbures libres. Et pour les valeurs des potentiels pétroliers (S2), elles varient entre 1,49 à 2,75 kg. HC/t de roche. Les échantillons sont également pauvres à moyennement pauvres en hydrocarbures S2.

Les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 178 à 245 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II (marine) susceptible de générer de l'huile.

Du point de vue maturité thermique les valeurs enregistrées de T°max sont comprises entre 424 à 425°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature.

- **Aptien**

Les échantillons analysés pour cet intervalle présentent un TOC compris entre 0,30 à 2,84%, qui sont moyens à bon. L'échantillon qui possède le TOC élevé se situe à la profondeur 3844 m et son TOC est égal à 2,84%.

Pour la quantité des hydrocarbures libres (S1), les valeurs enregistrées oscillent entre 0,16 à 1,17 kg. HC/t de roche. Les échantillons sont donc pauvres à bon en hydrocarbures libres. Et pour les valeurs des potentiels pétroliers (S2), elles varient entre 0,21 à 11,18 mg. HC/t de roche. Les échantillons sont également pauvres à élevés en hydrocarbures S2.

Les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 70 à 394 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II/III mixte (marine et continental) susceptible de générer de l'huile et du gaz.

Du point de vue maturité thermique les valeurs enregistrées de T°max sont comprises entre 422 à 462°C. Cet intervalle correspond au domaine de diagenèse immature à mature.

VI.3.4 Conclusion

Les échantillons analysés sont immatures dans l'intervalle Cénomanien et à l'Albien, mais à l'Aptien, ils sont dans la zone de transition à la zone mature, qui est donc susceptibles de générer des hydrocarbures. La teneur du carbone organique totale de toute la section analysée est généralement pauvre à moyennement riche. Les potentiels pétroliers sont presque faibles dans toutes les sections analysées. La plupart de la matière organique est d'origine marine (type II), la figure 20 présente le diagramme de IH en fonction de T°max.

VII. ENFOUISSEMENT DES ROCHES MERES

Tableau 4 : Histoire de l'enfouissement du Crétacé

Noms	TOC en %	Age	Epaisseur	continuité	Tmax	Type de Kérogène	lithologie	Profondeur final
Loup de mer	0.54<TOC<1.54 moyen à riche	Crétacé Inf.	980m	continue	424<Tmax<430 Roche immature à marginalement mature	Type III	Argiles à intercalation de sables	12000 ft
MTO-2	1.50<TOC<1.60 riche	Crétacé Inf.	658m	continue	433<Tmax<435 Roche marginalement mature	Type III	Alternance argile et marne	3020 m
Autruche	0.51<TOC<5.44 Moyen à très riche	Crétacé Inf.	419 m	continue	420<Tmax<451 Roche mature (fenêtre à huile)	Type II/III avec altération détritique type IV	Argiles noirs	1787 m

L'histoire de l'enfouissement du bassin associé avec la fenêtre de la maturation (Fig. 19), confirme bien que les roches mères d'âge Albien et Turonien sont matures alors que les roches d'âge Campanien et Maastrichtien sont immature.

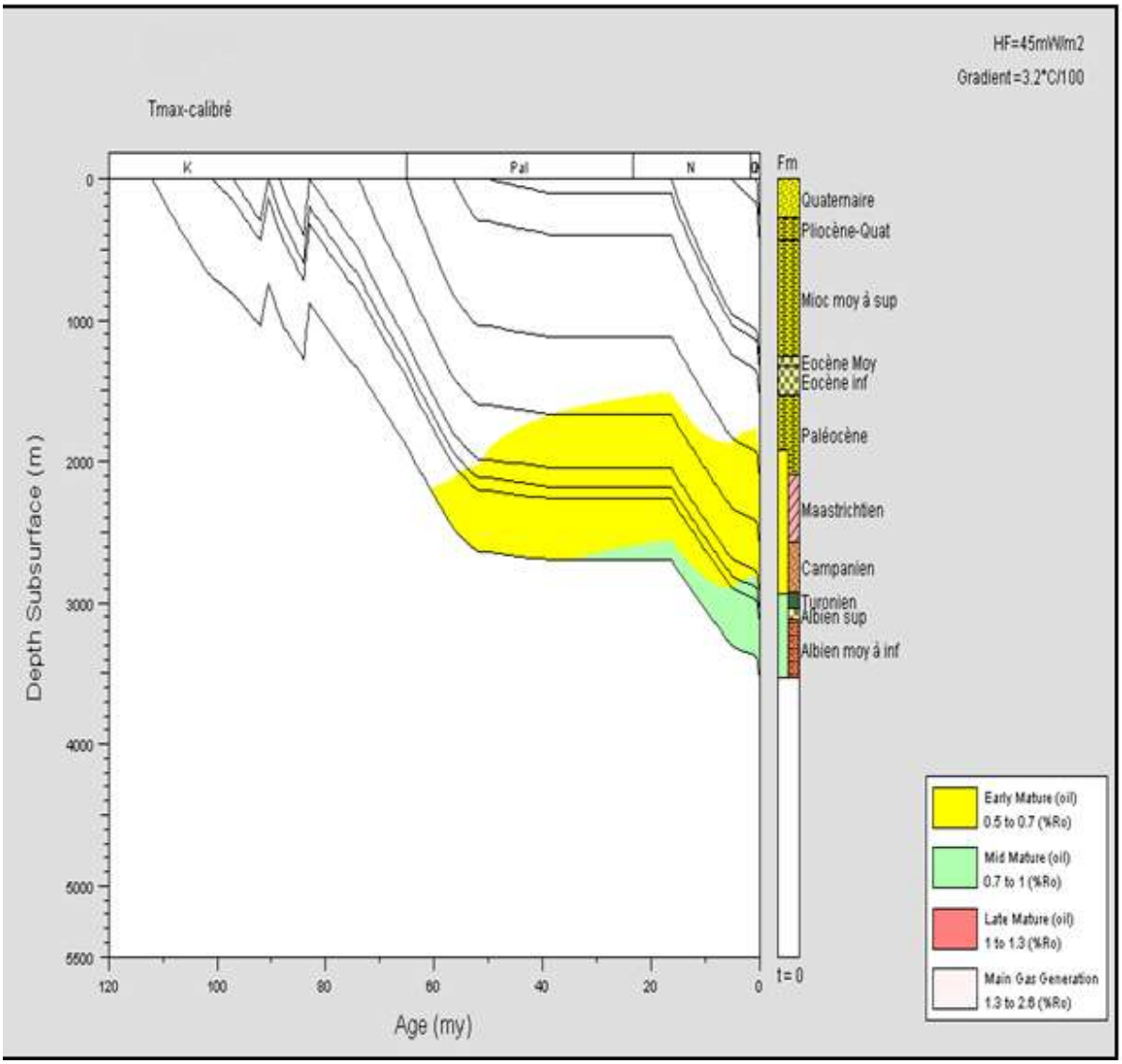


Figure 18 : L'histoire de l'enfouissement du basin avec la fenêtre de la maturation (document SMH, 2007)

Les roches mères albienne et turonienne ont commencé à générer des hydrocarbures respectivement à l'Eocène inférieur (Fig.20) et à l'Oligocène supérieur. En effet, cette expulsion a eu lieu après la formation des réservoirs gréseux (Campanien-Maastrichtien) et des couvertures argileuses (Paléocène). Ce qui prouve que dans la zone d'étude que le système pétroliers est prometteur.

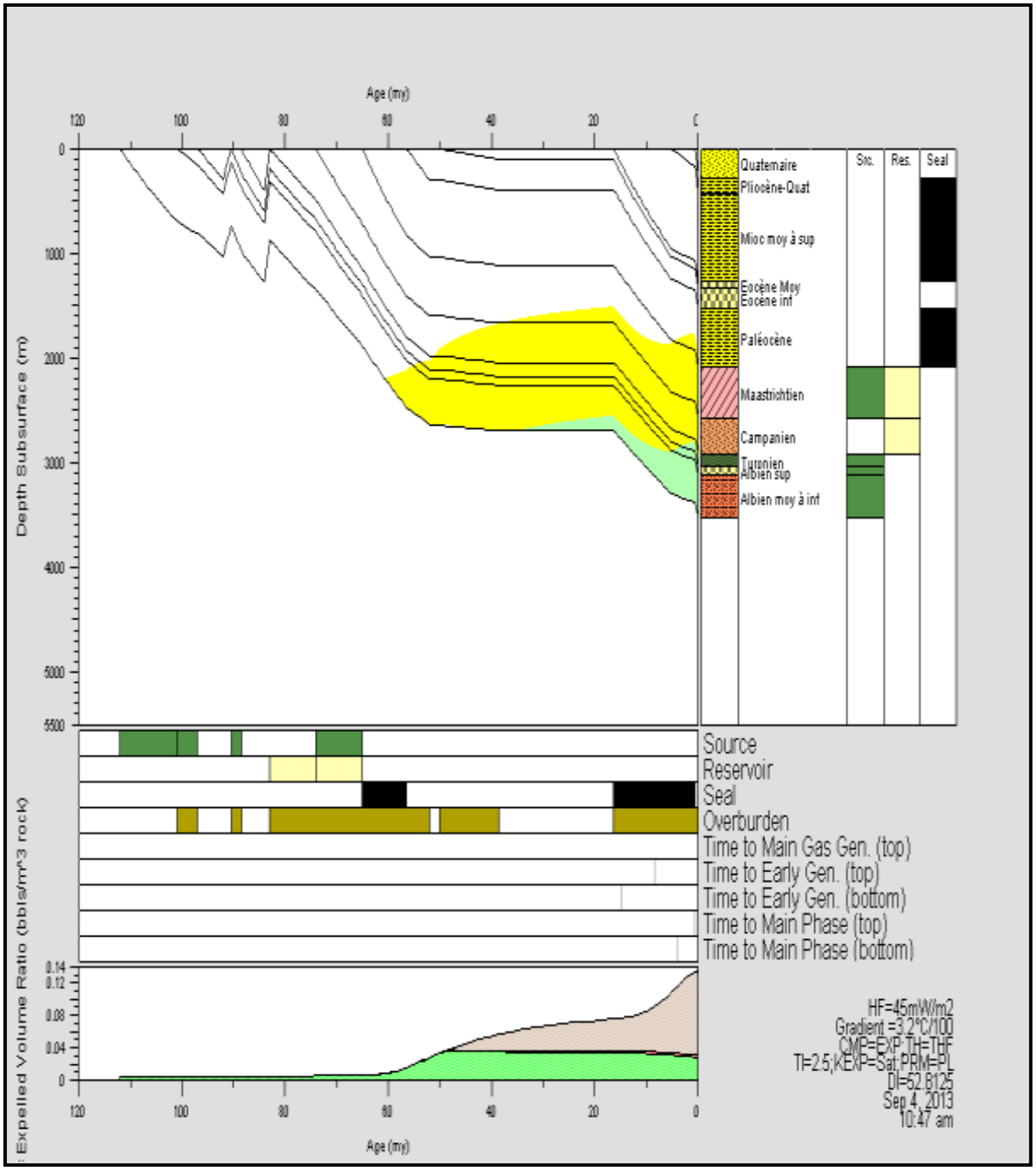


Figure 19 : le système pétrolier à l'Albien (document SMH, 2007)

VIII. CONCLUSION

Dans le bassin côtier mauritanien (offshore), l'étude géochimique par Rock-Eval a mis en évidence l'existence de deux roches mères dans le Crétacé. La première d'âge albien (Aptien-Albien), mature dans presque tout le bassin mais qui reste immature par endroit, surtout à proximité du forage Loup de Mer. Elle présente un kérogène type III (continentale) relatif aux gaz. La seconde datée Turonienne (Cénomano-Turonien), dont la maturité varie tout au long du bassin en passant d'immature à très mature (fenêtre à gaz). Le kérogène est de type II (marin) à II/III marin-continental) donc, essentiellement de l'huile.

L'analyse gravimétrique de cette partie offshore du bassin côtier mauritanien, a mis en évidence sa complexité structurale (failles normales, décrochements E-W et failles transformantes) et surtout la présence d'intrusions magmatiques (points chauds), qui ont influencé le gradient géothermique et le flux thermique par endroit, ce qui a favorisé la maturité des roches mères, atteignant à certains endroits la fenêtre à gaz (gisement Pélican).

La modélisation géochimique, au niveau du bassin côtier, a prouvé l'existence d'un système pétrolier qui fonctionne. Les roches mères albienne et turonienne sont matures, elles ont expulsé des hydrocarbures après la formation des réservoirs Campano-Maastrichtien et des couvertures paléocènes.

I. INTRODUCTION

Dans ce chapitre on procède à une comparaison des quelques paramètres géochimiques pour évaluer la continuité des roches mères albienne, cénomanienne et turonienne et, faire une corrélation géochimique entre les forages dans cette partie du bassin.

L'objectif de cette étude est de caractériser la distribution des hydrocarbures dans les roches mères et de déterminer leur maturité.

Il s'agit d'une évaluation des critères déterminants dans le processus d'étude d'une roche mère en se réfèrent aux tableaux 1, 2 et 3 :

- ✓ La quantité
- ✓ La qualité
- ✓ La maturation

II. COMPARAISON GEOCHIMIQUES

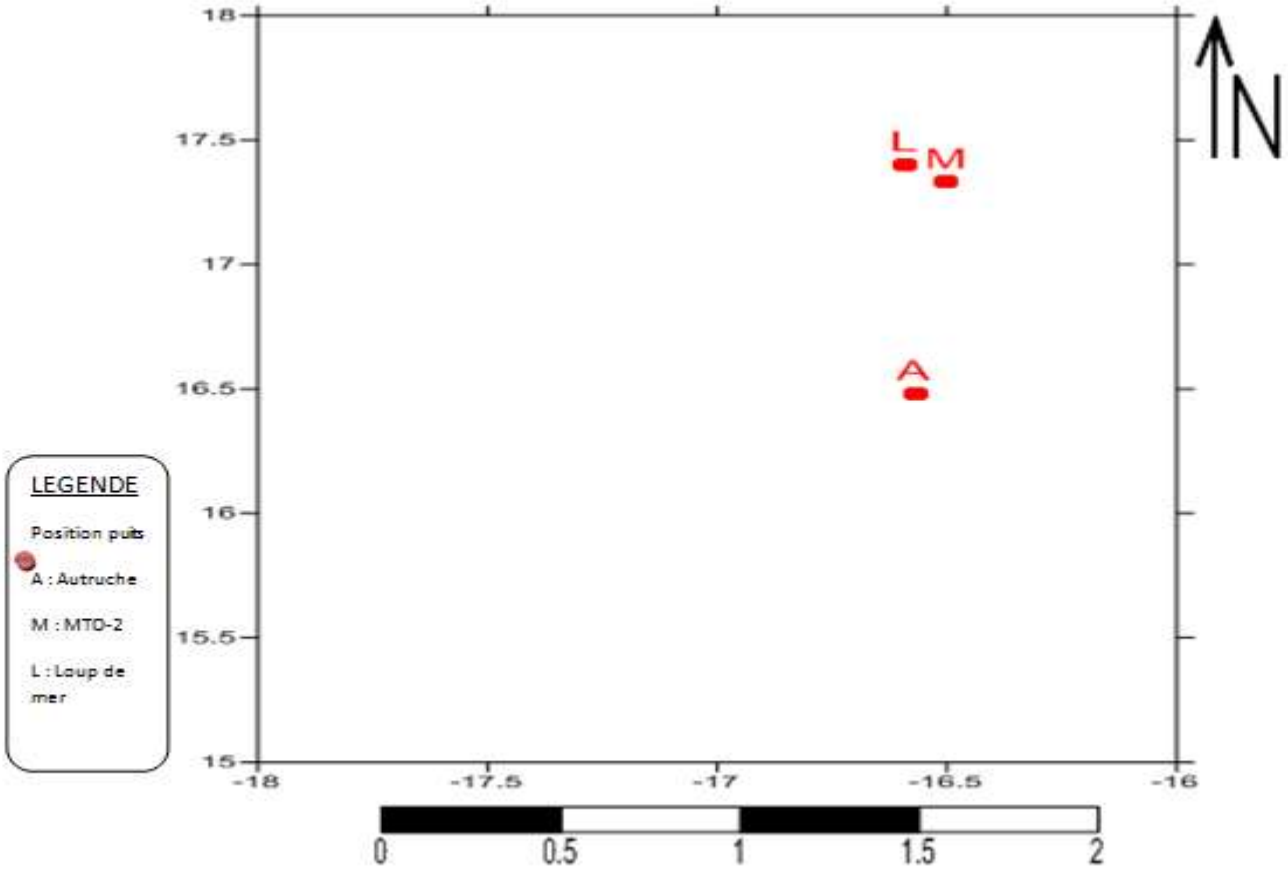


Fig.20 : Carte de positionnement des puits.

La figure 20 montre le positionnement des puits Loup de mer, MTO-2 et Autruche-1 qui suivant une direction Nord-Sud.

II.1 Le Cénomanien

- **Le TOC (Carbone Organique Total)**

On constate que les valeurs du TOC sont de 1.45, 1.49, 1.48 et 1.51% dans le forage MTO-2 alors que dans le forage Autruche-1, ces valeurs ont considérablement diminuées, elles varient entre 0.50 et 1.78% mais l'essentiel de ces valeurs. Comme on peut le constater sur le tableau. Le Cénomanien n'a presque pas des données dans le forage Loup de mer car un seul échantillon a été analysé et sa valeur est 1.45%.

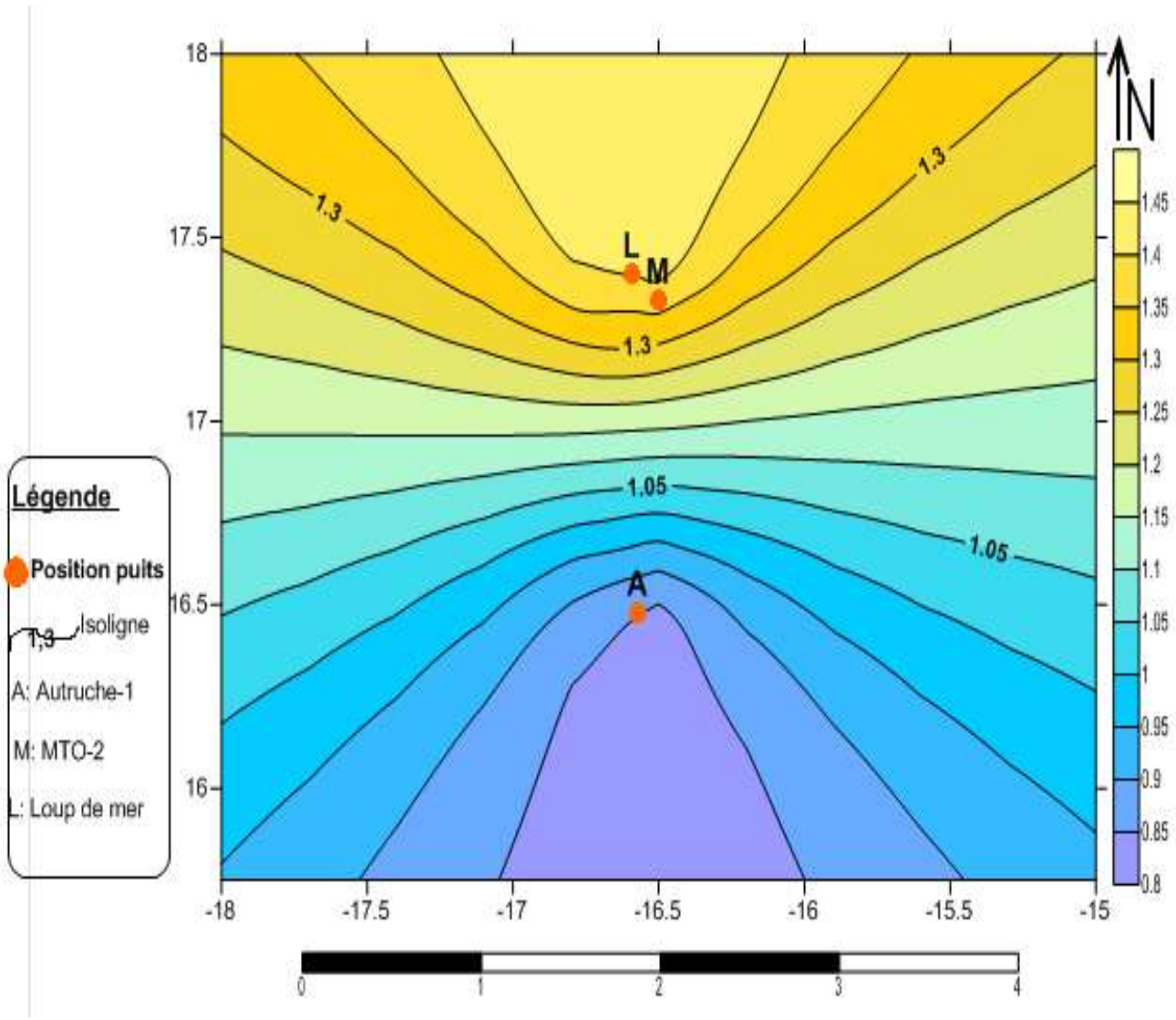


Fig. 21 : Carte en Iso-TOC du Cénomanien

L'insuffisance de l'échantillonnage due à un manque de données ne permet pas bonne interprétation de la répartition de ce paramètre dans sa présentation horizontale. Néanmoins, une tendance se dégage à travers des données de trois puits disposés latitudinalement. En effet les bonnes valeurs sont au nord et vers le sud elles le sont beaucoup moins. On pourrait supposer une production de kérogène amoindrie du Cénomanien vers le sud de la zone analysée.

La figure 21 montre la richesse de la roche mère cénomanienne, on remarque que l'évolution de la matière organique diminue du Nord vers le Sud du bassin.

- **L'indice d'Hydrogène (IH)**

Au niveau du forage MTO-2, les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 72 à 225 mg. HC/g COT qui indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II/III mixte (marine et continentale) susceptible de générer de l'huile et du gaz alors que dans le forage Autruche-1, les valeurs des indices d'hydrogènes (IH) varient entre 11 à 143 mg. HC/g COT seulement. Donc les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type I (lacustre) capable de générer de l'huile. Et on remarque une ressemblance des valeurs entre celles du MTO-2 et celle de Loup de mer dont sa valeur est de 224 mg. HC/g COT. Cette valeur indique que l'échantillon analysé contient de la matière organique de type III (continentale) susceptible de générer du gaz.

Ce paramètre indique sous réserve due aux données insuffisante, une quantité bien meilleure vers le sud par rapport au nord où les isolignes se resserrant montrent un gradient de variation plus rapide.

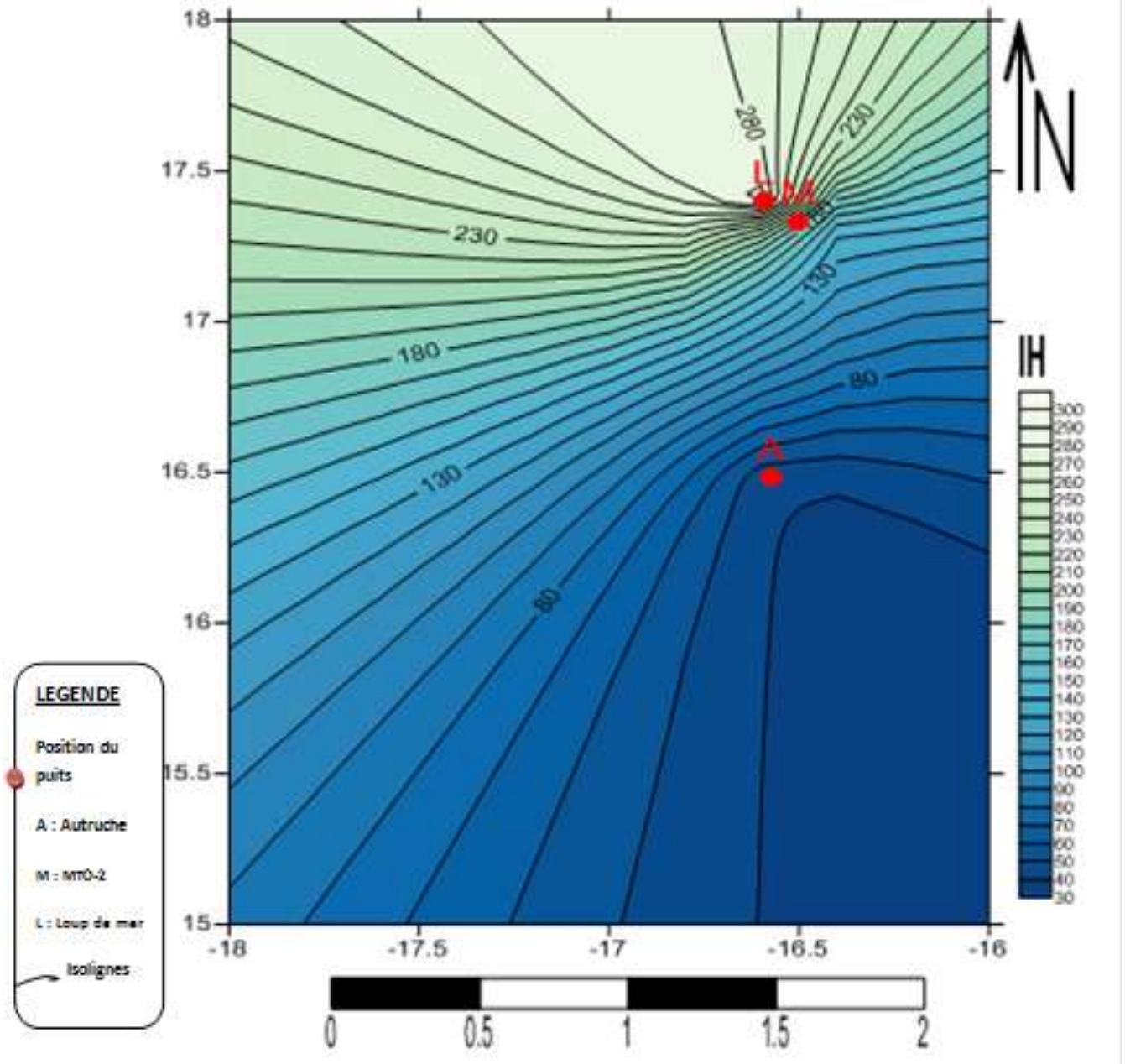


Fig.22. Carte en Iso-IH du cénomanien

Cette carte (Fig.22) montre que l'IH est plus élevé vers le centre où les forages Loup de mer et MTO-2 expriment des valeurs avoisinant les 300 mgHC/gCOT qui prouve un milieu réducteur marin. Par contre vers le sud du bassin, l'IH est amoindrie jusqu'à des valeurs inférieur au 80 mgHC/gCOT à Autruche-1. Ce qui démontre une matière organique de type I (lacustre).

- **Potentiel pétrolier**

Le potentiel pétrolier (PP) correspond à la somme des quantités des composés hydrocarbonés trouvant à l'état libre dans la roche et des composés issus du craquage du kérogène. Le potentiel pétrolier est égal à S1+S2 alors que l'indice de production IP=S1/(S1+S2).

Dans le Cénomanien, les valeurs des potentiels pétroliers (S1+S2) varient entre 0,86 à 4,29 Kg. HC/t de roche au niveau du forage MTO-2 alors que dans le forage Autruche, on constate qu'elles varient entre 0,12 à 2,11 Kg. HC/t de roche donc le potentiel pétrolier a considérablement diminué vers le sud du bassin.

- **La température**

La carte en Iso-température au niveau du Cénomanien montre l'évolution dans le bassin, on remarque que le forage Autruche-1 se situe dans une zone mature alors que les forages Loup de mer et MTO-2 se trouvent dans des zones immature à mature donc la température augmente vers le sud du bassin. La direction de l'enfouissement se rapproche de points chauds qui ont permis les pointements volcaniques décrits dans le chapitre I.

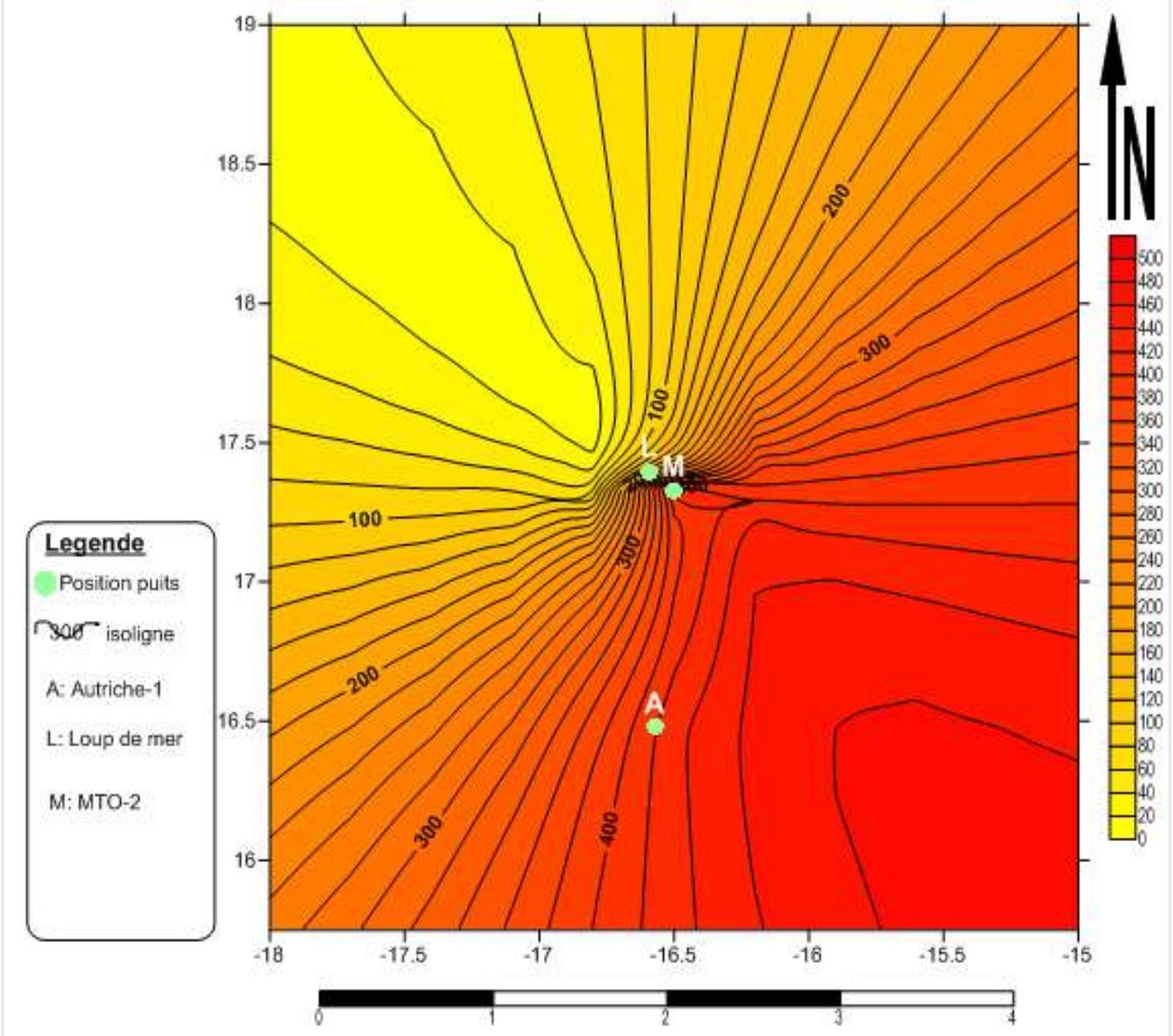


Fig.23 : Carte en Iso-température au niveau du Cénomanien

Cette situation environnementale s'explique par une répartition de la température (Tmax) que reflète une évolution Nord-Sud sur la carte en Iso-température (Fig.23).

II.2 Le Turonien

- **Le TOC (Carbonne Organique Total)**

La roche mère turonienne est absente dans le forage MTO-2 et Loup de mer (fig.15). C'est ce qui explique l'insuffisance de données pour ce niveau roche mère.

Les échantillons prélevés entre 2051 à 2054 m de profondeur dans le forage Autruche-1 plus au Sud présentent un TOC compris entre 2,57 à 5,44 %. Il est très bon.

Comme la roche mère turonienne est explorée uniquement dans le forage Autruche-1, elle ne peut être rapport en isovaleur de TOC de manière concluante. De plus le biseautage du Turonien vers le Sud est représenté dans le figure 15.

- **Le potentiel pétrolier**

Il varie entre 0,10 et 29,18 kg. HC/t de roche au niveau du puits Autruche-1. De même, on ne peut interpréter valablement ce paramètre au niveau du Turonien par insuffisance des d'information.

II.3 L'Albien

- **Le TOC**

Les valeurs du TOC dans MTO-2 varient autour 1,35% qui est donc pauvre, par contre dans Autruche-1 les valeurs TOC sont comprises entre 0,53 à 1,02 %, ce qui réduit la qualité à moyennement bon direction du sud. Dans Loup de mer, on peut observer des valeurs similaires au puits voisin MTO-2. Ce qui implique une roche mère albienne plus nourrie au nord qu'au sud.

La figure 24 montre que l'Albien est plus riche en matière organique avec une valeur maximale de 1.18% au niveau du forage MTO-2 qui correspondent au centre du bassin et Loup de mer par rapport au forage Autruche-1 qui se trouve plus au Sud.

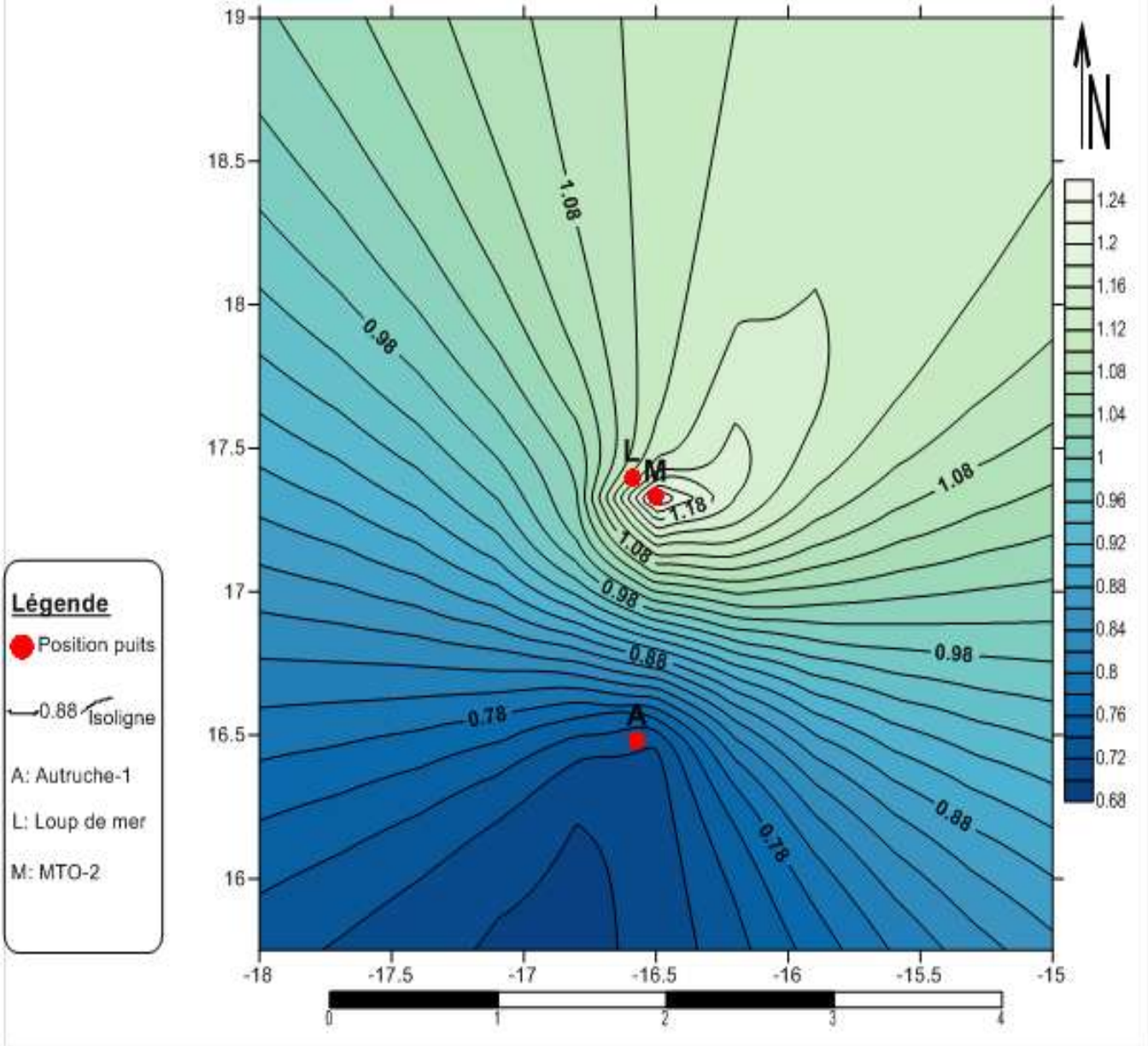


Fig.24 : Carte en Iso-TOC au niveau de L'Albien

On remarque une tendance d'évolution de la roche mère de l'Albienne qui ressemble à celle du Cénomanien.

- **L'indice d'Hydrogène (IH)**

Les valeurs d'indice d'hydrogène, varient entre 29 à 277 mg. HC/g COT dans MTO-2 et 178 à 245 mg. HC/g COT à Loup de mer. Ces valeurs indiquent que les échantillons analysés contiennent de la matière organique de type II. Dans le forage Autruche-1, ces valeurs varient entre 16 à 125 mg. HC/g COT ; elles indiquent que la matière organique est du type I. Dans le forage Loup de mer, les valeurs varient entre 193 à 394 mg. HC/g COT. Ces valeurs indiquent que la matière organique de type II/III avec une prédominance du type II. Elles soulignent une meilleure qualité de Kérogène à produire des hydrocarbures liquides

- **Potentiel pétrolier pour estimer la maturation**

Les potentiels pétroliers (S1+S2) enregistrés à MTO-2 sont compris entre 1,71 à 4,6 kg. HC/t de roche. Ils sont donc pauvres à moyennement pauvres et de même qu'à Autruche-1 où les valeurs varient entre 0,07 à 2,20 kg. HC/t de roche. Les échantillons sont également pauvres à moyennement pauvres en hydrocarbures S2 du kérogène craqué. Puis à Loup de mer on constate une similitude de ces valeurs qui varient entre 1,49 et 2,75 kg. HC/t de roche. Dans ce puits S2 est pauvre à moyennement pauvre en hydrocarbure craqué.

- **La température**

La carte en Iso-température au niveau de l'Albien (Fig.25) montre une évolution de la température similaire à celle du Cénomanien.

En effet, vers le sud ce qui a été déjà cité, l'influence des points chauds augmente ce paramètre et il se traduit également ici au niveau de l'Albien.

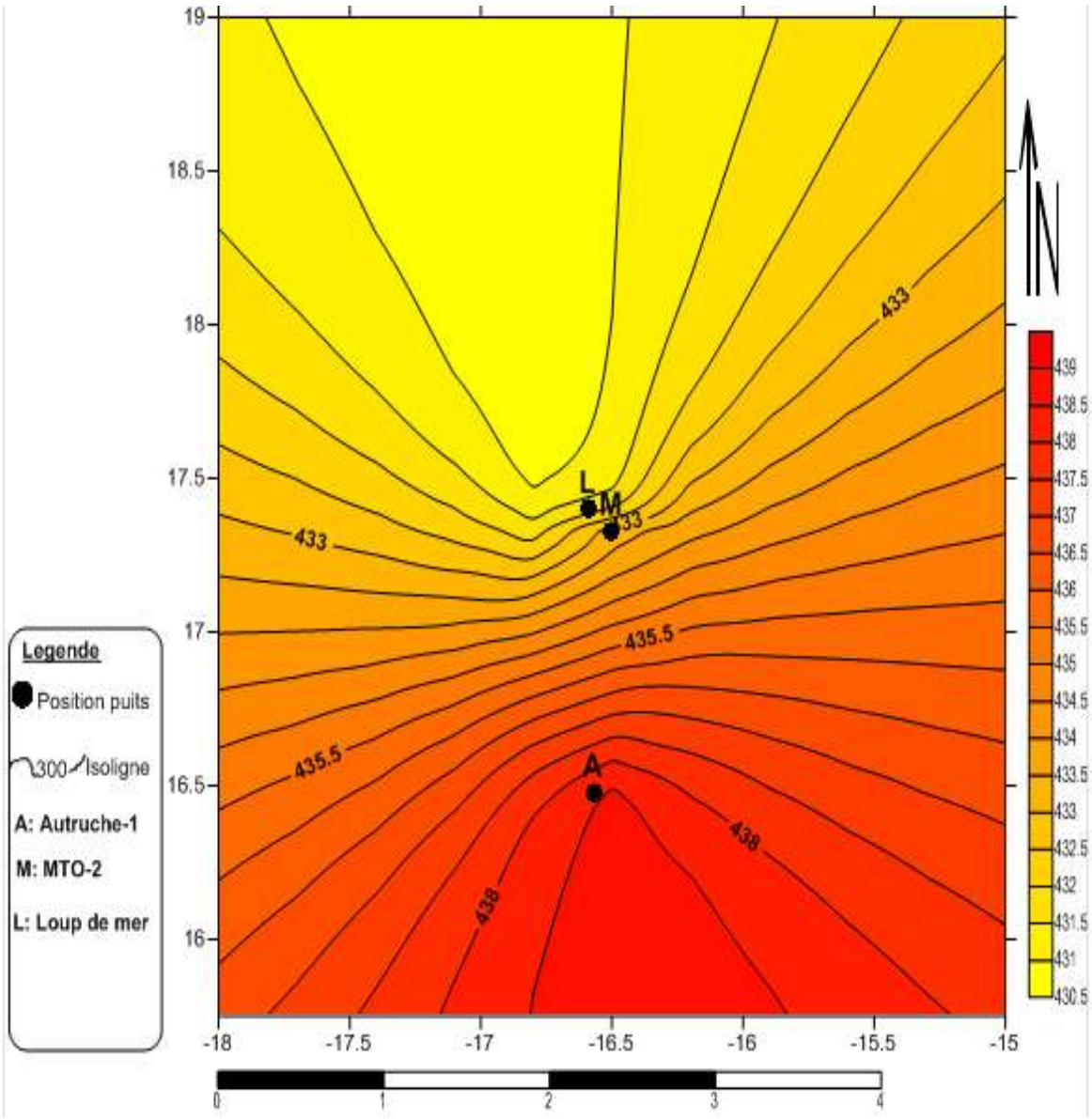


Fig.25 : Carte en Iso-température au niveau l'Albien

Cette représentation en isolignes de Tmax, malgré sous une maille très lâche (manque des données) décrit au nord-sud une évolution qui confirme le gradient de température croisant.

Au sud à Autruche-1 Tmax= 440-450°C tendis qu'au nord dans les puits MTO-2 et Loup de mer, elle reflète respectivement voisine de 430°C et 425°C. Ceci confirme le gradient croissant vers le sud.

III. INTERPRETATION DES DIAGRAMMES (IH/IO ET IH/TMAX)

Ces diagrammes permettent une meilleure caractérisation de la matière organique quant à sa qualité et sa maturité.

IH : Indice d'Hydrogène

IO : Indice d'Oxygène

TMAX : Température Maximale

- D'après l'analyse du diagramme IH-IO (Fig.26), on distingue deux types de matière organique : le type II (marin) pour le puits MTO-2 et le type III (continental) pour le puits Autruche-1,

  On remarque que les valeurs de l'indice d'hydrogène sont élevées à MTO-2 variant entre 50 et 240 mgHC/gCOT tandis que l'IO dans ce puits est élevé variant de 50 à 80 mgCO2/gCOT.

  Les valeurs d'IH ne dépassant pas 150mg HC/g COT à Autruche-1, avec des faibles valeurs de l'indice d'oxygène (IO) (continental), nous donne une matière organique de type III.

  Cette approche est continue dans la répartition des points représentants MTO-2 et Autruche-1 pour lesquels les informations sont fiables.

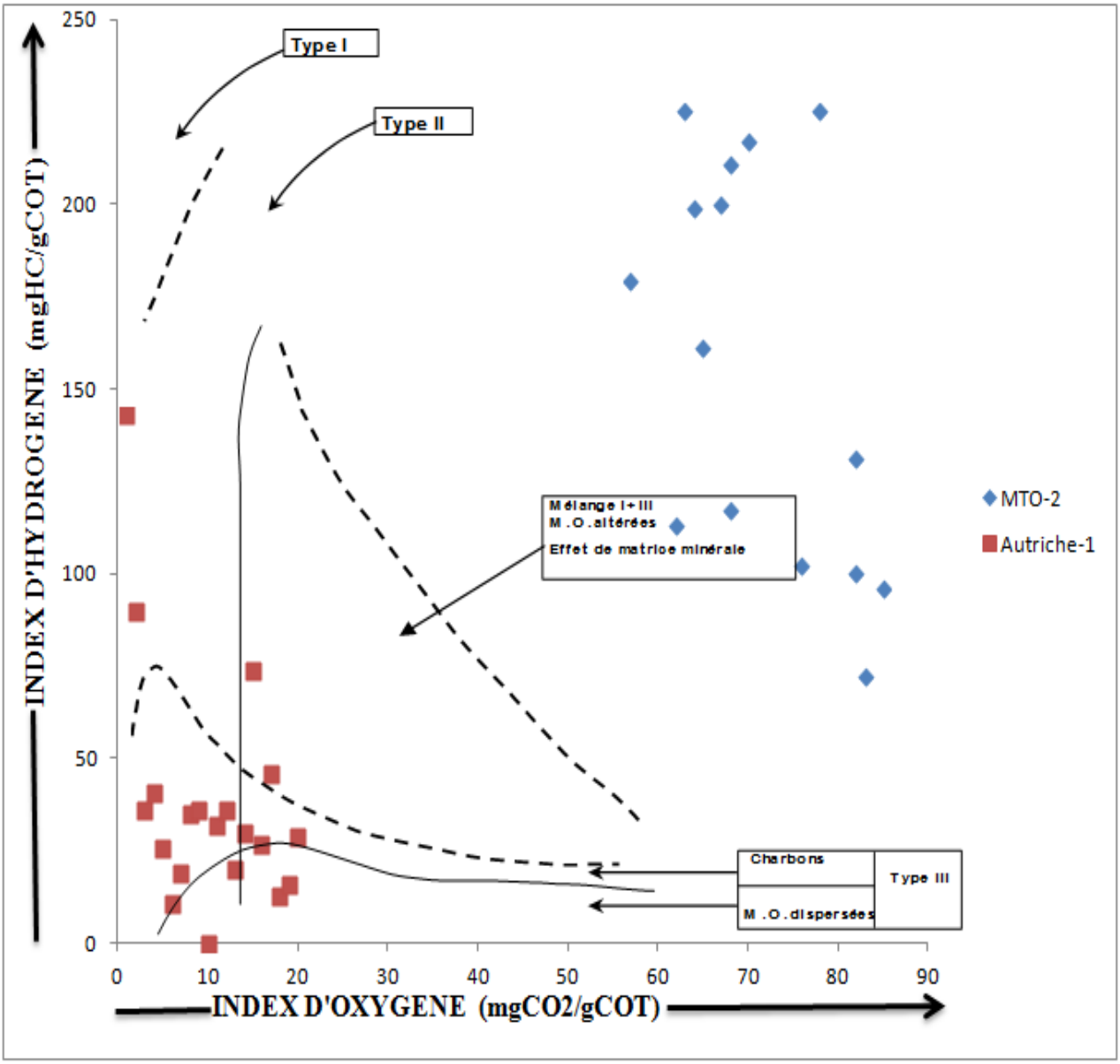


Fig.26. Diagramme IH-OH du Cénomanien

- Le diagramme IH-IO de l'Albien (Fig.27) montre trois types de matière organique : type I-III (mixte) dans Autruche-1, type II (marin) au niveau de MTO-2 et type III (continental). On remarque que les valeurs de l'indice d'oxygène pour les échantillons du forage Autruche-1 sont faibles, ce qui est très favorable à la génération de gaz. En effet la figure 25 montre une concentration des points représentant les forages étudies vers les faibles valeurs de l'IO.

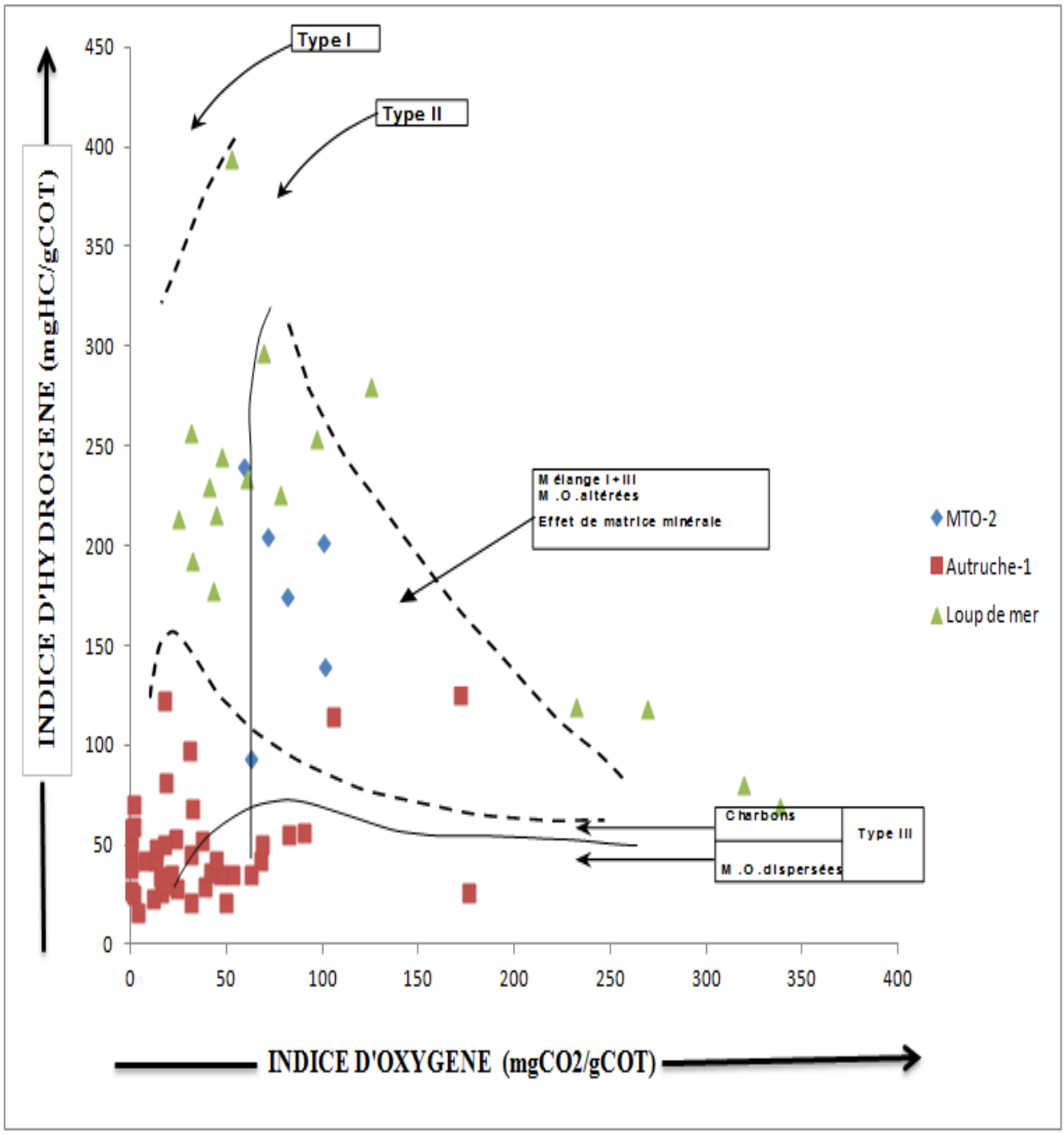


Fig.27. Diagramme IH-IO de l'Albien

- Diagramme IH-IO du Turonien (Fig.28) : le Turonien n'a été rencontré qu'au niveau du forage MTO-1, il montre que la matière organique est du type I-III (mixte) altéré en général. Les points représentatifs sont très dispersés avec essentiellement des faibles valeurs de l'indice d'hydrogène.

  L'absence des données suffisantes au niveau de cette roche mère ne permet pas une analyse et une interprétation correcte.

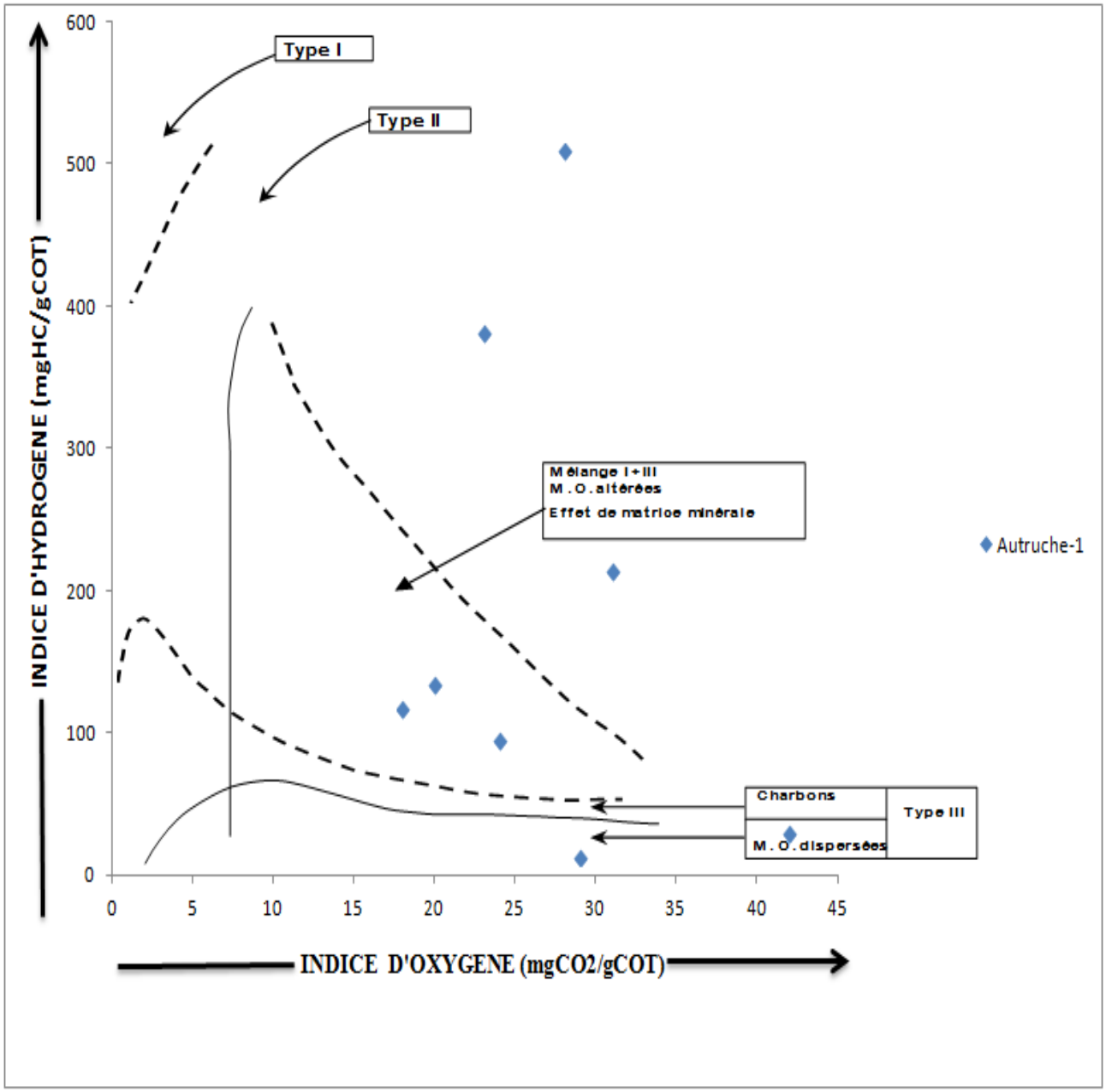


Fig.28. Diagramme IH-IO du Turonien

- Le diagramme IH-TMAX du Cénomanien (Fig.29) montre que les échantillons au niveau du forage Autruche-1 sont matures et la matière organique est de type III donc, très favorable à la génération du gaz. On constate que dans forage MTO-2, la matière organique évolue du stade immature vers mature et le type II. Dans la figure 29, les points du puits MTO-2 accusent en IH croissant couplé avec les valeurs d'IO, ce qui reflète le type de matière organique qui génère du gaz et de l'huile.

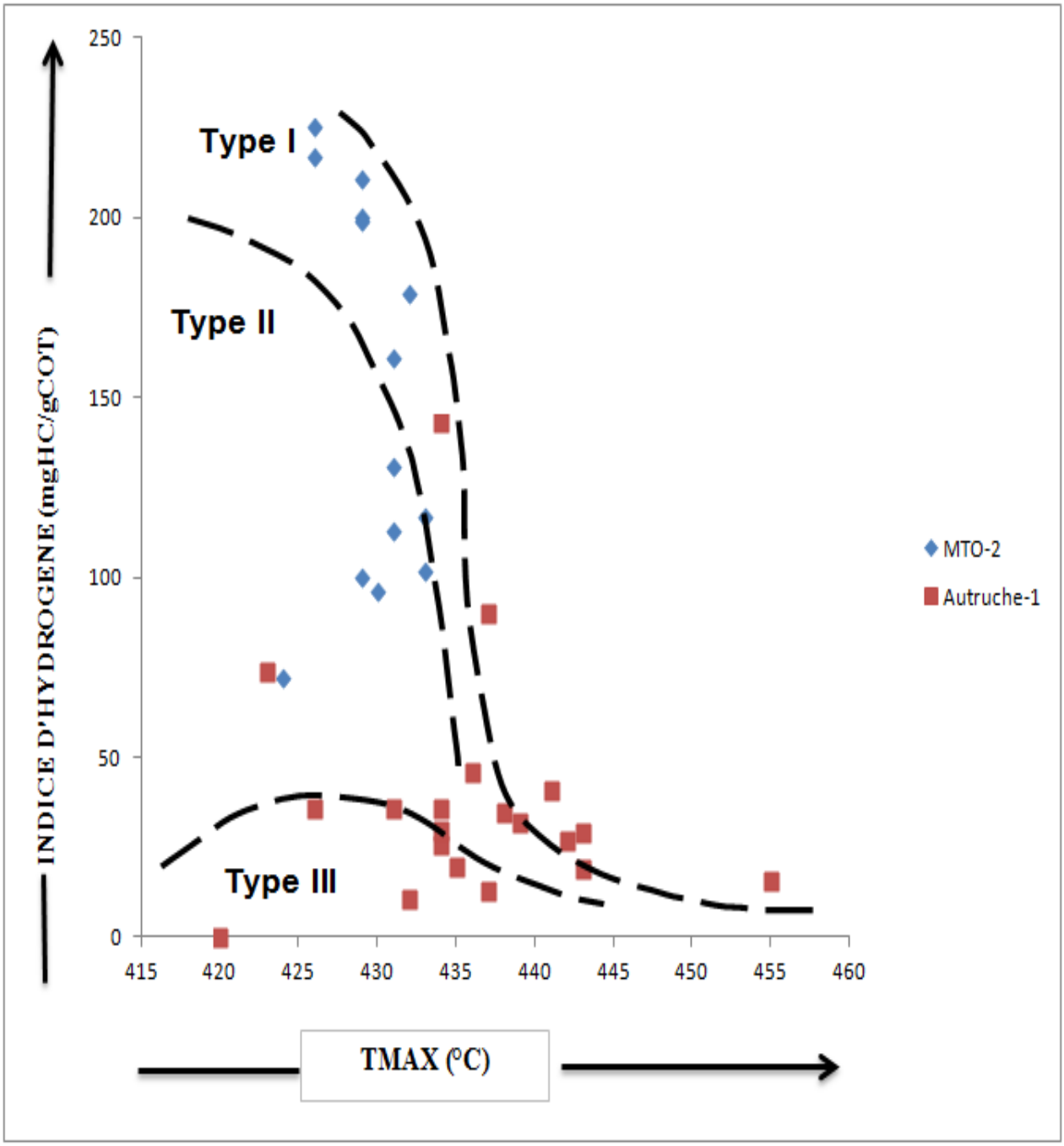


Fig.29. Diagramme IH-TMAX du Cénomanien

- Diagramme IH-TMAX de l'Albien (Fig.30) montre aussi que la matière organique au niveau du forage Autruche-1 est mature et du type III mais par contre au niveau des forages MTO-2 et de Loup de mer, elle est immature à mature.

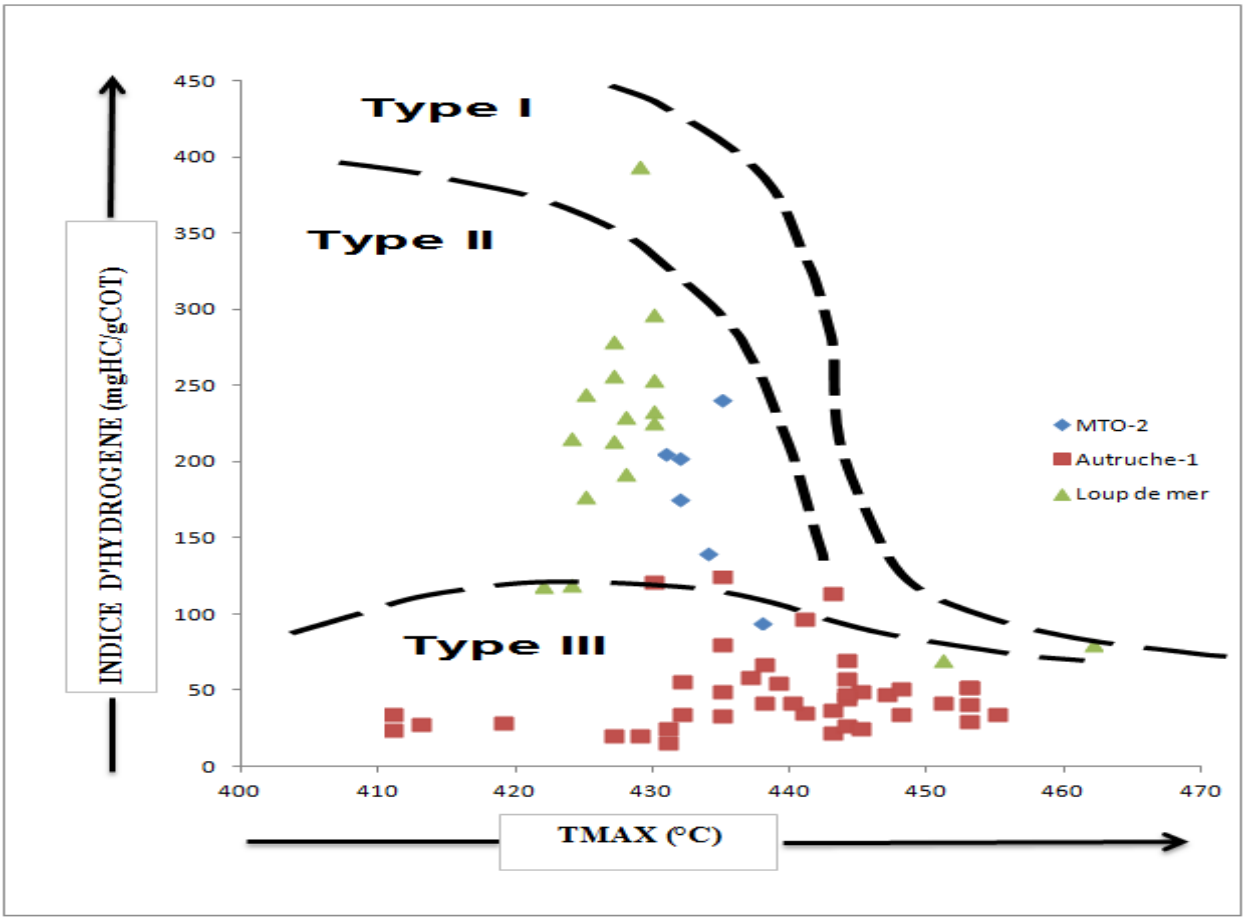


Fig.30. Diagramme IH-TMAX de l'Albien

Au niveau de la roche mère albienne le contraste est entre les trois puits. Dans la partie sud les données de Tmax rapportés par Autruche-1 sont concentrés aux faibles valeurs d'IH avec une Tmax largement exprimée 410 jusqu'à plus de 459°C. La maturation est sensible dans contexte du kérogène de type III.

Les données de deux autres forages ont des points représentatifs superposés montrant un IH croisant. Ce qui leur attribue un kérogène mixte II et I+II évoluant vers la matière organique aquatique. Tandis que l'IO ne montre pas une plage de variation aussi variée.

- Diagramme IH-TMAX du Turonien (Fig.31) montre que la matière organique est mature et caractérisée par un kérogène de type mixte (I-III).

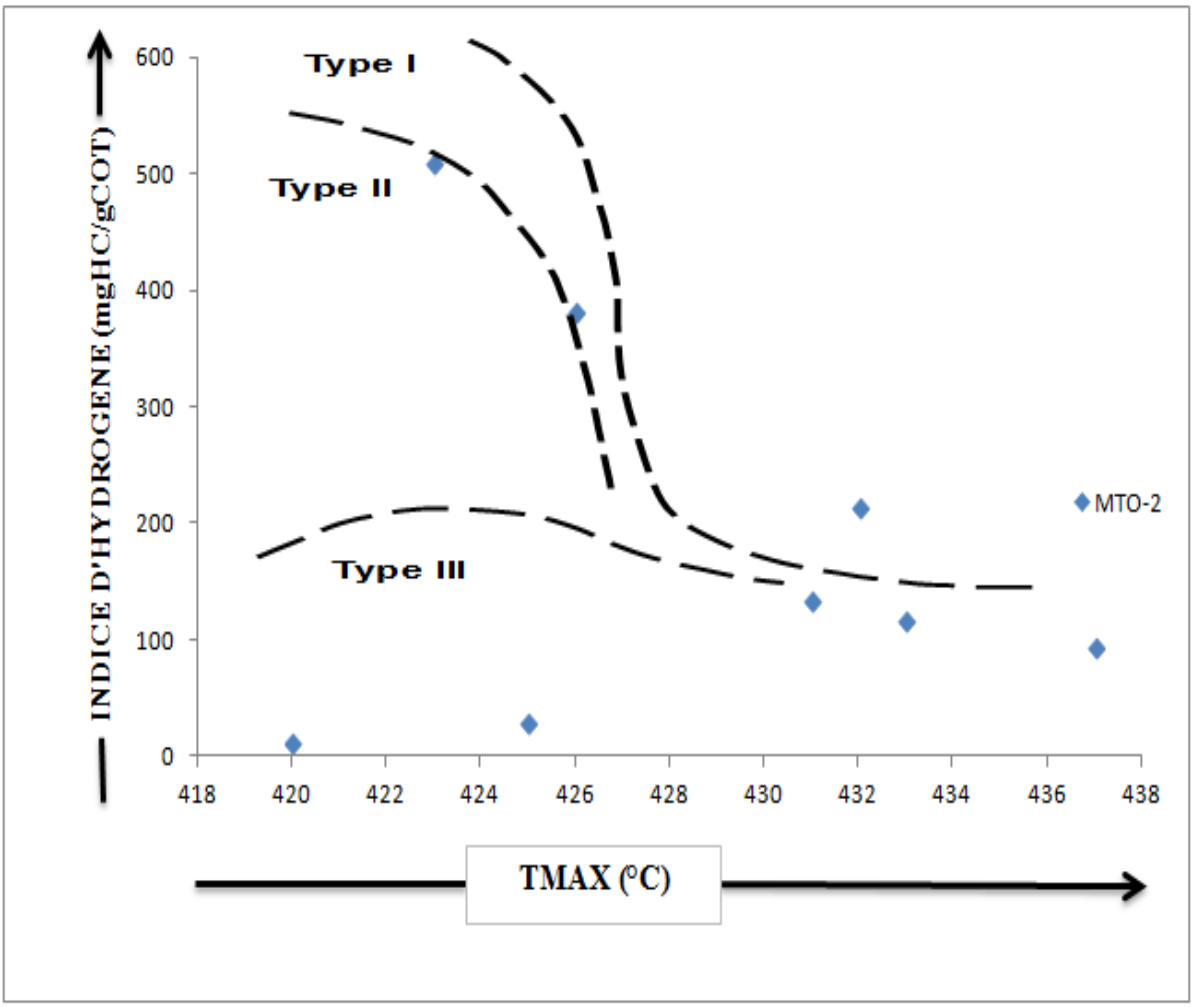


Fig. 31. Diagramme IH-TMAX du Turonien

Dans la roche mère turonienne la dispersion forte de point représentatifs du seul puits MTO-2 analyse n'autorise aucune déduction efficiente. En effet le manque d'information et la représentation du Turonien dans le bassin ne sont pas conformément représentés pour bien analyser la roche mère de ce niveau. Un supplément de données est nécessaire à travers d'autres puits à projeter serait un complément attendu pour une meilleure interprétation.

IV. CONCLUSION

La comparaison des paramètres géochimiques nous montre une forte relation entre les roches mères albienne, turonienne et cénomanienne qui ont un caractère commun qui est la génération des hydrocarbures.

On peut constater une discontinuité de la roche mère turonienne du point de vu géochimique ou stratigraphique, en effet cette roche n'a pas été traversée dans les forages MTO-2 et Loup de mer.

Les analyses géochimiques détaillées des diagrammes et des cartes indiquent que le type de Kérogène diffère dans les roches mères remarquables d'un forage à un autre, on observe les trois types de kérogènes voir quatre dans cette partie du bassin.

CONCLUSION GENERALE

Ce stage a été très enrichissant pour moi car il m'a permis de découvrir dans le détail le secteur pétrolier en Mauritanie et ainsi connaitre les ambitions du pays pour le développement de ce domaine.

L'une de difficulté de ce travail est l'accès aux données qui sont très souvent sous la confidentialité.

La synthèse des données de rapports de fin de sondage et de documents établi sur le bassin côtier mauritanien nous a permis d'obtenir les conclusions suivantes :

- ✓ La formation du bassin a été initiée pendant l'ouverture de l'océan Atlantique central pendant les périodes du Jurassiques Moyen et supérieur.
- ✓ Le remplissage du bassin comprend deux mégaséquences, une succession syn-rift du Trias supérieur au Jurassique inférieur qui comprend des sédiments clastiques et des évaporites puis une succession post-rift d'âge Jurassique moyen à Tertiaire qui comprend de roches-mères marines d'âge Crétacé moyen observées partout ailleurs tout le long de la marge de l'Afrique de l'Ouest.
- ✓ La configuration structurale est conditionnée par l'halocinèse dans le domaine du talus continental, tandis que les structures sont liées à des failles extensives sur la plateforme.
- ✓ L'analyse géochimique a prouvé l'existence d'une charge à hydrocarbures certes que ceci nécessite la réalisation d'une sismique visant à identifier des pièges capable de retenir les hydrocarbures.
- ✓ Les études géochimiques ont aboutis à l'identification de plusieurs niveaux riches en matière organique dont l'âge s'étale du Jurassique au Tertiaire.
- ✓ Ces travaux de géochimie sont en faveur du développement de l'exploration dans le bassin côtier mauritanien.
- ✓ L'interprétation de diagrammes montre que la matière organique dans les roches mères varie essentiellement entre le kérogène de type II et III.
- ✓ Les roches mères évoluent d'immature à mature du centre vers le sud bassin.

Références bibliographiques

Amoco Production Company. 1992. End of Well Report on the Loup de Mer-l in offshore Mauritania. Nouakchott.

Beicip, 1994. Petroleum Potentiel of the Mauritania Costal Bassin. FOLLOW-UP REPPORT. Paris, France.

Beicip. 1985. Petroleum Potentiel of the Mauritania Costal Bassin. Paris, France.

Beicip, ARL, PSA. 1987. Petroleum evaluation of the MSGBC (Mauritania–Senegal–The Gambia–Guinea Bissau–Guinea Conakry) Basin. Paris, France.

Direction des Mines et de la Géologie (DMG). 1980. Synthèse des travaux de prospection pétrolière. Nouakchott, Mauritanie.

Espitalié J., Deroo G., Marquis F. (1985) - La pyrolyse Rock-Eval et ses applications, première partie. Rev. IFP. 40, 563-579. Paris, France.

ESSO Exploration and Production Mauritania TNC. 1970. End of MTO-2 Well Report Mauritania-Offshore-n°2. Nouakchott.

Pearson, D. L. & Smith, M. E. 1980. Hipco Ras el Baida A-1, Offshore Mauritania: Geochemical and Visual Source Rock Analysis. Phillips Petroleum Co. Explanation Project Section, Bartlesville, Oklahoma.

TULLOW OIL, 2012. Évolution de la productivité du pétrole dans le champ du Chinguetti. Nouakchott.

TEXACO EXPLORATION Mauritania INC. 1989. End of Autruche-1 well report, (exploratory well). Nouakchott.

VEAR, A. 2005, Deep-water plays of the Mauritanian continental margin.

Woodside Energy Ltd, Perth, Western Australia.