



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Khalid Seyid H'beiyib

Ayoub Grinat

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génie Gaziér GG

Thème

**LE BASSIN COTIER DE L'OUEST DE LA MAURITANIE :
INTERPRETATION SISMIQUES ET EVALUATION PETROLIER**

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
Aissa TOUNSI	MCA	Président
Oumar MECHRAOUI	MCA	Examinateur
Khaled MERIGUI	MAA	Rapporteur

Promotion : 2024 / 2025

Remerciements

Nous remercions tout d'abord le bon Dieu tout puissant de nous avoir donné la force et la persévérance pour mettre à terme ce travail.

Nous aimerons aussi exprimer mes remerciements et gratitude à **Dr Khaled Merigui**, qui nous a permis de réaliser cette mémoire pour son temps et sa disponibilité ainsi que sa sagesse. Nos remerciements à tous les membres du jury qui vont juger et évaluer honorablement mon travail.

Nous souhaiterions également remercier tous les enseignants ayant assuré mes cours pendant nos années d'études.

A la fin, nous tenons à remercier ma famille et mes amis pour leurs soutiens et plus particulièrement ceux avec qui je partage la même filière.

Dédicace

Je dédie ce travail

***A ma très chère mère qui m'a soutenu
durant toute ma vie.***

A mon père qui m'a bien construit.

A mes frères.

A toute ma famille.

A mon binôme Ayoub

A tous mes amis sans exception

Khalid Seyid H'beiyib

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A ma mère qui a consacré sa vie et son temps à mon éducation

Celle qui a passé sa jeunesse à veiller sur moi depuis ma petite enfance

À mon arrivée pour cette étape

*A mon père, le professeur de mon enfance, qui était et sera toujours mon
ombre et mon seul soutien*

A toutes ma famille

A tous mes amis fidèles dont je peux pas dire les noms

*A tous les professeurs et enseignants qui ont pour ma bonne formation
depuis*

Mes début jusqu'à la fin de mon cursus universitaire.

A mon binôme Khalid

A mes amies de la promotion 2024-2025

A tous ceux qui m'aiment et à ma réussite et à tous ceux que j'aime.

Ayoub grinat

Table des matières

Liste des figures

Résumé

Introduction générale 1

Chapitre I : Généralités sur le contexte géologique et géographique de la zone d'études

I-1 Introduction 2

I-2 Les grands domaines structuraux de la Mauritanie 2

I-3 Cadre géographique 4

I-4 Cadre géologique 5

I.4.1 Le bassin salifère 6

I.4.2 Le Delta de Ras el Beida 6

I.4.3 Le domaine côtier 6

I.5 Contexte stratigraphique 7

I.5.1 Trias-Jurassique inférieur 7

I.5.2 Jurassique Moyen – Néocomien 7

I.5.3 Barrémien-Aptien moyen 8

I.5.4 Aptien sup-Albien inf 8

I.5.5 Le Cénomaniens-Turonien 8

I.5.6 Le Sénonien 8

I.5.7 Le Paléocène 8

I.5.8 L'Oligocène 9

I.5.9 Miocène – Quaternaire 9

I.6 Etude structurale du bassin 10

I.6.1 Bassin salin de Mauritanie 11

I.6.2 Delta de Ras el Beida 11

I.6.3 Zone littorale côtière 11

I.7 Les principales structures dans le bassin sont 12

I.7.1 Structures liées aux mouvements salifères 12

I.7.2 Les failles d'extension 12

I.7.3 Les anticlinaux 13

I.7.4 Structures liées aux mouvements du socle 13

I.7.5 Les structures liées au volcanisme 13

I.8 Potentiel pétrolière : Découvertes et productivité 17

I.8.1 Découvertes 17

I.8.2 Production 18

I.9 Système pétrolière 20

Chapitre II : Généralités sur la sismique Pétrolière**Chapitre III : Interprétation sismique et évaluation pétrolière dans le bassin côtier mauritanien**

Liste des Figures

Figure I.1 : grands domaines géologiques de la Mauritanie (BRGM, 1975).....	3
Figure I.2 : Situation géographique du bassin côtier de Mauritanie (BRGM, 1975).....	5
Figure I.3 : le Bassin Côtier Mauritanien (Document de la SMH).....	7
Figure I.4 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin côtier mauritanien (SMH, 2007).....	10
Figure I.5 : Principaux éléments structuraux du bassin mauritanien...d'après Petronas.....	12
Figure I.6 : configuration structurale du bassin (document SMH, 2007).....	13
Figure I.7 : Structure du bassin côtier mauritanien (Woodside. 2001).....	14
Figure I.8 : Géométries de sel contrastées dans la zone centrale du bassin. Woodside.....	15
Figure I.9 : des principaux styles structuraux et éléments de jeu dans le bassin. Petronas.....	16
Figure I.10 : Les découvertes par bloc dans le bassin côtier.....	19
Figure I.11 : Évolution de la productivité du pétrole dans le champ du Chinguetti (TULLOW OIL.....	20
Figure I.12 : système de chenaux de Miocène dans le bassin côtier mauritanien (Woodside.2001).....	22
Figure I.13 : Quelques exemples de styles structuraux du bassin côtier mauritanien (MEP. DepGéo.2001).....	23
Figure II.1 : Etapes d'acquisition sismique.....	27
Figure II.2 : phénomènes qui exigent une correction statique.....	28
Figure II.3 : coupe sismique avant et après une correction statique.....	28
Figure II.4 : une trace sismique avec différent gain.....	29
Figure II.5 : coupe sismique avant et après gain de 100ms.....	30
Figure II.6 : trace sismique avant et après déconvolution.....	30
Figure II.7 : coupe sismique avant et après déconvolution.....	31
Figure II.8 : correction NMO avec des seuils différents.....	31
Figure II.9 : CMP après et avant correction NMO.....	32
Figure II.10 : la différence entre la correction NMO et DMO.....	33
Figure II.11 : détermination de la vitesse optimale pour un réflecteur donné.....	34
Figure II.12 : coupe sismique avant et après une analyse de vitesse.....	34
Figure II.13 : élimination du bruit cohérent avec la correction f-k.....	35
Figure II.14 : la sommation des traces.....	35
Figure II.15 : profil sismique avant et après migration.....	36
Figure II.16 : identification d'une faille par rupture brusque de la continuité des réflecteurs.....	38
Figure II.17 : Carte d'iso richesse.....	39
Figure II.18 : exemple de carte de température.....	40
Figure II.19 : exemple de carte isopaque.....	40
Figure III.1 : Localisation du champ de Chinguetti et ses éléments structuraux (Rapport Woodside-2005.....	43
Figure III.2 : Représentation de polygones de failles majeurs détectées par la sismique.....	43
Figure III.3 : Détection de dépôts de chenaux révélée par la sismique.....	43
Figure III.4 : Section sismique du champ Chinguetti (Document Woodside.2005).....	44

Figure III.5 : Section sismique DMON-120 Passant par RB.....	45
Figure III.6 : Section Sismique L77-16H.....	45
Figure III.7 : Carte gravimétrique montrant Structures tectonique.....	46
Figure III.8 : Localisation géographique du champ faucon .Dana.2005.....	47
Figure III.9 : Données velocity servay traces.....	48

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Le bassin côtier mauritanien est un bassin atlantique de marge passive. Il appartient à une série de bassins développés le long de la marge nord-ouest africaine, à la suite de l'ouverture de l'Atlantique central. Il s'agit d'un bassin d'âge méso-cénozoïque, qui a connu un englobement de sociétés pétrolières, suite à de récentes découvertes ; La zone d'étude correspond à l'offshore de la partie nord du bassin côtier mauritanien, connu sous le nom du complexe Ras El Beida, champs Chinguetti et faucon-1. Ainsi, plusieurs campagnes de forages et de sismiques ont été effectuées dans ces champs.

Le traitement et l'interprétation des données sismiques a permis, de cartographier les horizons, d'identifier les formations géologiques ainsi que leurs épaisseurs. Des corrélations lithologiques et stratigraphiques ont été réalisées pour prouver le potentiel pétrolier et gazier en ce bassin.

La charge en hydrocarbures est assurée par des roches mères du Crétacé supérieur et inférieur dont celle d'âge Cénomanién-Turonien a été confirmée. Cependant, des études régionales prouvent que la roche-mère aptio-albienne est mature et elle pourrait générer des hydrocarbures. Les futures campagnes d'explorations viseront en plus du Miocène des objectifs du Crétacé supérieur alimentés par les roches mères sous-jacentes.

Dans le présent travail, les résultats obtenus, d'après la sismique nous ont permis de mettre en évidence l'existence au niveau du bassin côtier, des structures potentiellement riches en hydrocarbures (réservoirs).

La combinaison des résultats géochimiques et les données gravimétriques a permis de déduire que l'offshore du bassin côtier mauritanien a une structure complexe. Il est affecté de failles normales N-S, de décrochements E-W et de failles transformantes et d'intrusions magmatiques (points chauds). Ces dernières ont joué un rôle important en favorisant la maturité des roches mères au niveau des forages proches des points chauds.

Ce mémoire est organisé en trois chapitres :

Le chapitre 01 : généralités sur le contexte géologique et géographique de la zone d'études.

Le chapitre 02 : généralités sur la sismique pétrolière.

Le chapitre 03 : interprétation sismique et évaluation pétrolière dans le bassin cotier mauritanien.

Enfin, nous terminons notre mémoire par une conclusion générale résumant l'essentiel de notre travail.

**CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE
CONTEXTE GEOLOGIQUE ET
GEOGRAPHIQUE DE LA ZONE D'ETUDES**

I-1 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, structurales etc. afin de mettre en évidence les systèmes pétroliers et ainsi définir le bassin comme étant une province pétrolière.

En effet le bassin côtier de la Mauritanie est en train de devenir une province pétrolière potentielle majeure à la suite d'une activité d'exploration renouvelée au cours des dernières années.

Des découvertes importantes de pétrole et de gaz ont été faites à Chinguetti et Banda, et plus récemment ce lui du 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. [1]

Ce chapitre sera structuré comme suit :

- Les grands domaines géologiques de la Mauritanie
- Cadre géographique
- Cadre géologique
- Système pétrolier
- Conclusion

I-2 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, Le Dorsale Réguibat, la chaîne des Mauritanides. Le Dorsale Réguibat est composée de groupes Archéens et Paléo-protérozoïques et de granites.

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).

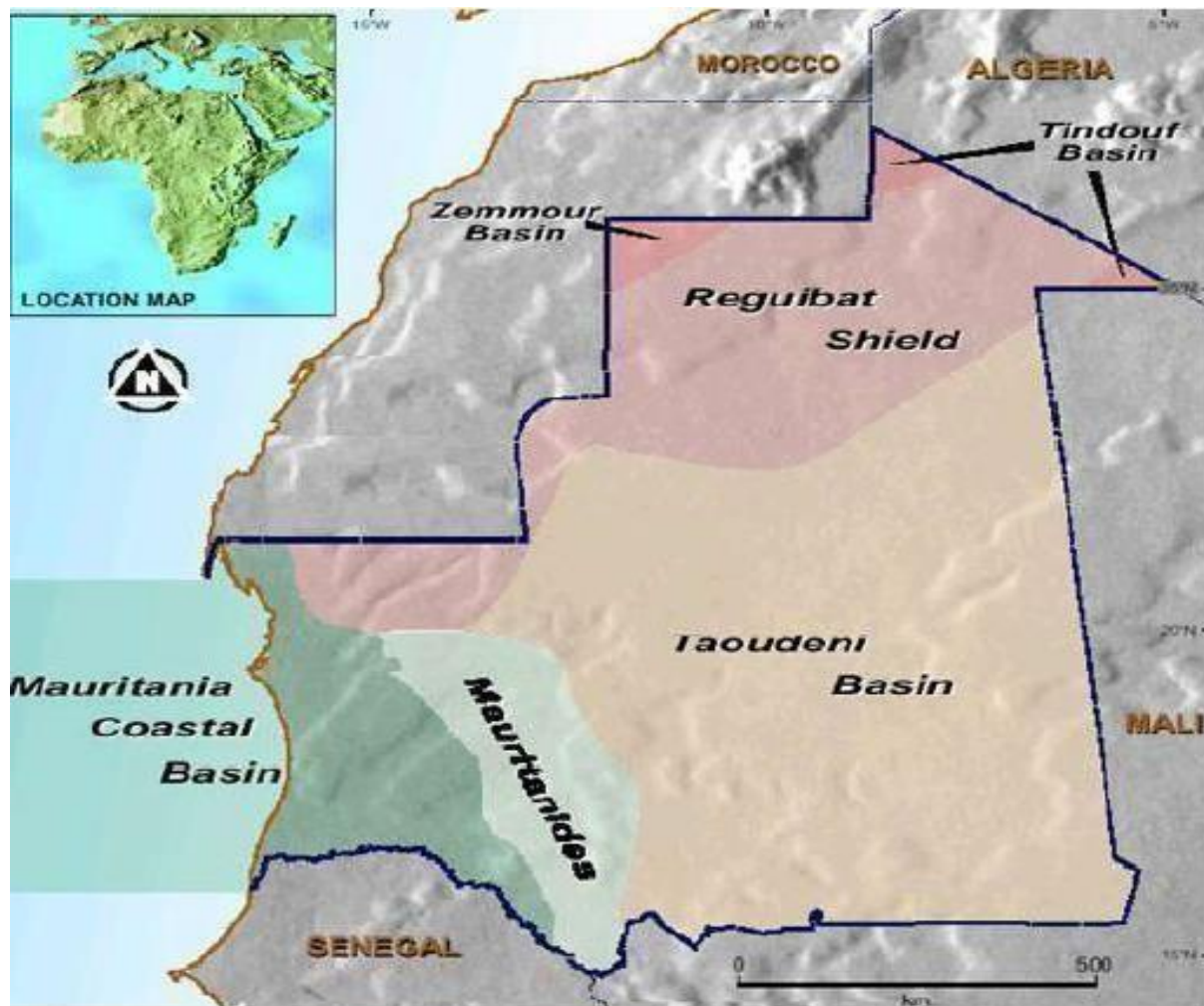


Figure I.1 : grands domaines géologiques de la Mauritanie (BRGM, 1975).

I-3 Cadre géographique :

Le bassin côtier mauritanien s'étend entre le parallèle 11°N et 22°N, des frontières nord aux frontières sud littorales mauritaniennes, sur une distance d'environ 800 Km, sa largeur est de 350 Km environ d'Est en Ouest. Il couvre une superficie de plus de 180 000 Km², dont 100 000 Km² en offshore.

Il est limité à l'Ouest par l'océan atlantique, à l'Est par la chaîne des Mauritanides, au Nord par le Sahara occidental et au Sud, par le Sénégal (BEICIP-FRANLAB. 1972).

Ce bassin a été initié pendant l'éclatement continental et le développement de l'océan Atlantique central pendant les périodes du Permien au Trias, Jurassiques du Moyen au Fin.

La zone d'intérêt couvre plus de 160 000 km², avec 100 000 km² du bassin étant 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 est prise pour être l'aujourd'hui littoral, bien que les vraies limites s'étendent sur une courte distance à l'intérieur des terres jusqu'à ce que le bassin sédimentaire se bute contre l'érosion restes de la ceinture de montagne Mauritanide qui se sont formés pendant le temps hercynien **Figure I.2.**

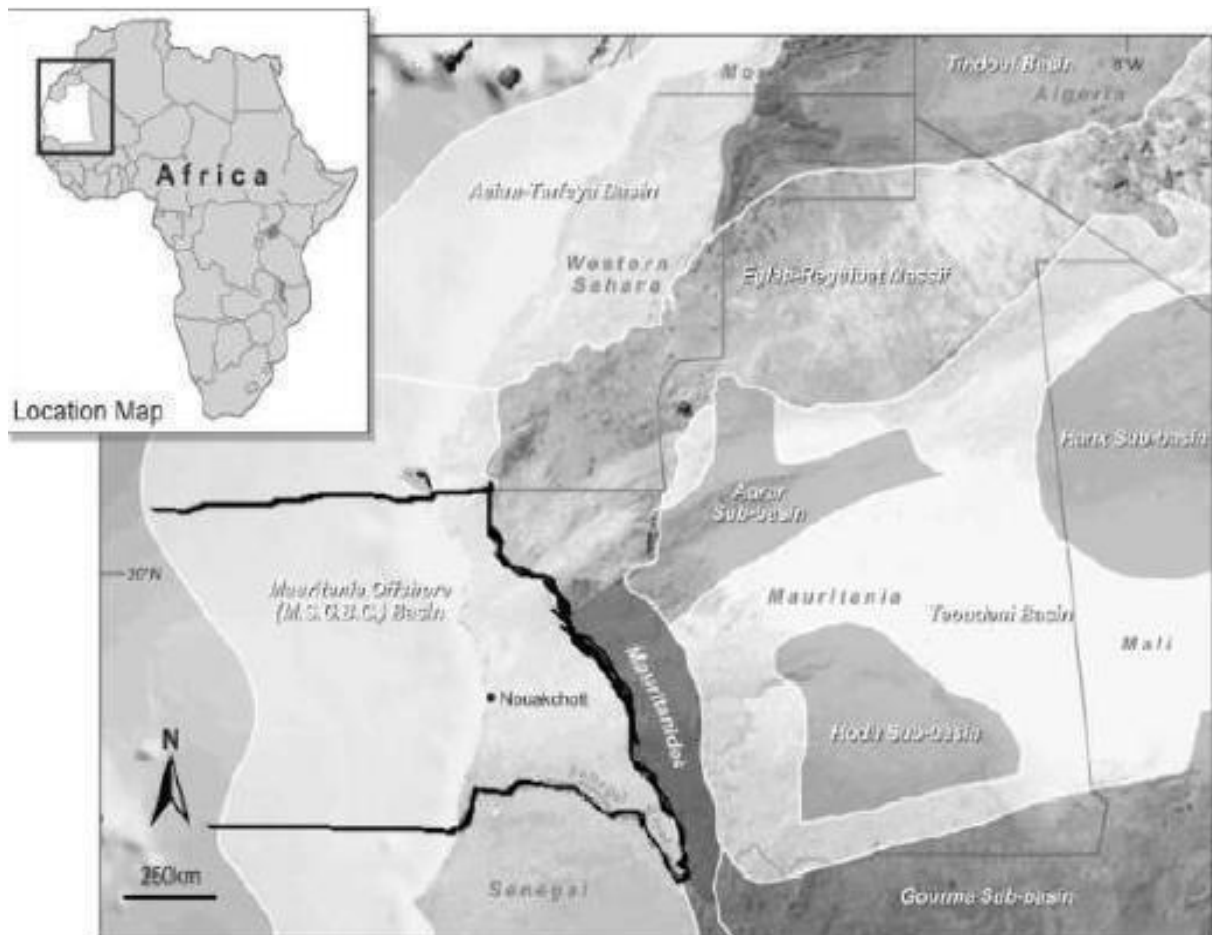


Figure I.2 : Situation géographique du bassin côtier de Mauritanie (BRGM, 1975).

I-4 Cadre géologique :

Le bassin côtier mauritanien est un bassin de type marge passive situé de la côte orientale de la partie centrale de l'océan atlantique. 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 : comprenant des sédiments clastiques continentaux suivis par des évaporites, renferme des roches mères reconnues des deux côtés 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 associées à plusieurs milliards de barils de réserve en Afrique du Sud/Ouest.

Il y a eu très peu de tectonique de plaque pendant cette période bien que de la tectonique provenant du sel et de 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 :

I.4.1 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 décroît dans les deux extrémités nord et sud du bassin par rapport au centre.

I.4.2 Le Delta de Ras el Beida :

Ce delta représente un apport gréseux très important d'âge Crétacé et dont la source pourrait être le dorsal de Réguibat situé au NE.

I.4.3 Le domaine côtier :

Correspond à la partie Est du bassin et caractérisé par une tendance gréseuse dont l'épaisseur est relativement réduite.

Ce paquet d'âge Crétacé- quaternaire vient se déposer sur la plate- forme carbonatée **Figure I.3.**

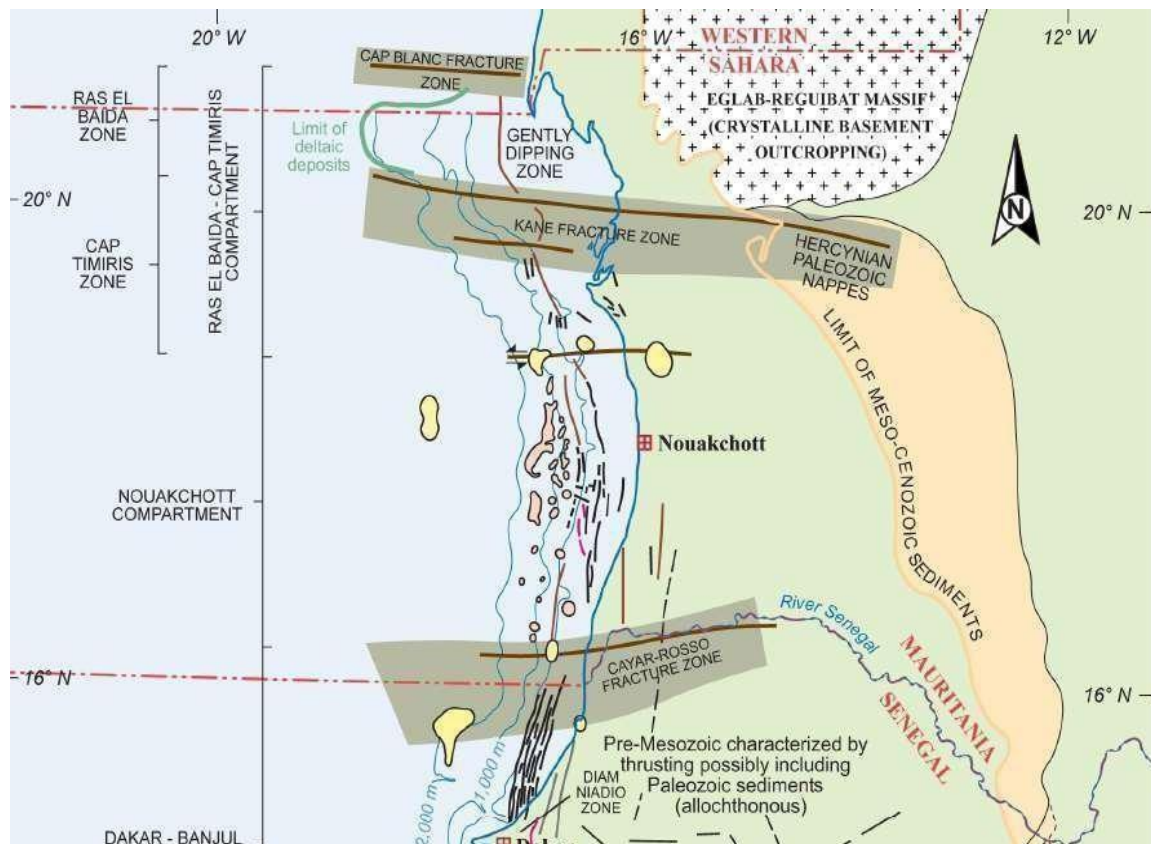


Figure I.3 : le Bassin Côtier Mauritanien (Document de la SMH).

I.5 Contexte stratigraphique :

Dans ce travail l'étude stratigraphique peut se résumer comme suit :

I.5.1 Trias-Jurassique inférieur :

Le Jurassique a été atteint dans le forage : OCT-1B de 3745 à 4170 m, soit 425 m. Son faciès est constitué de "shales" avec imbrications de siltstones et de calcaire à microfaune (Iberina et Pseudocyclammina). Vers la base, on a des dolomies avec siltstones et grès imbriqués.

I.5.2 Jurassique Moyen–Néocomien :

Le forage d'AMOCO, OCT-1B a atteint le Jurassique supérieur à 3 745 m.

Le Jurassique a été atteint dans le forage : OCT-1B de 3745 à 4170 m, soit 425 m. Son faciès est constitué de "shales" avec imbrications de siltstones et de calcaire à microfaune (Iberina et Pseudocyclammina).

AMTO-2, le Néocomien a été pénétré seulement sur 6 m de calcaire micritique de plateforme.

I.5.3 Barrémien-Aptien moyen :

A été rencontré dans les forages suivants :

OCT-1B 171 m

OCT-2 151 m

AKZ-1A 172m

MTO- 2 340 m

I.5.4 Aptiensup-Albien inf :

Est bien délimité à OCT-1B, OCT-2, AKZ-1A. A OCT-18, 875 m ont été traversés. On observe des alternances de grès blancs, argiles et dolomies.

I.5.5 Le Cénomaniens-Turonien :

Ces deux étages ont été groupés dans la plupart des forages (OCT-18, OCT-2 et AKZ-1A).

Les épaisseurs respectives sont de :

OCT-1B 343 m

OCT-2 296 m

AKZ-1A 466 m

A OCT-1B et OCT-2, le faciès est principalement constitué par des argiles et grès argileux avec un niveau de calcaire dolomitique qui doit correspondre à l'horizon 3 en sismique.

Vers le Nord, à AKZ-1A, le faciès passe à des sables prédominants avec quelques horizons de calcaire sableux.

I.5.6 Le Sénonien

Ne sera pas subdivisé. On le rencontre dans tous les forages, sauf à MTO-3 et MTD-1 qui ne l'ont pas atteint.

Vers le Nord, à AKZ-1A (574 m), les faciès détritiques sont prédominants dans le Sénonien supérieur où des sables grossiers de milieu transitionnel à continental forment un réservoir dont la puissance est la plus importante de l'offshore étudié.

Vers le Sud, à MTO-2, au contraire, les faciès deviennent à prédominance argileuse. Sa puissance est de 518 m.

I.5.7 Le Paléocène

Existe dans tous les sondages sauf à MTO-3 où il n'a pas été atteint.

AOCT-1B (45 m) et OCT-2 (34 m), ce sont des calcaires, grès et siltstones.

Vers l'Ouest, à V-1 (560 m), il est à prédominance argileuse avec calcaire à silex au sommet.

Vers le Sud, à MTO-2 (576 m), il comporte des argiles avec niveaux dolomitiques au Paléocène moyen (horizon sismique 2).

A MTO-1 (423 m), seul le Paléocène supérieur a été atteint (argiles et dolomies)

A AKZ-1A, sur 55 m, on a des argiles, sables, grès et fins lits calcaires.

I.5.8 L'Oligocène :

Est représenté à :

OCT-1B (groupé avec Eocène supérieur, 245 m)

OCT-2 (149 m)

AKZ-1A (233 m)

I.5.9 Miocène –Quaternaire :

Existe dans tous les forages. Par rapport à OCT-1B et OCT-2 où sa puissance est respectivement de 116 m et 111 m, il tend à s'épaissir :

Vers le nord AKZ-1A, 586 m

Vers le sud MTO-1, 742 m,

MTO-2, 894 m

MTO-3, 1090 m

Vers l'ouest V-1, 831 m

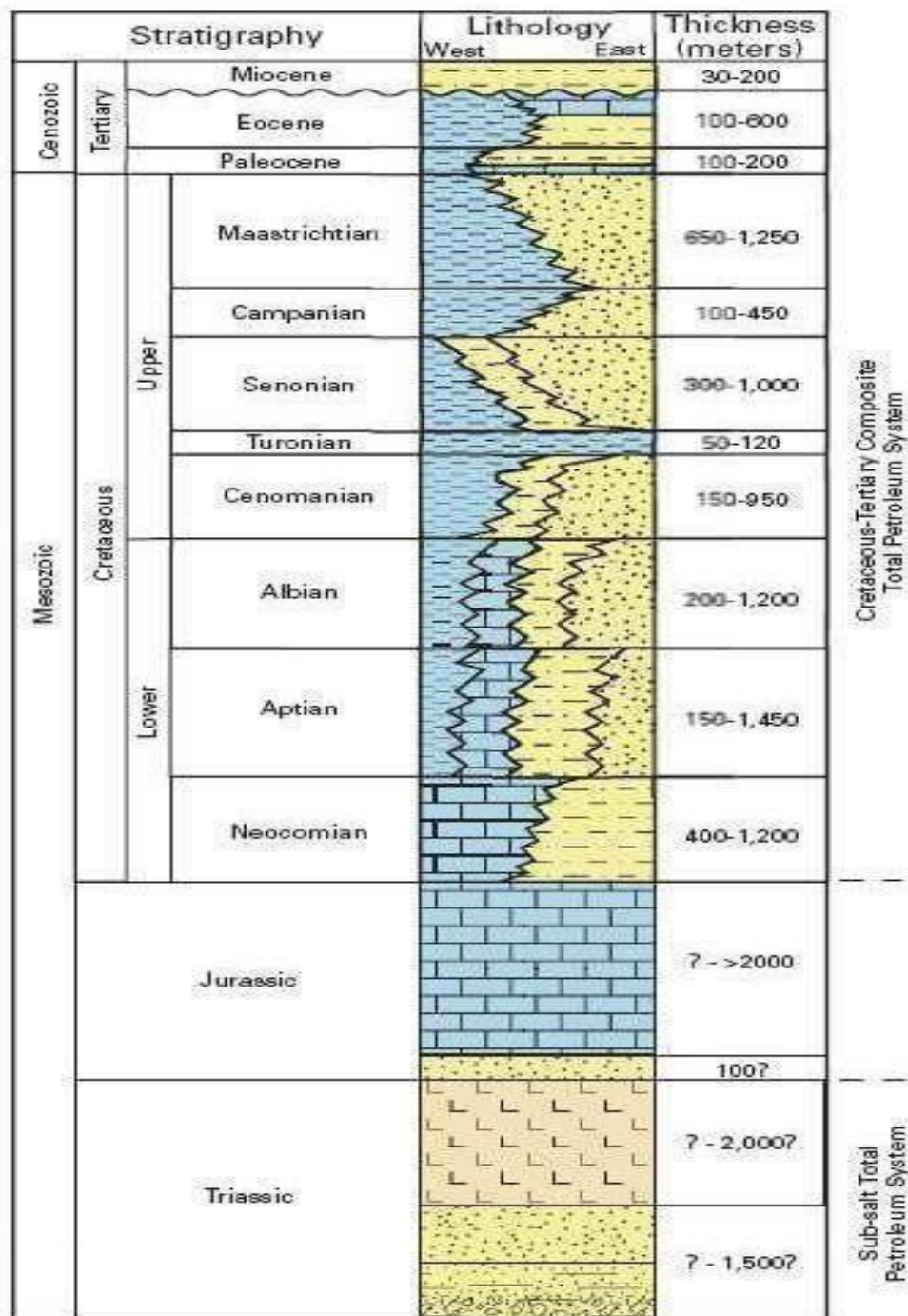


Figure I.4 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin côtier mauritanien (SMH, 2007). [2]

I.6 Etude structurale du bassin :

Le bassin côtier contient une section sédimentaire jusqu'à 9 km d'épaisseur dans son dépôt centre au large de Nouakchott. Les sédiments, déposés sous forme de prisme en progradation d'Est en Ouest, sont secondaire et tertiaire, à dominance 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, les structures sont liées à des failles tensionnelles sur la plateforme et sur la flexure. Le bassin peut être largement subdivisé en trois régions principales **Figure I.5** :

I.6.1 Bassin salin de Mauritanie :

Qui a fait l'objet d'exploration en mer par la coentreprise Woodside dans les blocs 2 -5.

De nombreux diapirs discrets de sel sont clairement visualisés sur les données sismiques et les tendances de compression-orientation peuvent être cartographiées.

I.6.2 Delta de Ras el Baida :

Dana Petroleum a évalué la zone de Ras el Baida, qui est occupée par un grand delta du ventilateur du Crétacé incliné au sable. Hispanoil a foré l'un des puits les plus profonds de l'Afrique de l'Ouest sur cette caractéristique en 1980 (Ras el Baida-1, profondeur d'eau de 1109m).

I.6.3 Zone littorale côtière :

Cette grande zone comprend les extrémités des blocs 1 à 8 et des blocs terrestres 10 à 12. Géologiquement, cette zone contient relativement peu de succession du Crétacé au sable au sommet de l'enfouissement plate-forme carbonatée jurassique.

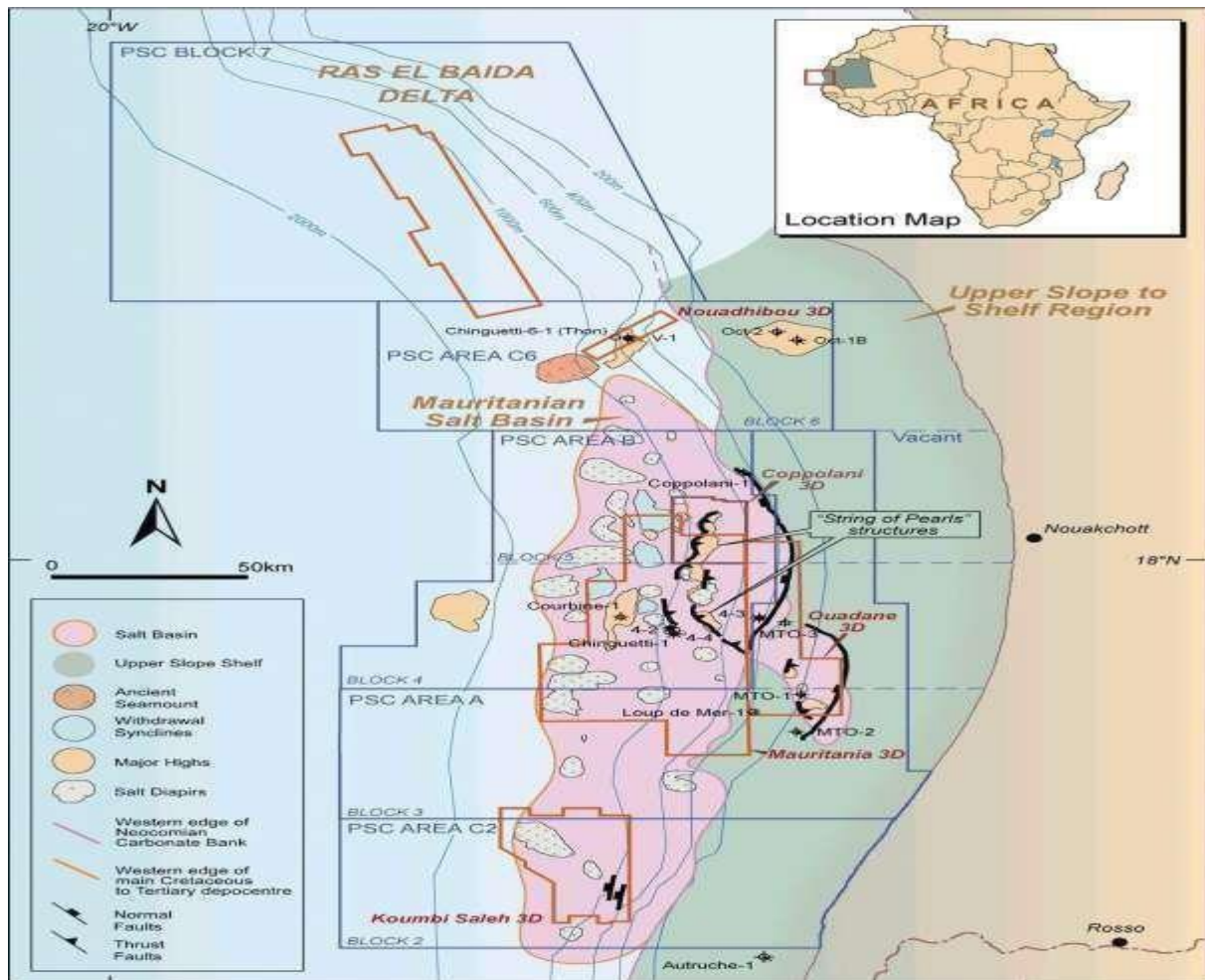


Figure I.5 : Principaux éléments structuraux du bassin mauritanien...d'après Petronas.

I.7 Les principales structures dans le bassin sont :

I.7.1 Structures liées aux mouvements salifères :

Sont présents sous deux formes (diapirs et sheets), ces structures ont été mises en évidence par les lignes sismiques, leurs dimensions dépassent des dizaines de km², les mouvements verticaux du sel pourraient être finis durant le Miocène moyen **Figure I.6**.

I.7.2 Les failles d'extension :

Ont été interprétées sur les sections sismiques surtout dans la zone proche de la côte actuelle, ces failles forment des pièges capables d'accumuler d'hydrocarbures aux niveaux du Crétacé inf. à l'Oligocène.

I.7.3 Les anticlinaux :

Ces structures présentes dans les eaux profondes (+1000m) avec une direction principale N-S. Dans plusieurs zones du bassin, on trouve que ces anticlinaux sont très érodés par la discordance oligocène.

I.7.4 Structures liées aux mouvements du socle :

Sont essentiellement des plis résultants des failles profondes.

I.7.5 Les structures liées au volcanisme :

Sur la Marge Ouest Africain on peut identifier des structures isolées à grande échelle. Le volcanisme a formé les îles de Canarie et le plateau du cap vert durant la période de l'Oligocène sup.-Miocène.

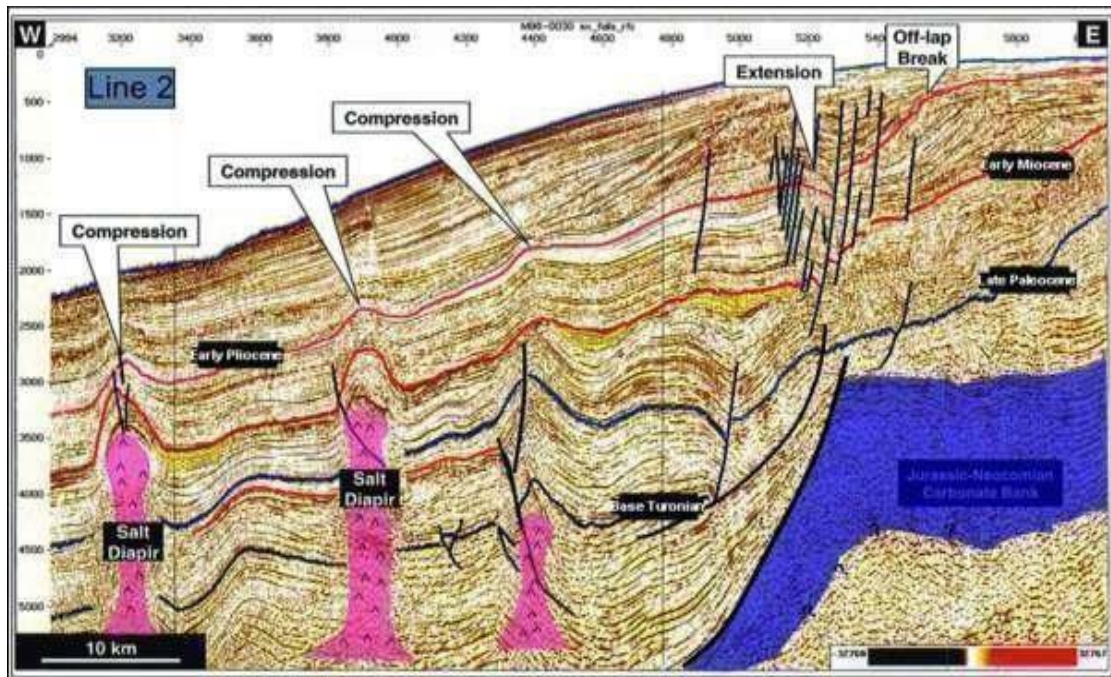


Figure I.6 : configuration structurale du bassin (document SMH, 2007).

À l'extérieur du bassin proprement dit, le fond du bassin s'étend sur la plaine abyssale, dans des profondeurs d'eau supérieures à 3000 m bidimensionnel.

L'intervalle de la source principal Cénomanien-Turonien dans cette zone est, cependant, immature et une source plus profonde doit également être prouvée. En raison de l'indisponibilité des données et des problèmes de confidentialité.

Un schéma de la section transversale du bassin salin principal, illustrant les styles, est représenté sur la **Figure I.7**

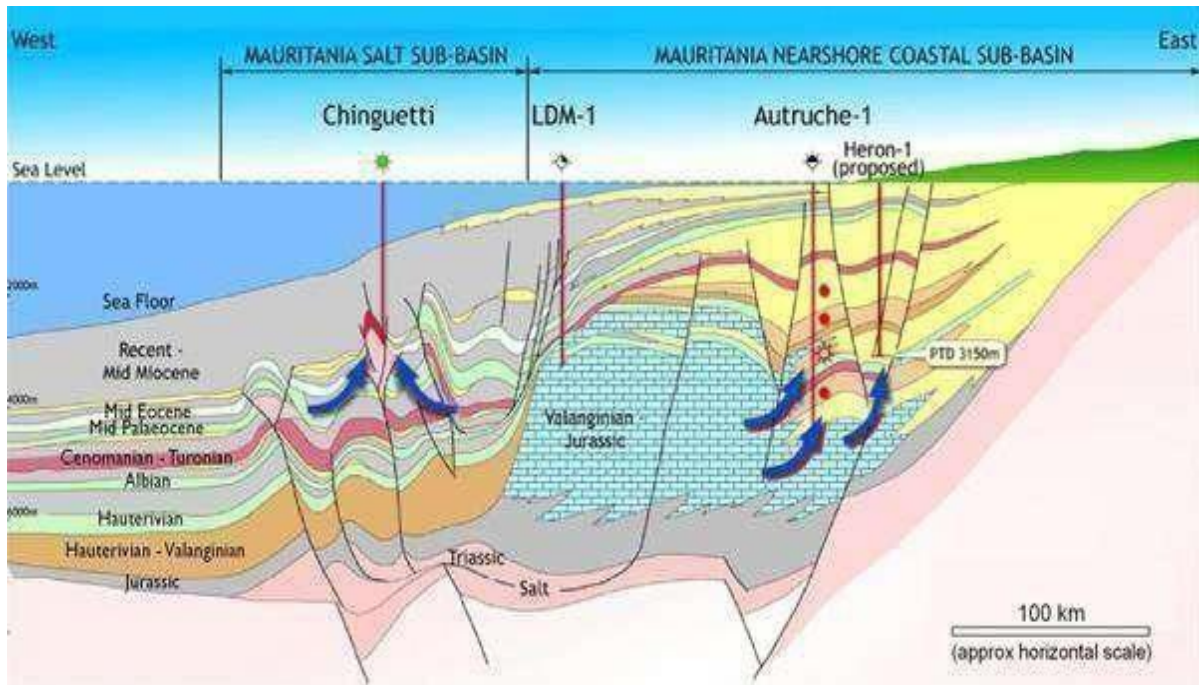


Figure 1.7 : Structure du bassin côtier mauritanien (Woodside, 2001).

Diapirs de sel et feuilles allochtones. Peut-être les plus évidentes caractéristiques du bassin offshore sont les nombreux sels allochtones corps clairement évidents sur les données sismiques modernes. Types structurels peut être divisé en deux classes principales : feuilles et diapirs. Un excellent exemple d'une feuille de sel allochtone se produit dans le bloc 2 **Figure 1.8** qui, en plan, occupe une superficie de plus de 130 km².

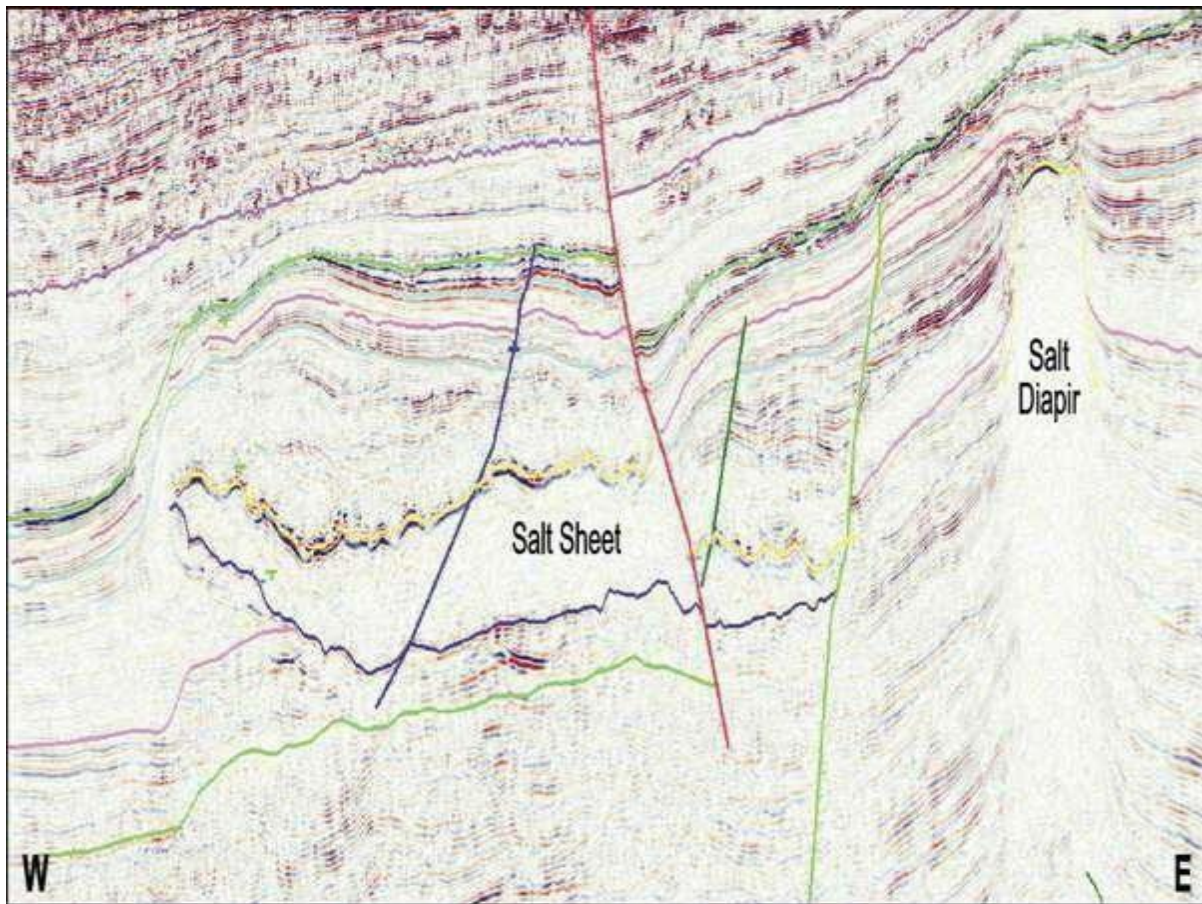


Figure I.8 : Géométries de sel contrastées dans la zone centrale du bassin. Woodside.

L'interprétation sismique régionale, liée aux puits voisins, suggère que le sel était à, ou très proche du fond marin à la fin du Turonien.

➤ **Anticlinaux liés à la poussée du sel**

La tendance est située en eau profonde (-1000 m), et comprend relativement un anticlinal de poussée continue, qui s'étend sur près de 100 km direction (nord sud).

La forme et l'emplacement de la caractéristique peut être vu dans la figure 7 et sa relation avec les majeures failles d'extension internes sont évidents.

Dans de nombreuses places les anticlinaux de poussée sont profondément érodés par l'Oligocène discordance, et recouverte de sédiments du Miocène inférieur. Les parties du sel qui sont impliquées dans le sel tendent à présenter un mouvement ultérieur lorsque le sel se comprime, et une hauteur de fermeture supplémentaire sur certaines perspectives est générée.

Plusieurs plis profonds sont interprétés comme étant causés par la réactivation des failles profondes, peut-être crustales dans l'échelle. Un exemple d'un tel pli est illustré dans la figure 6 à l'emplacement du puits de Courbine (**Figure I.9**).

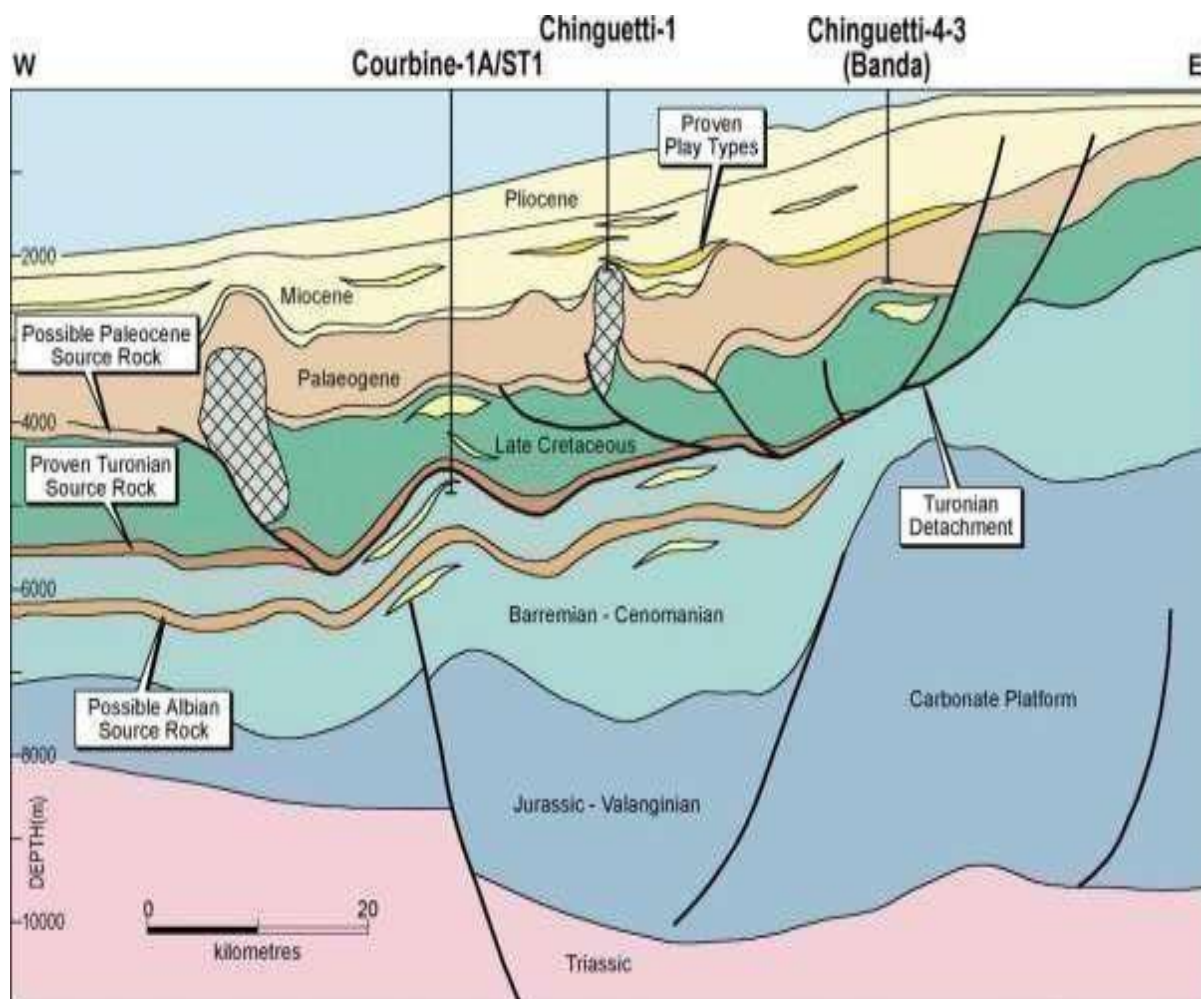


Figure I.9 : des principaux styles structuraux et éléments de jeu dans le bassin. Petronas.

I.8. Potentiel pétrolier : Découvertes et productivité

I.8.1 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 des hydrocarbures.
- **Labeidna** : Grès du Miocène, environ 50 Millions de barils de réserves récupérables des hydrocarbures.
- **Pélican** : Chenaux du Crétacé supérieur, environ 1.2 TCF de réserves récupérables des hydrocarbures.
- **Aigrette** : des réservoirs de turbidites datant du Crétacé tardif.
- **Cormoran** : chenaux du Crétacé supérieur, environ 1.2 TCF des réserves récupérables des hydrocarbures.
- **Faucon** : chenaux du Crétacé,
- **Tortue** : chenaux du Crétacé supérieur, environ 20 TCF des réserves récupérables des hydrocarbures.
- **Marsouin** : Cénomaniens supérieur et inférieur renfermant des « sables pétrolifères d'excellente qualité des hydrocarbures.

➤ Les Campagnes sismiques réalisés :

➤ Plus de 45 000 km² de levés sismiques 3D :

Ainsi, les datations établies par Castelain (1965) et Spengler et al. (1966) sont toujours valides; les études gravimétriques et magnétiques sur la structure profonde du bassin ont été faites par Liger, 1979; Guetat, 1981;

Les intrusions basiques sont connues dans les régions bordant l'Atlantique central. Ces intrusions n'affleurent pas dans le bassin mais leur présence à la profondeur a été déduite des anomalies magnétiques importantes Liger, (1979); Ponsard, (1984); Reyre, (1984).

➤ 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

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

I.8.2 Production :

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 durée 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 a tendance à diminuer.

Ahmeyim (GTA) en 2014 dans le bloc C8 :

- **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.

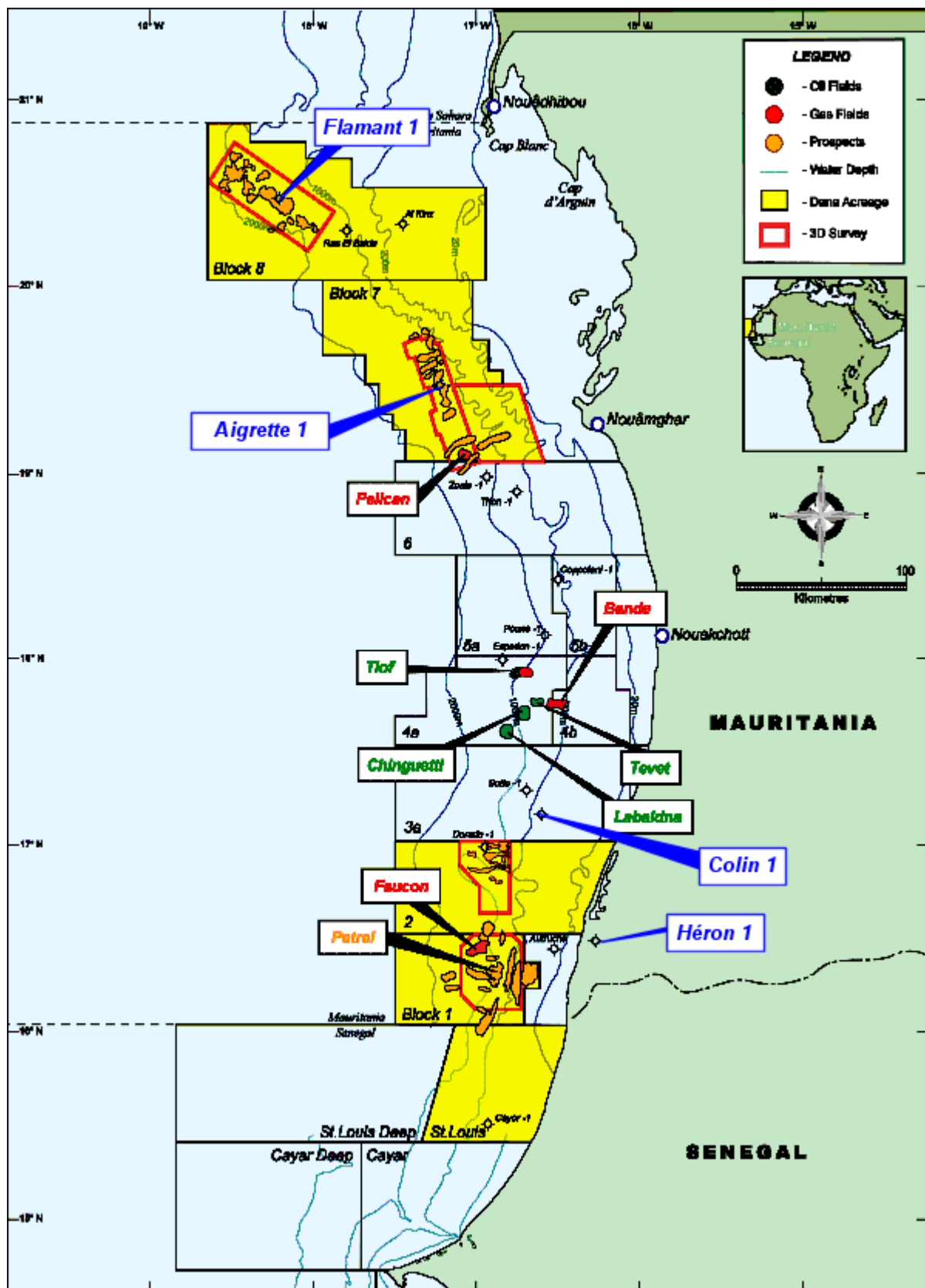


Figure I.10 : Les découvertes par bloc dans le bassin côtier. (woodside 2005).

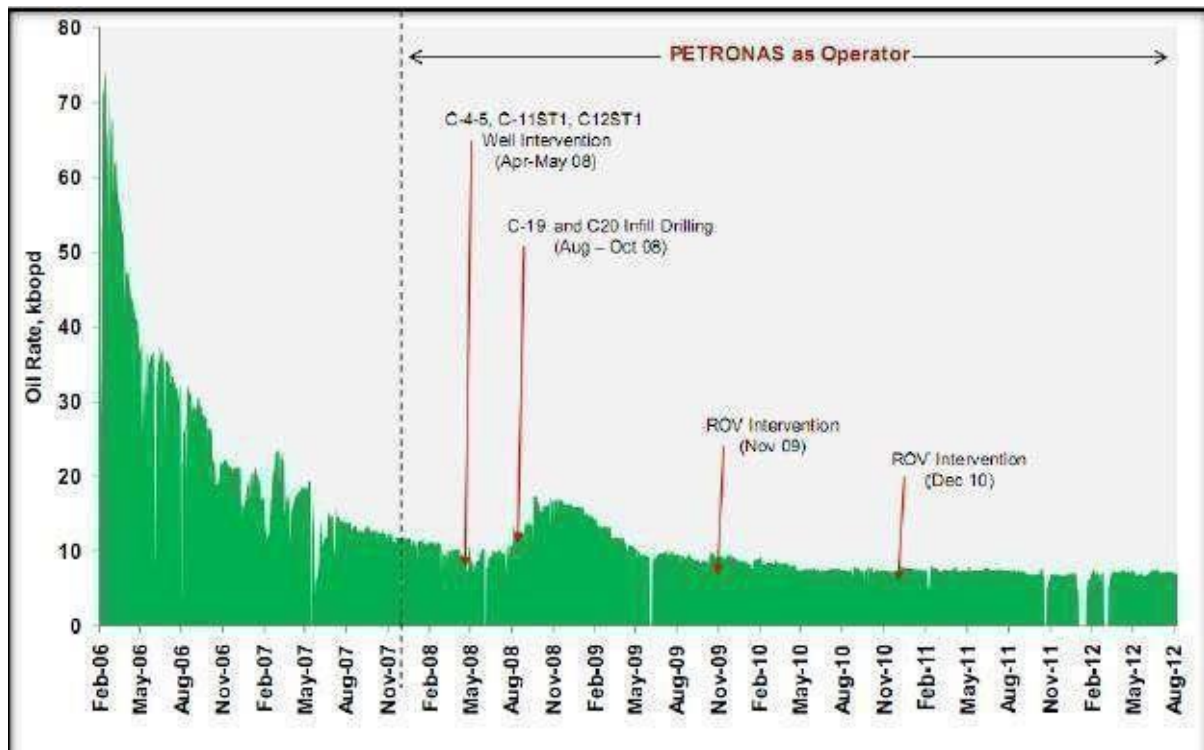


Figure I.11 : Évolution de la productivité du pétrole dans le champ du Chinguetti (TULLOW OIL).

I.9 Système pétrolière :

Le système pétrolier peut être défini comme un ensemble naturel susceptible de prendre en compte l'ensemble des processus de formation et d'accumulation des hydrocarbures (Magoon, 1998, Magoon et Dow, 2000). Ainsi, définir le système pétrolier d'une zone d'exploration consiste à préciser les éléments suivants :

- la nature et l'âge des roches mères.
- La nature, les propriétés pétrophysiques et l'âge des faciès réservoirs.
- Le mécanisme de migration des hydrocarbures depuis la roche mère jusqu'au réservoir/.
- La nature des pièges et de la couverture qui favorisent l'accumulation de ces Hydrocarbures.

I.9.1 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 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 niveaux 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.

➤ **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.

I.9.2 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.

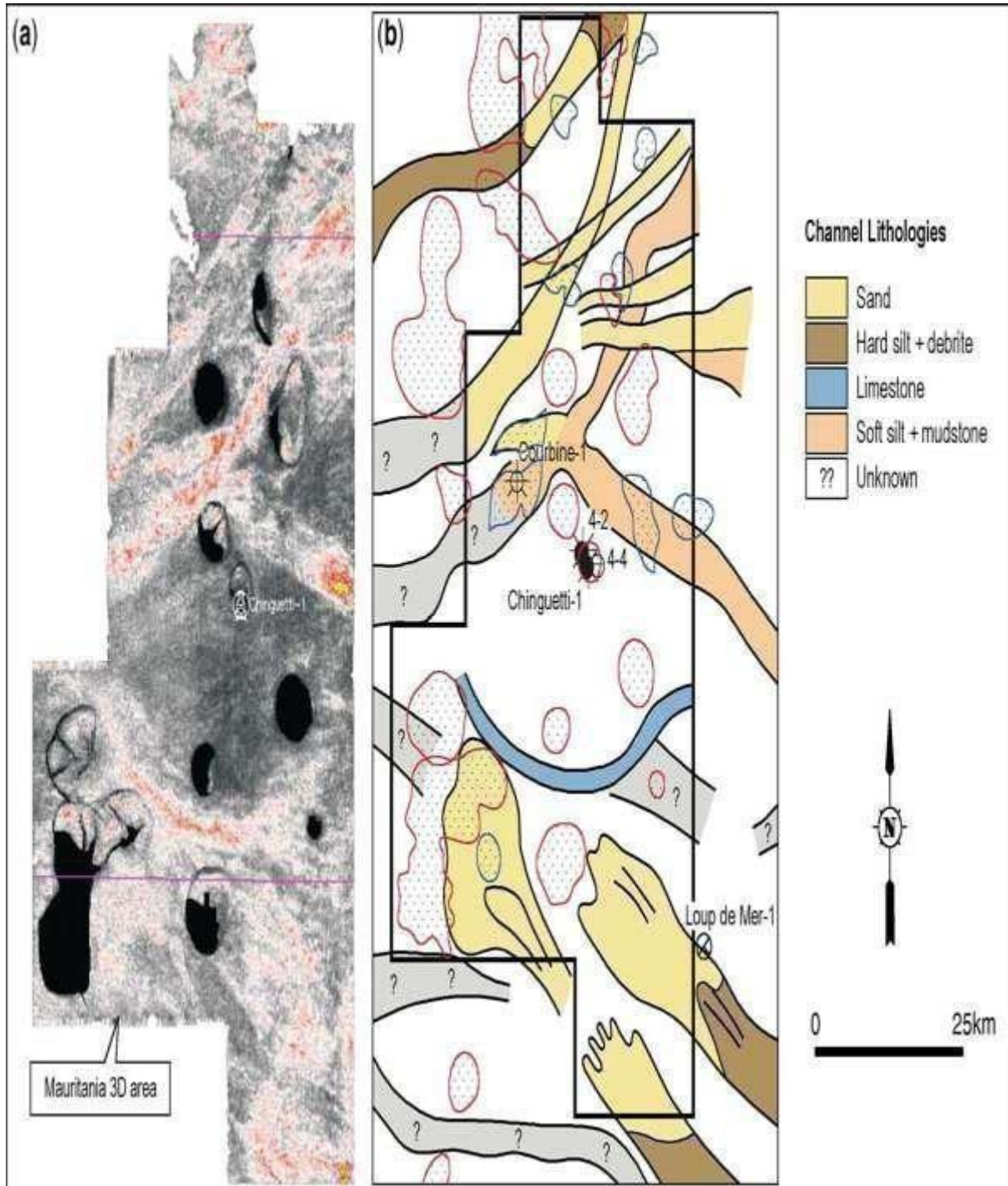


Figure I.12 : système de chenaux de Miocène dans le bassin côtier mauritanien (Woodside.2001).

I.9.3 Pièges

Les provinces offshore présentent des styles structuraux différents :

La zone des diapirs de sel en Mauritanie est dominée par une structure complexe et multiphase, 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. 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'Autruche¹. Un autre linéament existe au Sud de Nouakchott en offshore et s'étend peut être en onshore.

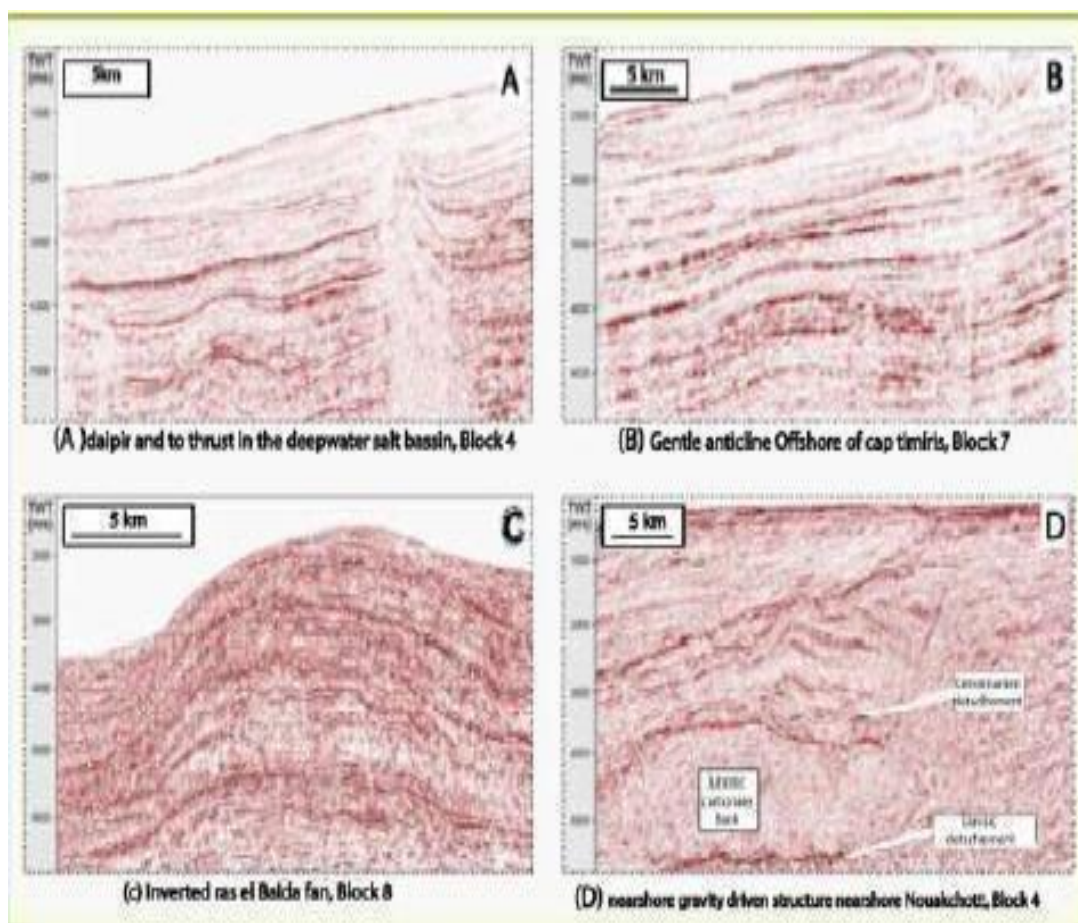


Figure I.13 : Quelques exemples de styles structuraux du bassin côtier mauritanien (MEP. DepGéo, 2001).

I.9.4 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.

En guise de conclusion : le bassin côtier de Mauritanie (180 000 km² 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 forme 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 tensorielles sur la plateforme.

[3]

CAPITRE II : GENERALITES SUR LA SISMIQUE PETROLIERE

II.1 Introduction

Le sismique est une technique de mesure indirecte qui consiste à enregistrer en surface des échos issus de la propagation dans le sous-sol d'une onde sismique provoquée. Ces échos sont générés par les hétérogénéités du sous-sol. Seule la méthode sismique elle réduit les risques de puits secs triplant ou quadruplant le taux de succès de puits forés.

II.1.1 Le Principe :

L'onde sismique (acoustique) se propage dans la matière par déformation élastique (vibration) selon les 3 axes de l'espace (longitudinale ou compressionnelle 1D, et de cisaillement ou torsionnelle 2D).

On distingue :

-les **Ondes P** ou **Ondes Primaires** appelées aussi ondes de compression ou ondes longitudinales (*ondes P* car *ondes de Pression*). Le déplacement du sol qui accompagne leur passage se fait par des dilatations et des compressions successives.

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}}$$

Où : $*K$ est le module d'incompressibilité,

$*\mu$ est le module de cisaillement (ou rigidité),

$*\rho$ est la masse volumique (en kg.m^{-3}).

- les **ondes S** ou **Ondes Secondaires** appelées aussi ondes de cisaillement (*shear waves*,) ou ondes transversales. À leur passage, les mouvements du sol s'effectuent perpendiculairement au sens de propagation de l'onde.

Où : $*\mu$ est le module de cisaillement (ou rigidité),

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

$*\rho$ est la masse volumique (en kg.m^{-3}).

La Seconde famille Ce sont les ondes qui se propagent à la surface de la Terre. Leur effet est comparable aux rides formées à la surface d'un lac. Elles sont moins rapides que les ondes de volume, leur amplitude est généralement plus forte, mais décroît rapidement avec la distance à la surface qui les guide.

Elles sont subdivisées en deux types :

- **L'onde de Love** : Ou Le déplacement des ondes de love est comparable à celui des ondes S sans le mouvement vertical et elles provoquent un ébranlement horizontal.

- **L'onde de Rayleigh** : Elles se déplacent assez semblablement à celui d'une poussière portée par une vague, constituant un mouvement à la fois horizontal et vertical.

➤ **L'onde sismique** est caractérisée par 3 paramètres :

1. Vitesse de propagation
2. Fréquence
3. Amplitude

-La Sismique Réflexion :

Le principe de cette méthode est simple : des ondes sismiques (élastiques) engendrées par l'explosion de charges de quelques Kg d'explosion se propagent à travers les terrains sédimentaires ou métamorphiques, se réfléchissent sur les surfaces de séparation des formations de nature différentes.

Si l'on connaît la vitesse de propagation des ondes sismiques dans les différents niveaux, la mesure des temps de propagation permet de calculer la profondeur de ces niveaux.

La mise œuvre de la sismique réflexion se décompose en 3 phases Principales :

L'acquisition ; le traitement et l'interprétation de données sismiques.

II.2 L'acquisition de données sismiques :

Avant l'acquisition des données il est nécessaire de faire la phase pré acquisition qui consiste à préparer le terrain.

Des traces et points de tir par des drapeaux et de lever leurs coordonnées (X, Y, Z), elle s'occupe aussi de l'implantation des balises de localisation.

La mise en œuvre consiste à disposer sur une ligne sismique et un ensemble de

Charges explosives ou de vibrateurs qui provoqueront des ébranlements qui seront enregistrés par un ensemble de géophone. L'objectif principal de cette acquisition est d'obtenir des informations de types structuraux et géologique du sous-sol, mais pour y parvenir les paramètres d'acquisition doivent être choisis judicieusement afin d'augmenter la réflexion et d'atténuer les bruits pour prétendre d'acquies de meilleur résultat.

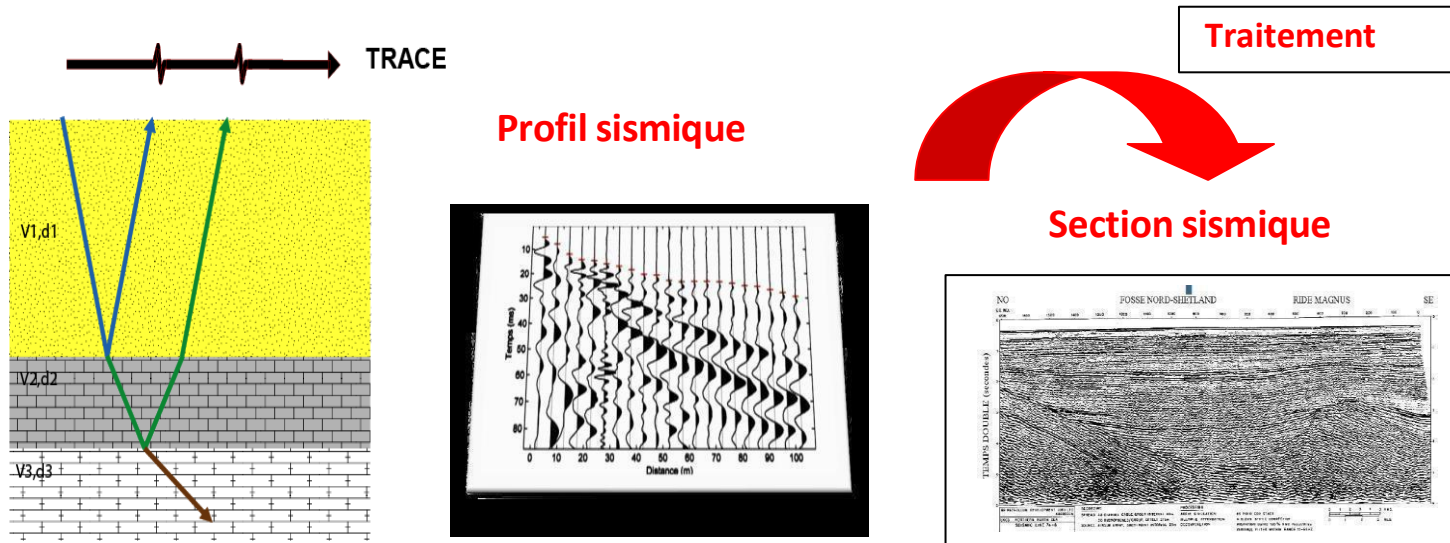


Figure II.1 : Etapes d'acquisition sismique. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

Après la phase de pré-acquisition la mise en œuvre peut commencer. Elle consiste à créer une onde acoustique à la surface et d'en mesurer numériquement l'écho à partir d'une série de capteurs sismiques également placés en surface (flûte sismique). Les sources sont émises par des navires sismiques qui combinent l'utilisation de canon à air et canon à eau, ainsi que d'autres moyens permettant de générer une source acoustique, afin de créer l'impulsion nécessaire à l'étude des ondes réfléchies par les interfaces puis enregistré par les géophone

II.2.1 La sismique réflexion avec les différentes résolutions

II.2.1 La sismique 2D :

La sismique 2D est une méthode de prospection sismique sur 2 dimensions, elle correspond à l'exploration de lignes sismiques individuelles et l'acquisition de chaque ligne est indépendante des autres.

II.2.2 La sismique 3D

La sismique 3D est une méthode de prospection sismique sur 3 dimensions, donc elle correspond à l'exploration d'un volume de roche du sous-sol et en même temps couvrant la surface.

II.2.3 La sismique 4D

La sismique 4D peut être définie comme étant la répétition d'une acquisition sismique 3D successive sur un même champ pétrolier dans des conditions identiques afin que les variations d'image obtenue après traitement soient dû à la dynamique des fluides du réservoir. Traitement des données sismique.

II.3 Traitement des données sismique

II.3.1 La phase prétraitement des données :

II.3.2 La correction statique

Elle est utilisée pour le traitement des données en sismique terrestre car elle consiste à corriger les anomalies de temps de parcours des ondes qui est dû aux variations d'altitudes entre les sources et les récepteurs mais aussi les variations de vitesse dans les terrains affleurants. La correction statique permet de ramener le temps de parcours des ondes à ce que les sources et les récepteurs se trouve sur un même plan de référence horizontale.

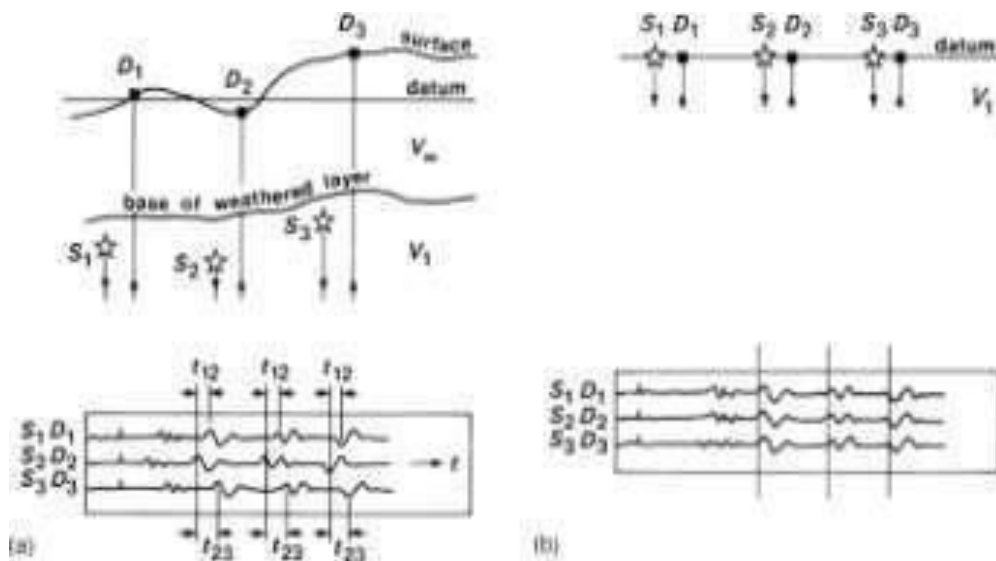


Figure II.2 : phénomènes qui exigent une correction statique. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

La figure ci-dessous montre une coupe sismique avant et après une Correction statique :

a) avant

b) après

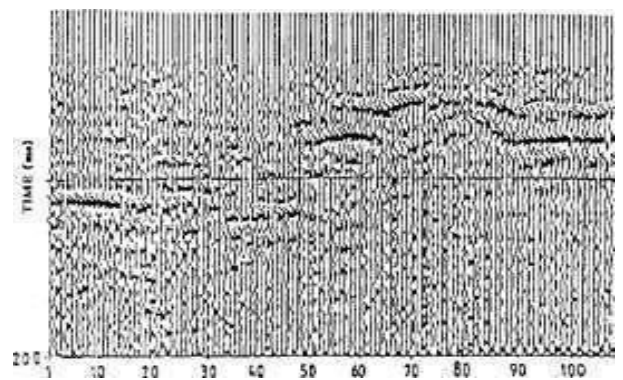
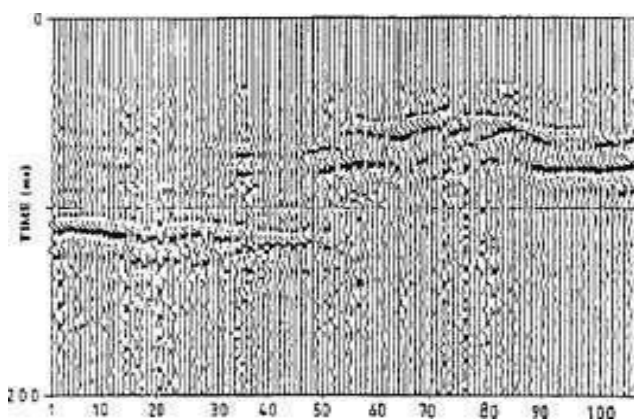


Figure II.3 : coupe sismique avant et après une correction statique. (Cours géophysique pétrolière tom.3).

II.3.3 Le gain

On l'appelle aussi AGC (Automatic Gain Control) on l'applique aux traces sismiques dans le but d'amplifier les signaux reçus en fin d'enregistrement. Pour l'appliqué il faut indiquer au programme la fenêtre d'amplification (en temps).

La figure ci-dessous montre une trace sismique avec l'application de différent gain.

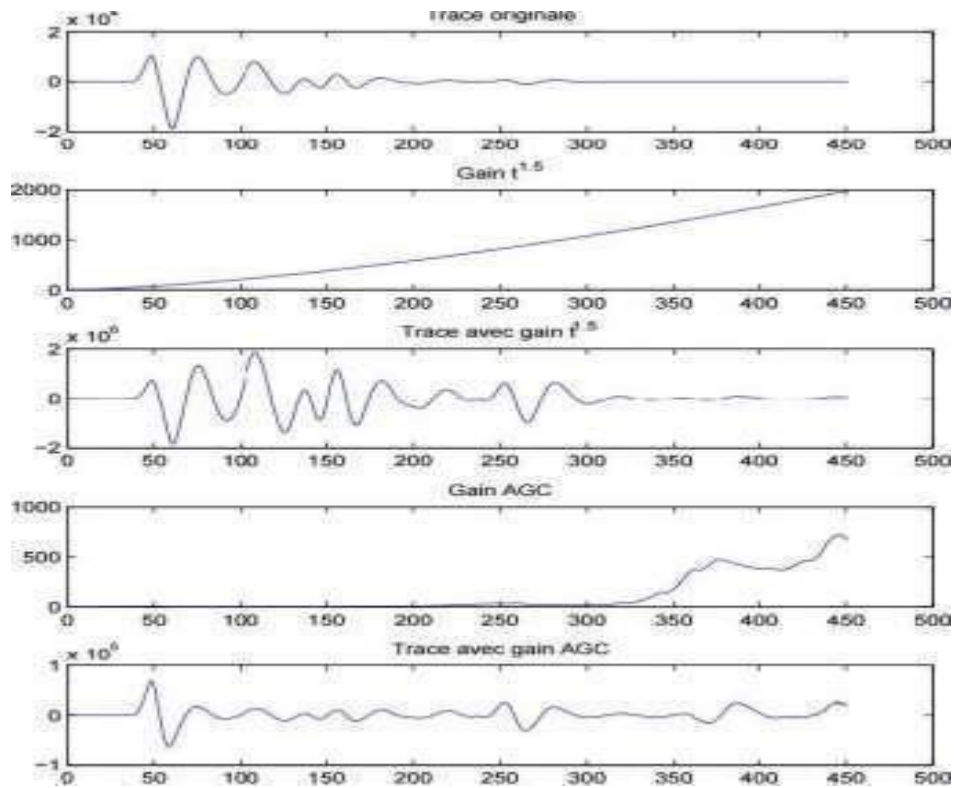


Figure II.4 : une trace sismique avec différent gain. (Cours géophysique pétrolière tom.3).

La figure suivante nous montre une coupe sismique avant et après l'application d'un gain de 100ms :

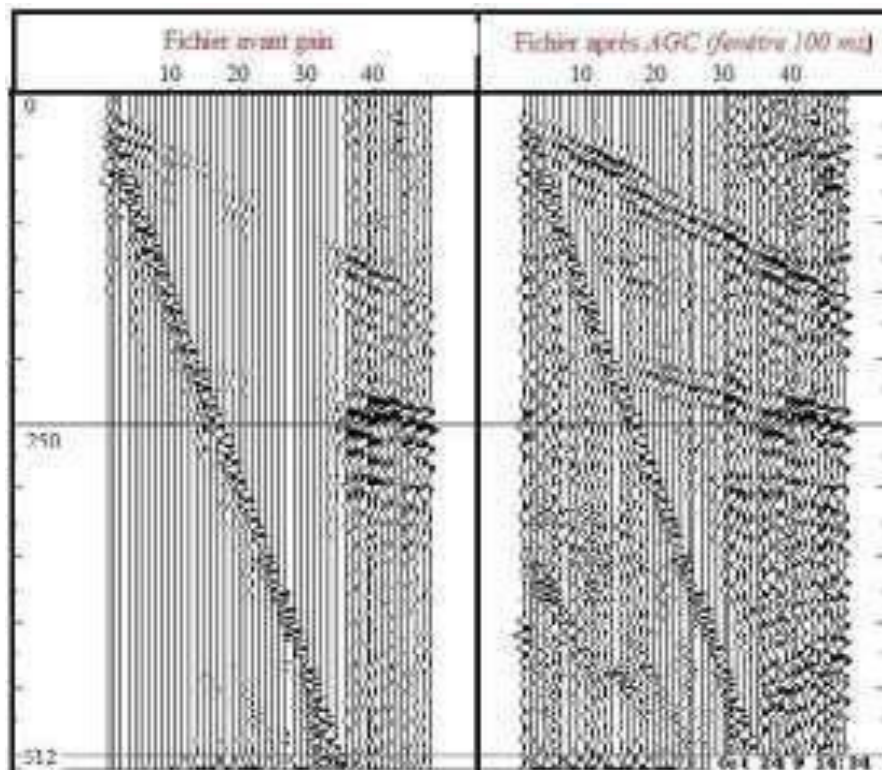


Figure II.5 : coupe sismique avant et après gain de 100ms. (Cours géophysique pétrolière tom.2).

II.3.4 La déconvolution

La déconvolution est un processus mathématique qui permet d'avoir la séquence des réflectivités du signal à partir des traces sismiques et l'amélioration de la résolution temporelle du signal.

La figure suivante nous montre une trace sismique avant et après déconvolution

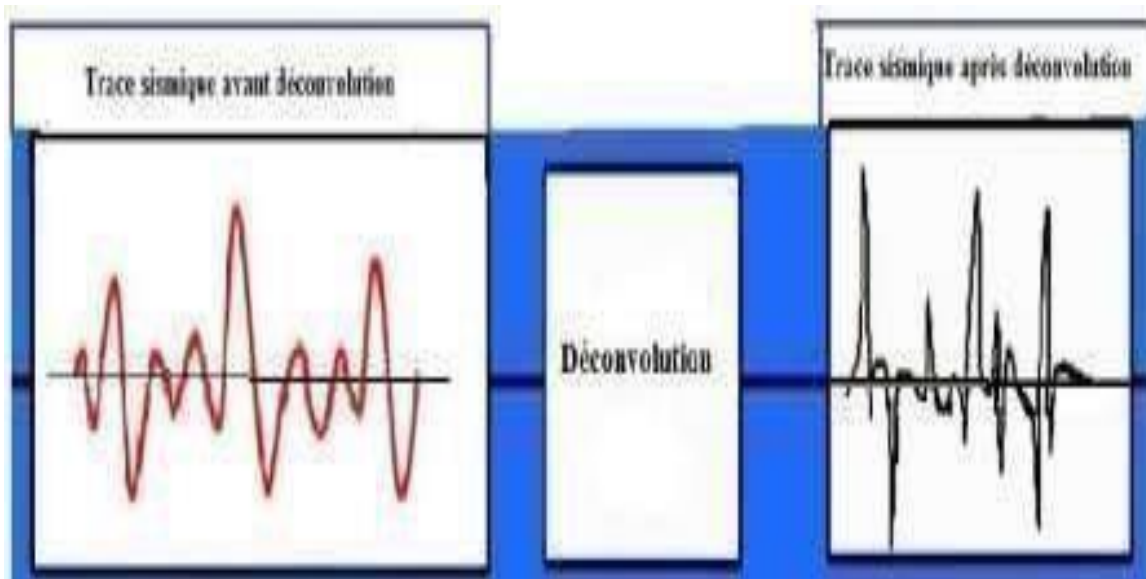


Figure II.6 : trace sismique avant et après déconvolution. (Cours géophysique pétrolière tom.2).

La figure suivante nous montre coupe sismique avant et après déconvolution :

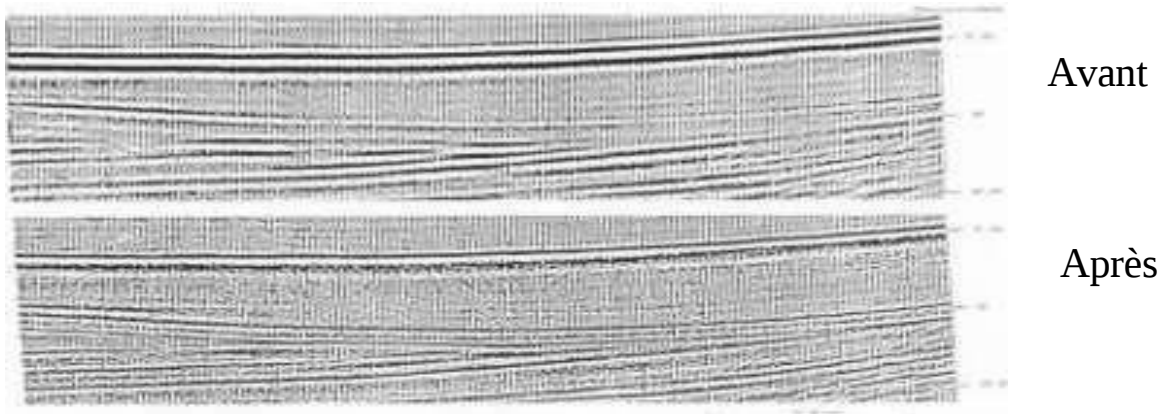


Figure II.7 : coupe sismique avant et après déconvolution. (Cours géophysique pétrolière tom.3).

II.3.5 La correction dynamique (NMO-DMO)

➤ Normal MoveOut (NMO) :

La correction NMO suppose que les réflecteurs sont horizontaux. C'est une correction qui compense le retard causé par l'écartement croissant qui existe entre la source et les récepteurs. Elle est appliquée à chaque échantillon de trace obtenu sur les différents récepteurs et par la même émission de la source en fonction de l'écartement source récepteurs et du temps d'arrivée des échos.

La correction NMO provoque l'allongement de l'ondelette mesuré et si l'allongement est supérieur à un seuil donné l'ondelette est supprimée. Ce phénomène est illustré par la figure suivante.

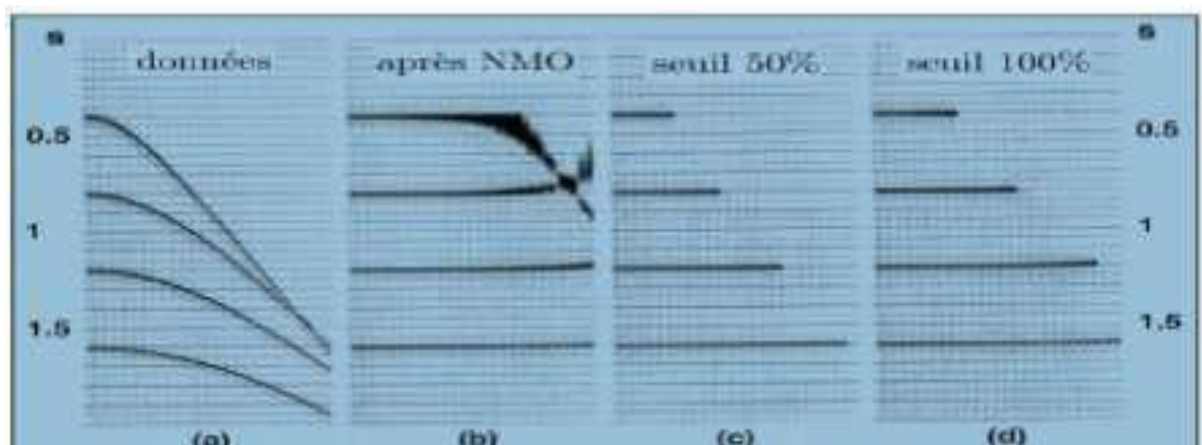


Figure II.8 : correction NMO avec des seuils différents. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

La figure suivante montre un CMP (point milieu commun) avant et après une correction NMO.

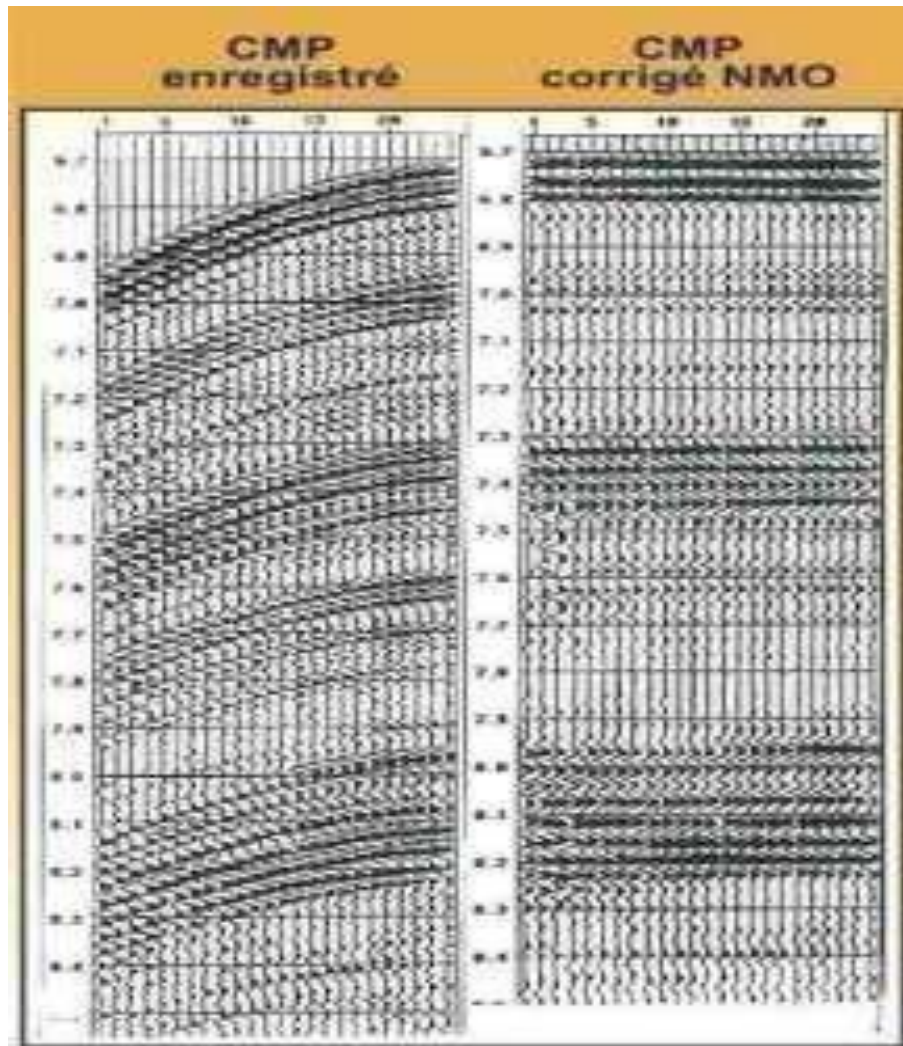


Figure II.9 : CMP après et avant correction NMO. (Cours géophysique pétrolière tom.2).

➤ **Dip Move out (DMO) :**

La correction DMO a le même but que la correction NMO mais on utilise si les réflecteurs ne sont pas horizontaux. La figure qui suit nous montre la différence entre ces deux corrections.

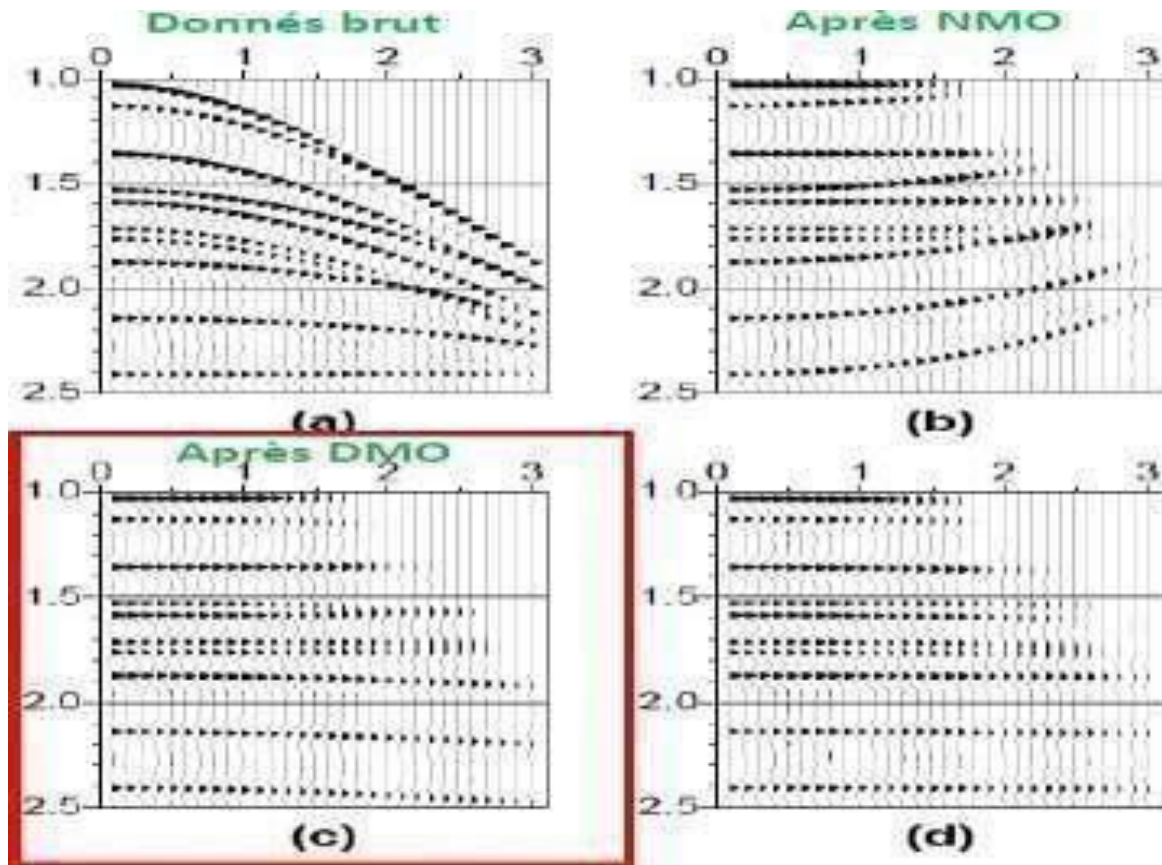


Figure II.10 : la différence entre la correction NMO et DMO. (Cours géophysique pétrolière tom.2).

II.3.6 Analyse de vitesse :

L'analyse de vitesse consiste à rechercher l'équation de l'hyperbole qui passe, au mieux à travers les signaux correspondant à une réflexion.

Elle peut se faire à partir d'un spectre de vitesse et le spectre de vitesse est obtenu en sommant le CMP, ou en calculant la cohérence successivement pour un ensemble de vitesses ou en traçant le contour des sommations obtenues pour chacun des vitesses.

La vitesse de correction est celle qui donne la meilleure corrélation. La vitesse d'addition choisie est celle qui optimise l'amplitude de la trace somme (après correction dynamique).

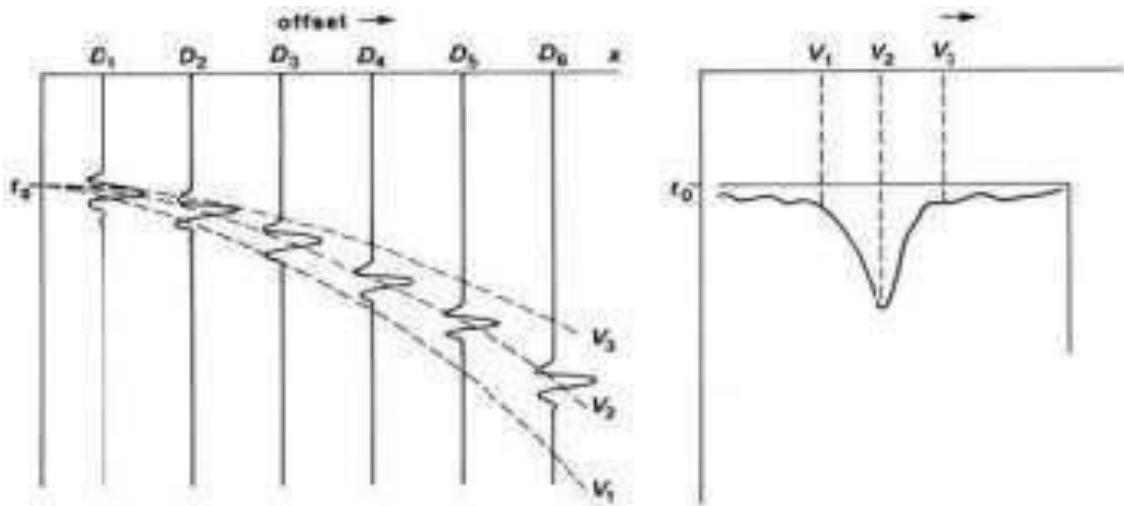


Figure II.11 : détermination de la vitesse optimale pour un réflecteur donné. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

La figure suivante montre une coupe sismique avant et après une analyse de vitesse :

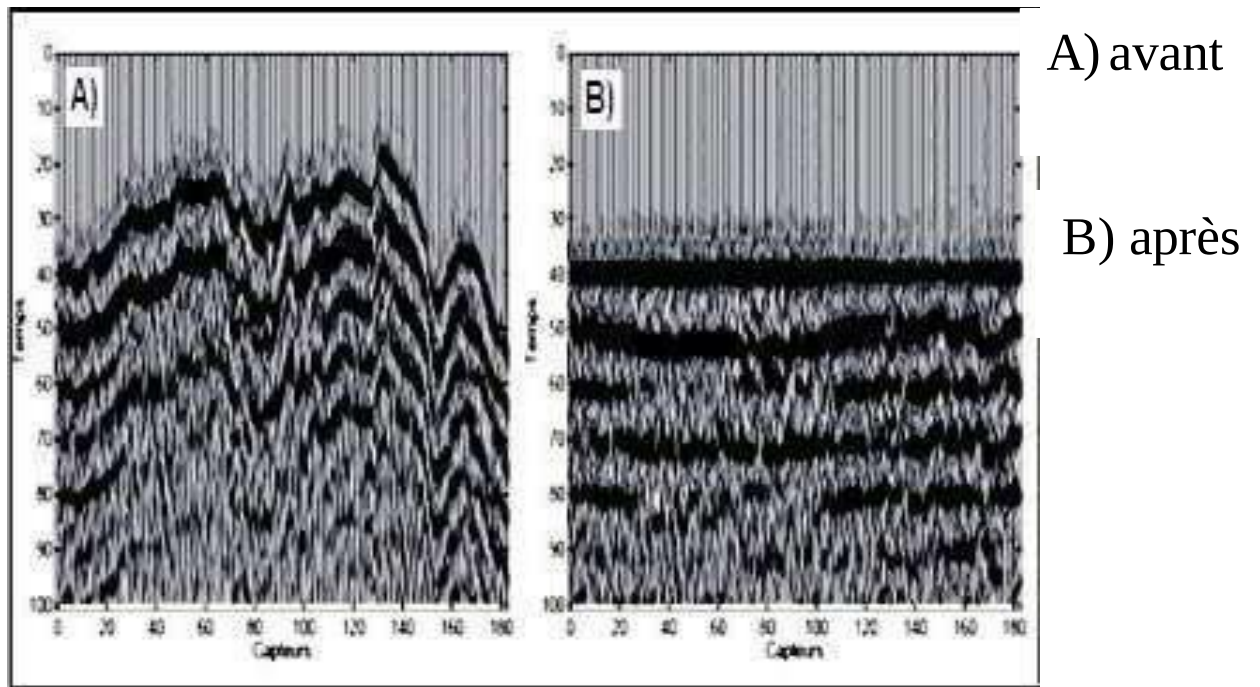


Figure II.12 : coupe sismique avant et après une analyse de vitesse. (Cours géophysique pétrolière tom.3).

II.3.7 Filtrage en fréquence

Le filtrage en fréquence est appliqué pour garder une bande de fréquence donnée avec le minimum de modification possible et de supprimé le reste.

II.3.8 La correction f-k

La correction f-k permet d'éliminer les bruits cohérents. La figure suivante montre des traces avant et après une correction f-k.

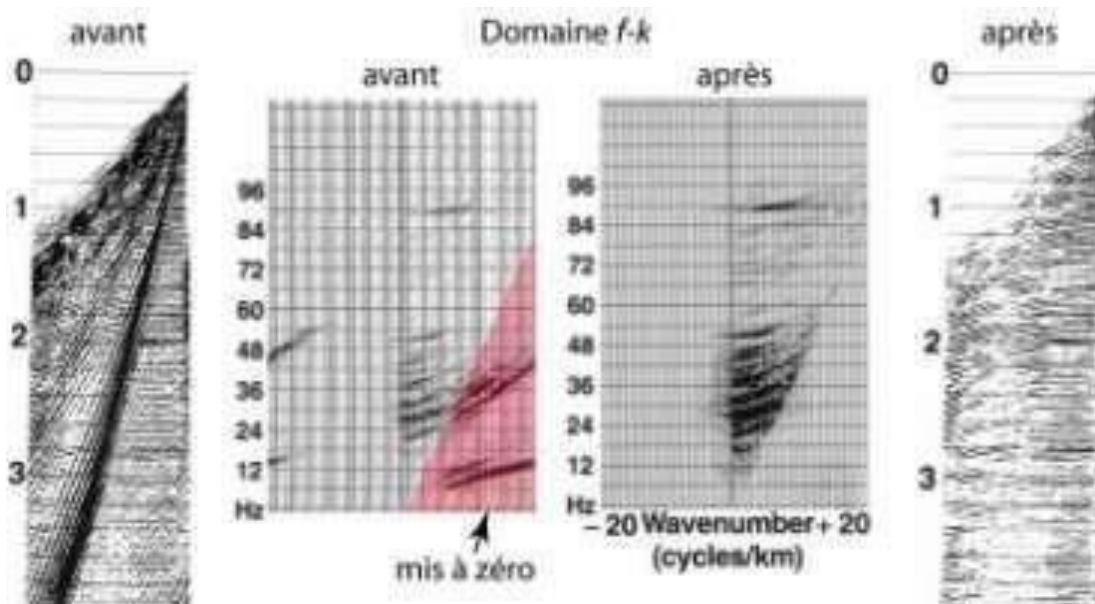


Figure II.13 : élimination du bruit cohérent avec la correction f-k. (Cours géophysique pétrolière tom.3).

II.3.9 La sommation

La sommation est appliquée aux traces sismiques pour amplifier les signaux correspondant aux réflecteurs et l'atténuation des signaux correspondant aux bruits.

La figure suivante nous montre des traces avant et après sommation :

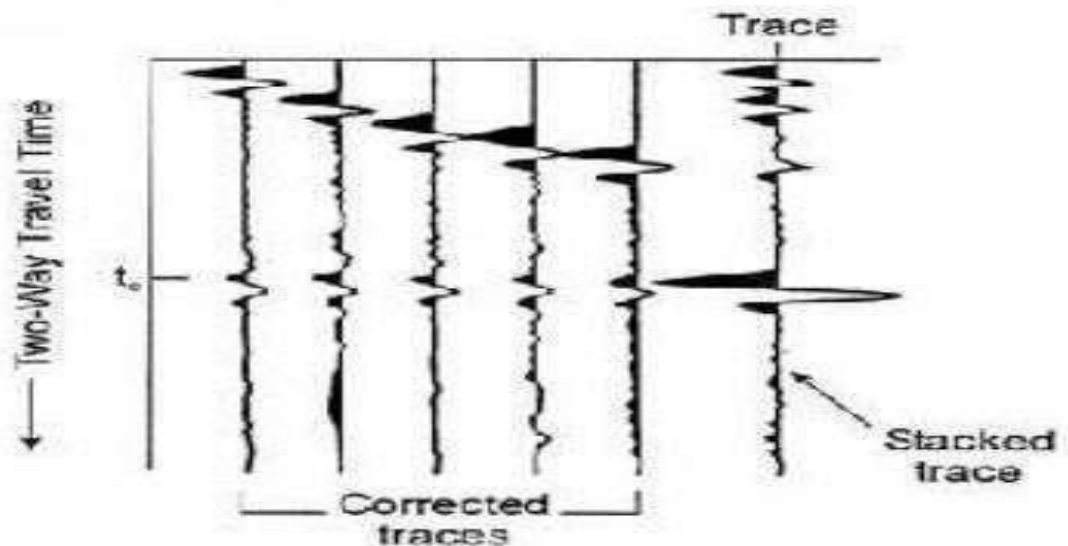


Figure II.14 : la sommation des traces. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

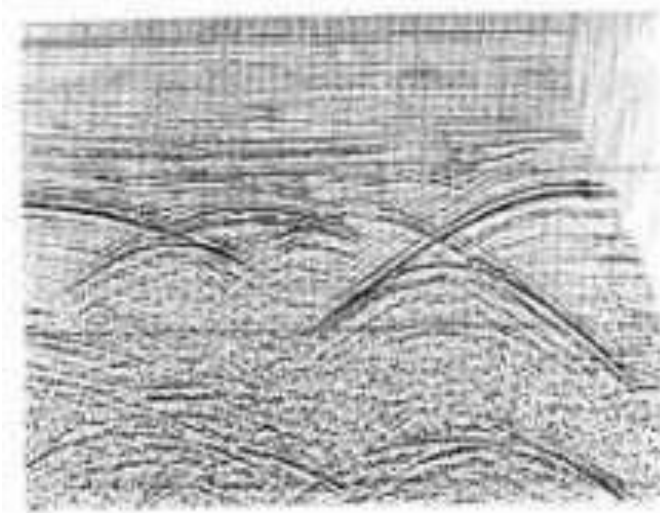
II.3.10 La migration

La migration est un paramètre appliqué aux signaux qui permet d'avoir la position exacte de couches non horizontales qui ne sont pas mis en évidence par les autres types de traitement.

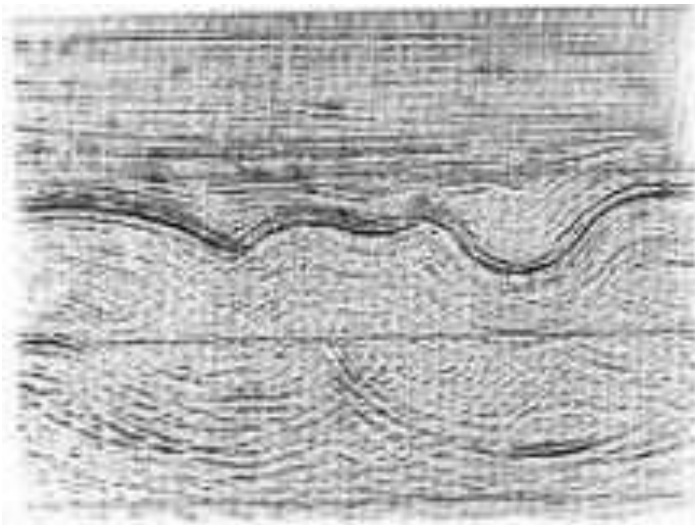
Elle a pour but de :

- Mettre les événements en leurs vraies positions.
- Focaliser les hyperboles de diffraction à leurs sources.
- Eliminer les distorsions provoquées par les variations latérales de la vitesse.

La figure suivante nous montre un profil sismique avant l'application de la migration et après :



II.3.9.1 Profil sismique non migré



II.3.9.2 profil sismique migré

Figure II.15 : profil sismique avant et après migration. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

II.4 Interprétation des données sismiques :

II.4.1 Définition :

L'interprétation est l'une des étapes les plus cruciales car les informations à l'issue de cette étape devront permettre aux géologues d'établir les différentes cartes qui seront la représentation la plus exacte possible des structures et la nature des roches du sous-sol.

II.4.2 Les étapes de l'interprétation des données sismiques.

II.4.2.1 Présentation des données :

Lors d'un travail d'interprétation sismique il est nécessaire de disposer des trois documents suivants : un plan de position, les données des puits et les sections sismiques.

➤ Un plan de position

C'est un document sur lequel figure les informations suivantes : l'échelle utilisée, les profils sismiques et leur dénomination par année de réalisation, les sites de forage existants et leur dénomination, les coordonnées métriques et géographiques de la région.

➤ Les données des puits

C'est un document constitué par les fiches stratigraphiques des différents puits, ainsi que les carottages sismiques et les profils sismiques verticaux (VSP) correspondant à ces puits.

II.4.2.2 Choix des horizons

Le choix des horizons se fait à partir des objectifs pétroliers de la région prospectée et de la qualité des résultats sismique.

II.4.2.3 Le calage

Le calage des horizons se fait en utilisant le carottage sismique ou le profil sismique en suivant les étapes suivantes :

- Déterminer les profondeurs relatives à chaque horizon à partir de la fiche stratigraphique.
- Ramener ces profondeurs au plan de référence du carottage sismique d'altitude ZDPC.
- Convertir ces profondeurs en temps simple (TS) à partir de la courbe du carottage $T=f(P)$.
Ramener les temps simples bruts au plan de référence de la section sismique par laquelle passe ce puits d'altitude ZDPS. Cela en effectuant une correction statique CS à l'aide des formules suivantes : Avec
 - TSC : temps simple corrigé.
 - TS : temps simple brut.
 - VC : vitesse de comblement (vitesse du premier compact rencontré après la zone altérée).

II.4.2.4 La corrélation et identification des failles :

La corrélation consiste à suivre le réflecteur d'un horizon choisit sur l'ensemble des sections sismique de la région étudiée. Pour se faire deux critères entre en jeux à savoir : la continuité des réflecteurs et le caractère de la réflexion.

Les failles s'identifient par :

- La chute et la dégradation du caractère sismique
- Ou la rupture brusque et momentanée de la continuité de réflexion.

La figure suivante met en évidence l'identification d'une faille par rupture brusque de la continuité des réflecteurs.

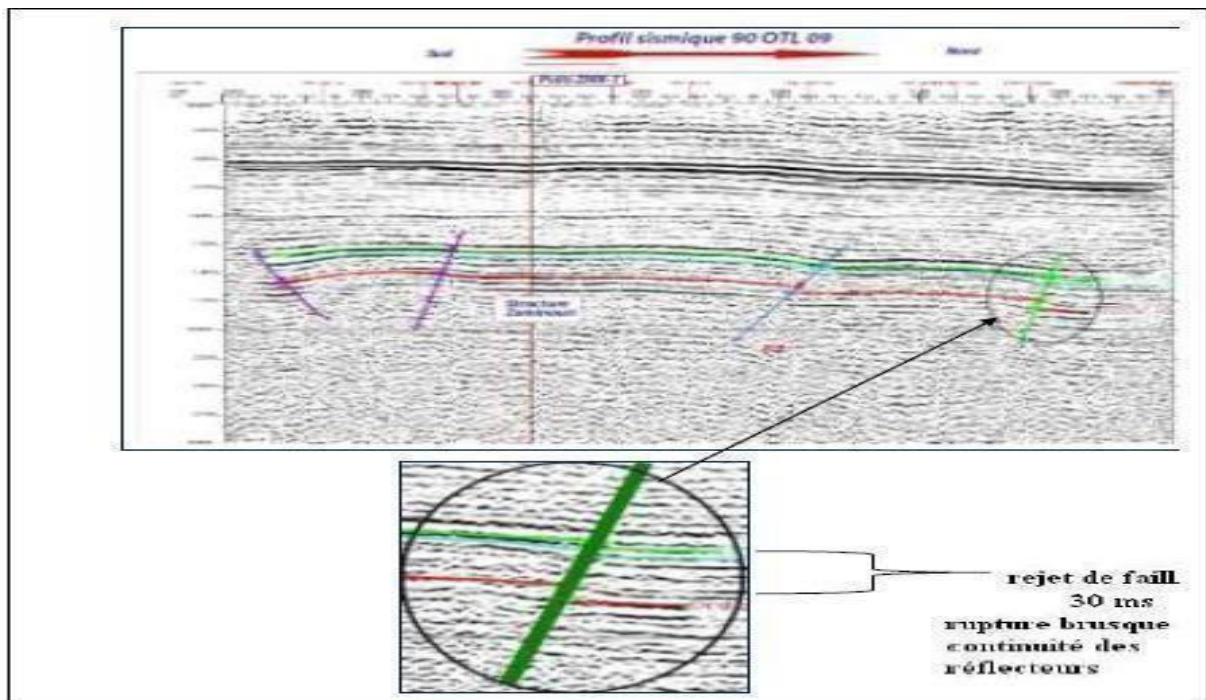


Figure II.16 : identification d'une faille par rupture brusque de la continuité des réflecteurs.
(Cours géophysique pétrolière tom.2).

II.4.2.5 Le chronométrage

Le chronométrage consiste à une lecture des temps doubles au niveau de chaque horizon. Il peut se faire manuellement à l'aide d'une règle graduée adéquate aux sections sismiques afin de réaliser une carte en isochrones.

II.4.2.6 La réalisation des cartes

L'établissement des cartes en iso valeurs est l'aboutissement de tout le travail que nous avons eu à voir précédemment.

➤ Les cartes d'isorichesse

Les cartes d'iso richesse sont les cartes qui met en évidence la matière organique présent dans la roche mère et de voir les potentielles zones capables de générer les hydrocarbures. La figure suivante montre un exemple de carte iso richesse :

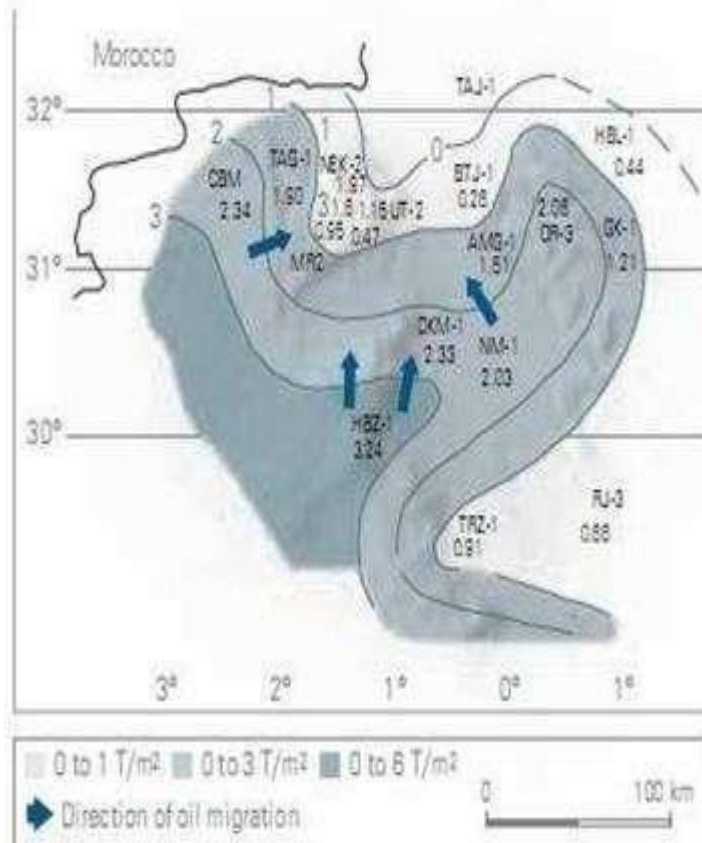


Figure II.17 : Carte d'iso richesse. (Cours géophysique pétrolière tom.1).

➤ Carte de température

Les cartes de température sont établies dans région étudiée afin de voir les zones où les degrés de maturation de la matière organique est atteints.

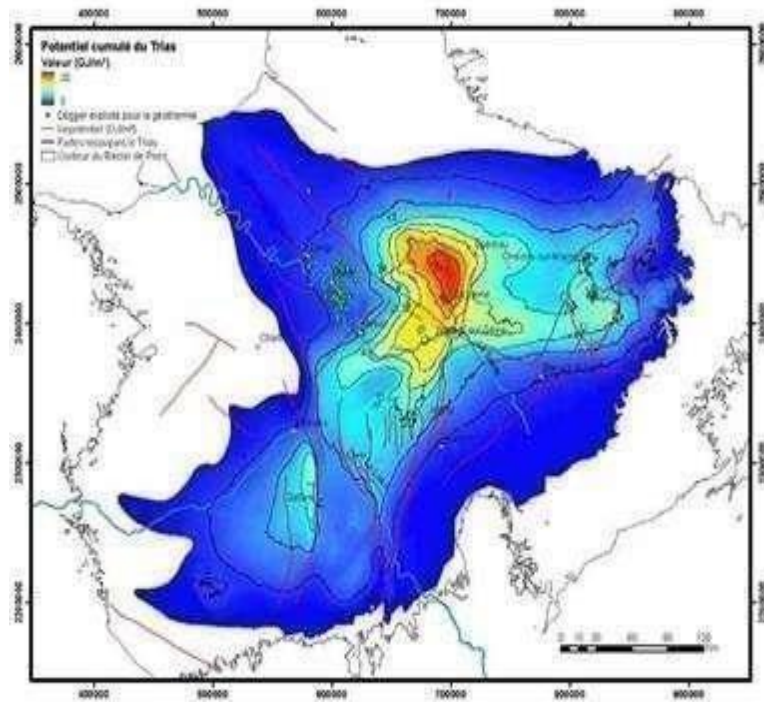


Figure II.18 : exemple de carte de température. (Cours géophysique pétrolière tom.2).

➤ Carte iso pâque de la roche mère

C'est une cartographie de la roche mère il permet de voir l'évolution de son épaisseur dans le bassin et la quantité des hydrocarbures qu'il peut générer. La figure suivant nous montre un exemple de carte iso pâque.

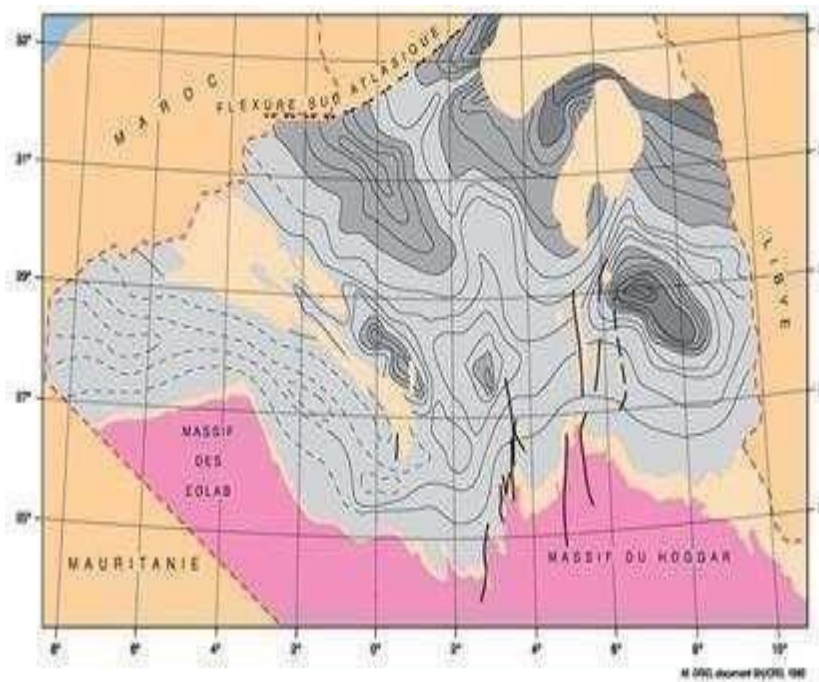


Figure II.19 : exemple de carte isopaque (Cours géophysique pétrolière tom.2). [4]

**CHAPITRE III : INTERPRETATION SISMIQUE ET
EVALUATION PETROLIERE DANS LE BASSIN
COTIER MAURITANIEN**

III.1 Historique de l'exploration pétrolière

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 Minerals Corporation a servi de point de départ aux recherches pétrolières en Mauritanie indépendante, exception faite pour les travaux entrepris par la Société Africaine de Pétrole, S.A.P. de 1960-1962 dans le Taoudeni. La superficie du Bassin Atlantique mauritanien couvert par l'exploration pendant cette phase est estimée à environ 100 000 km².

III.1.1 Le permis n° 10-A

Ce permis fut accordé le 2 juillet 1966 à Plan et Oil & Minerals Corporation.

Il s'étend à partir de la latitude de la ville de Nouadhibou (Cap-Blanc) en offshore et onshore du Nord au Sud, jusqu'à 18° 30' Nord. Son extension est-ouest est de quelques kilomètres en onshore jusqu'à la courbe bathymétrique 200 m en offshore. Le permis a été abandonné en juillet 1976. Les puits qui y ont été forés sont les suivants :

CAP TIMIRIS-1B:

Lat. 18° 50' 5" N

Long. 16° 29' 48" W

CAP TIMIRIS-2.

Lat. 18° 52' 53" N

Long. 16° 32' 39" W

AKZ-1A lat :

20° 17' 35" N

Long. 17° 32' 2" W

III.1.2 Le permis n° 14-A

La société EXXON (ESSO) a obtenu un permis de recherches pétrolières en Mauritanie le 13 mai 1968. Le permis n°14-A, ainsi accordé à ESSO, avait une superficie initiale de 17 190 km².

Il s'étend du sud au nord, de la latitude de Saint Louis (Sénégal), 16°, jusqu'à la latitude 18° 30' (limite sud du permis n°10-A accordé à PLANET), et ses limites est-ouest sont respectivement la côte et la courbe bathymétrique 200 m. ESSO a foré 3 puits sur son permis (MTO-1, 2,3) et l'a rendu intégralement en 1973. [5]

III.2 Interprétation des données sismique 3D :

L'interprétation sismique, ou interprétation sémantique d'une image sismique, est une étape de la chaîne de l'exploration pétrolière qui vise à analyser des données sismiques en vue de générer des modèles et des prédictions sur les propriétés et la structure du sous-sol [Schlumberger Oilfield Glossary, 2009].

III.2.1 Le champ de Chinguetti

La haute qualité de l'ensemble de données sismiques et la bonne corrélation avec les propriétés des roches et des fluides ont encouragé la production d'un ensemble de données inverse pour la modélisation du réservoir.

Les horizons du réservoir et les failles associés ont été prudemment recartographiés en détail. En plus la cartographie inter-réservoir a permis l'identification de plusieurs séquences sismiques cartographiable au delà de la zone du champ et certains événements sismiques associés qui n'ont qu'une étendue locale.

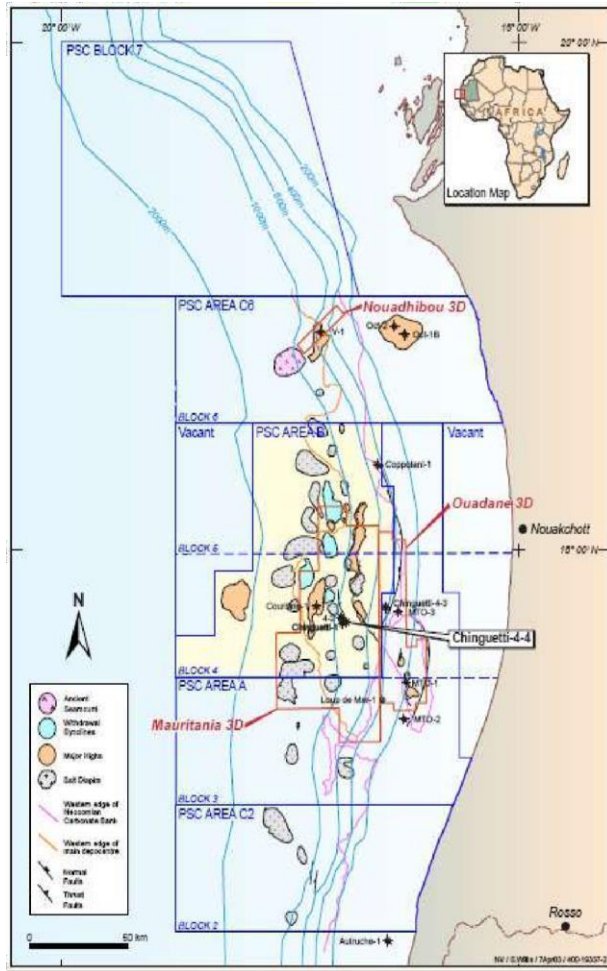


Figure III.1 : Localisation du champ de Chinguetti et Ses éléments structuraux (Rapport Woodside-2005)

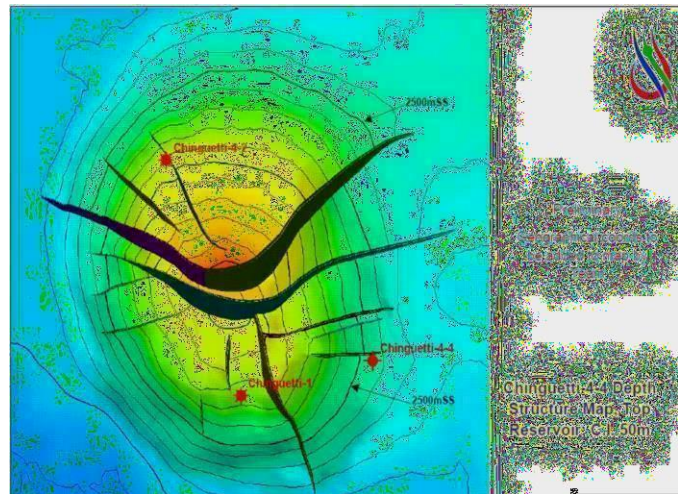


Figure III.2 : représentation de polygones de faille majeurs détectées par la sismiques (Document)

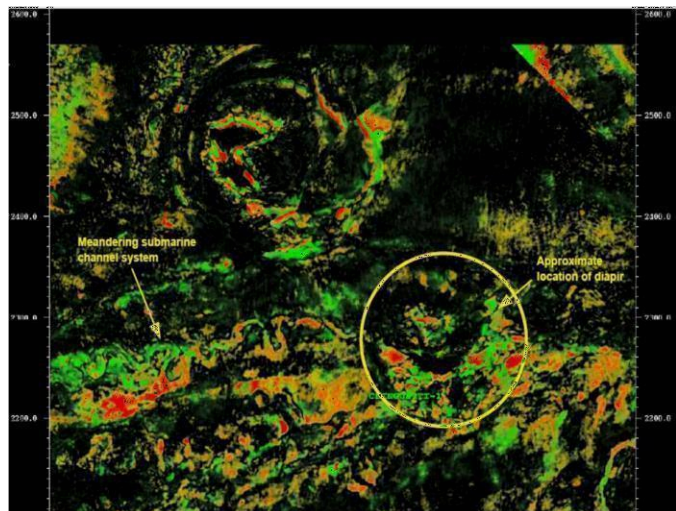


Figure III.3 : Détection de dépôt de chenaux révélée par la sismique

III.2.1.1 L'interprétation Sismique de données :

Les études géophysiques nous ont données comme résultats une section sismique en temps qui nous a permis de clarifier les différentes couches géologiques sous sols.

Ainsi la détermination de différentes structures géologique.

En se basant sur la technique autopicking on arrive à tracer les différentes failles qui existent dans les couches géologiques.

On peut remarquer encore la présence de structure des dômes de sels traversée par un réseau des failles conjuguées.

Si on observe de plus en plus la section sismique on remarque que les failles se manifestent sous forme de structures grabens et Horsts. L'impédance de ces failles marque deux failles conjuguées qui poussent le bloc central en bas.

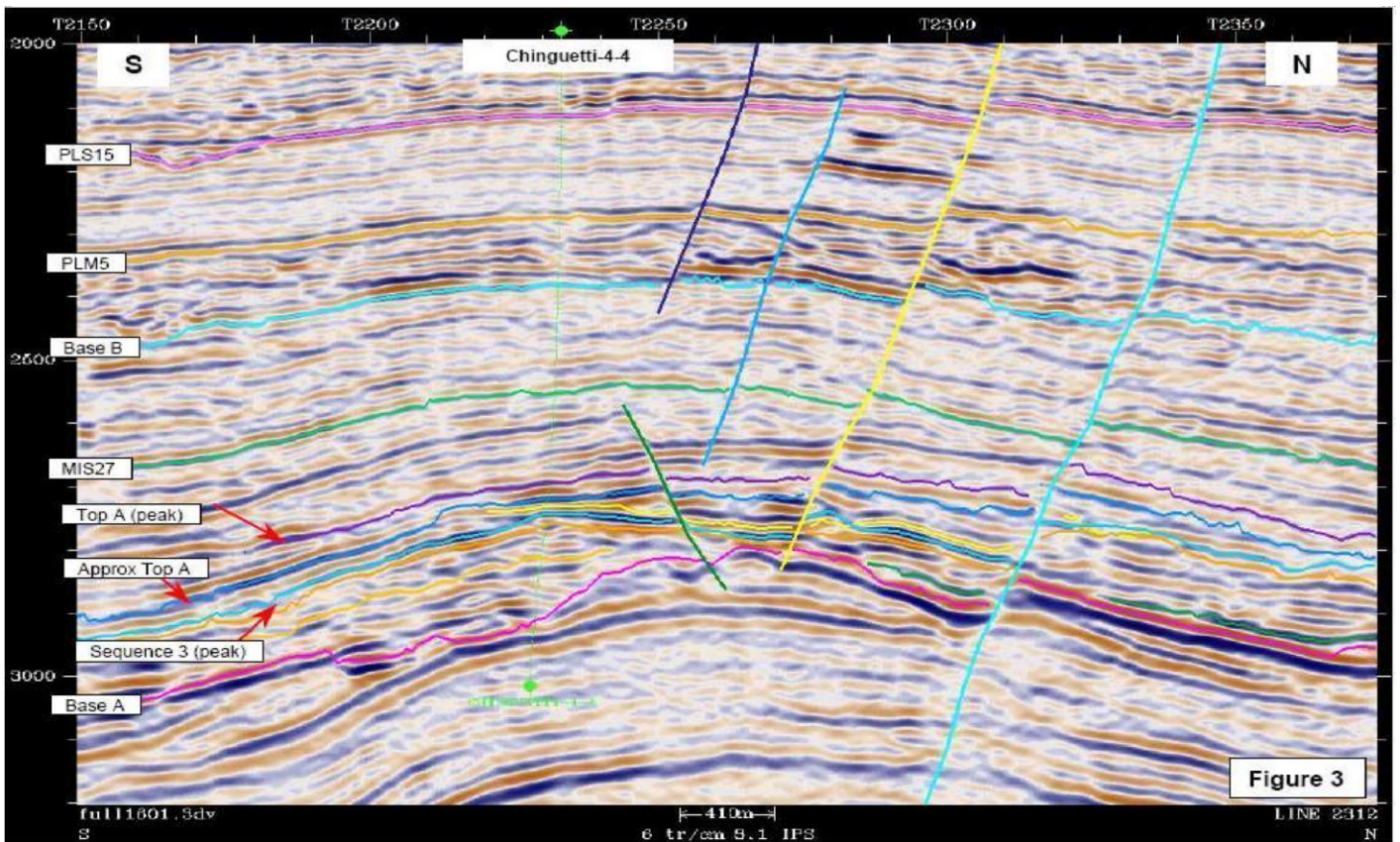


Figure III.4 : section sismique du champ Chinguetti.

D'après les études avancées on a pu établir la carte structurale (**Figure III.5**) à partir de horizons sismiques cette carte représente les failles sous forme de polygones continués. Les réseaux de failles précitées sont situées dans les puits Cinguettit-1 ; 2 et 4-4.

III.2.2 Le champ de Ras El-Beida

Le forage Ras El Baida A-1, de Latitude : 20° 15 1 48,433" N et Longitude : 17° 52' 02,885" W, est situé au Nord de l'offshore du bassin côtier mauritanien. Il a été foré en 1980 par Hispanoil, sous une profondeur d'eau de 1119m. Il est situé à 35km à l'Ouest du puit Al kinz 1-A.

L'objectif était d'évaluer le potentiel en hydrocarbures d'une gigantesque structure reconnue à partir des données sismiques et de mettre en évidence les réservoirs des hydrocarbures rencontrés.

Le calage sismique a été fait à partir des données des logs Gamma Ray et Sonic des deux puits. L'interprétation sismique a permis de faire plusieurs constatations et de dégager plusieurs idées. Après avoir tracé les limites stratigraphiques sur les sections traversant les forages (**Figures III.5 et III.6**), l'interprétation des différents horizons a été élargie par la réalisation des cartes isochrones. Sept et six horizons ont été pointés respectivement dans les **figures III.5 et III.6**. Ils correspondent aux marqueurs sismiques ou toits géologiques. Ils ont été identifiés à partir des données bio stratigraphiques. Le toit du Crétacé supérieur a été tracé à partir du calage des puits sur les profils sismiques. Il a été identifié (piqué) sur presque toutes les sections sismiques parcourant la zone d'étude. Cet horizon correspond à une forte discordance montrant par endroit des troncatures d'érosion (Toplap) bien marquées sur la section DMON120 (**Figure III.5**). Quelques systèmes de chenaux et deltas sont également mis en évidence.

(Document woodside.2005) Ras El-beid. (Document woodside.2005)

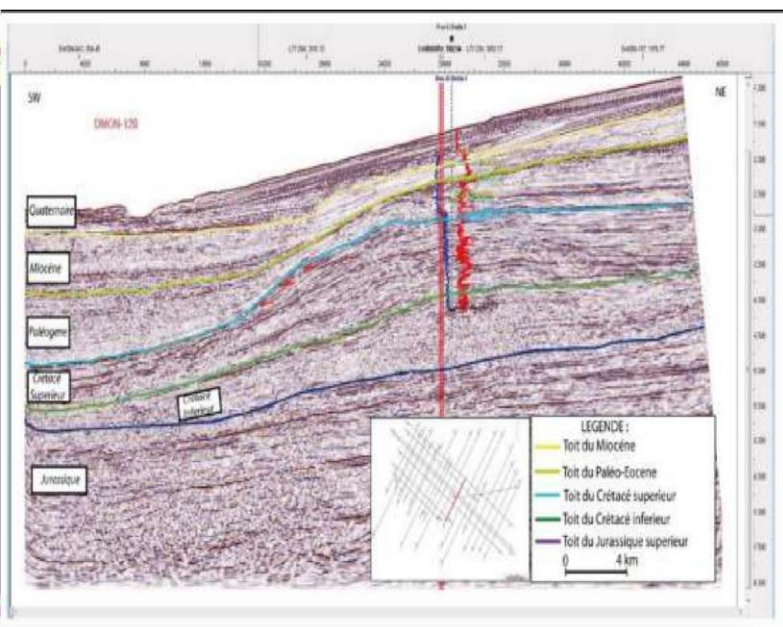


Figure III.5 : Section sismique DMON-120 passant par RB

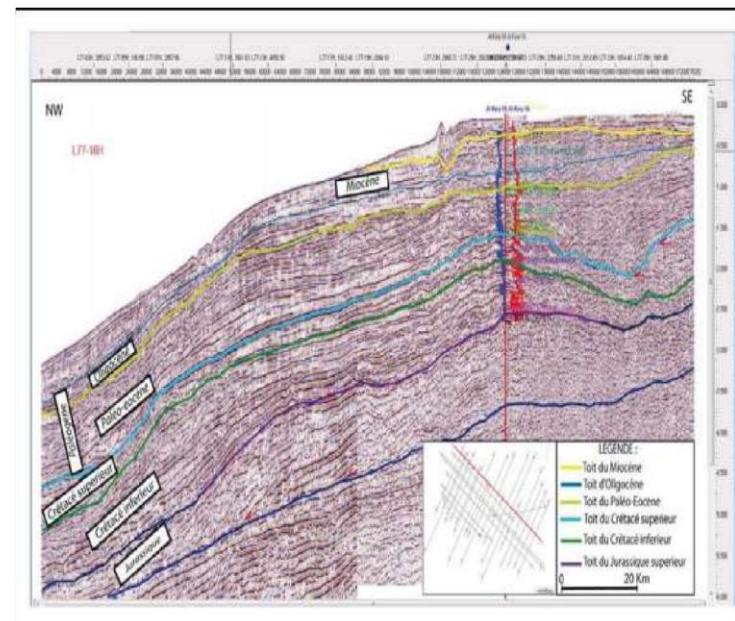


Figure III.6 : Section sismique L77-16H passant par RB

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 pour donner des huiles (Ras El-beida), atteignant à certains endroits la fenêtre à gaz (gisement Pélican). Figure Ci-dessous :

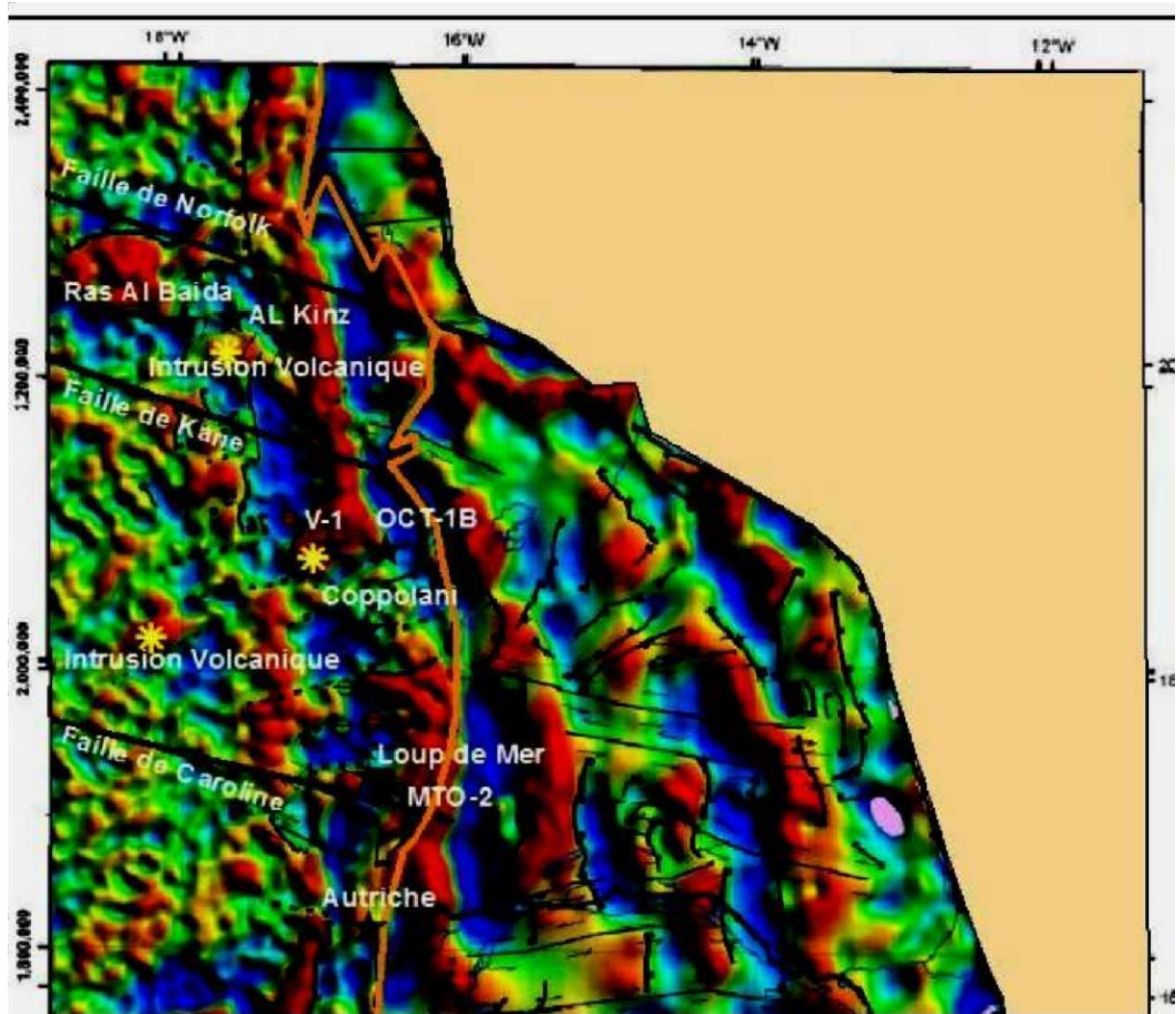


Figure III.7 : Carte gravimétrique montrant les structures tectoniques ; les intrusions volcaniques et les positions de puits aux alentours de RB-1. (Document woodside.2005).

III.2.3 Le champ Faucon :

A été foré par Dana Petroleum(E&P) en Nouakchott-Mauritanie Par D-Puyor 18 Déc 2005 la découverte était de gaz dans des sables d'âge campanien-Albien dans le bloc-1 en offshore du bassin côtier mais elle a été abandonnée rapidement suite à une élévation rapide du niveau de gaz. Le total de profondeur qui était atteint est de 4170m. [6]

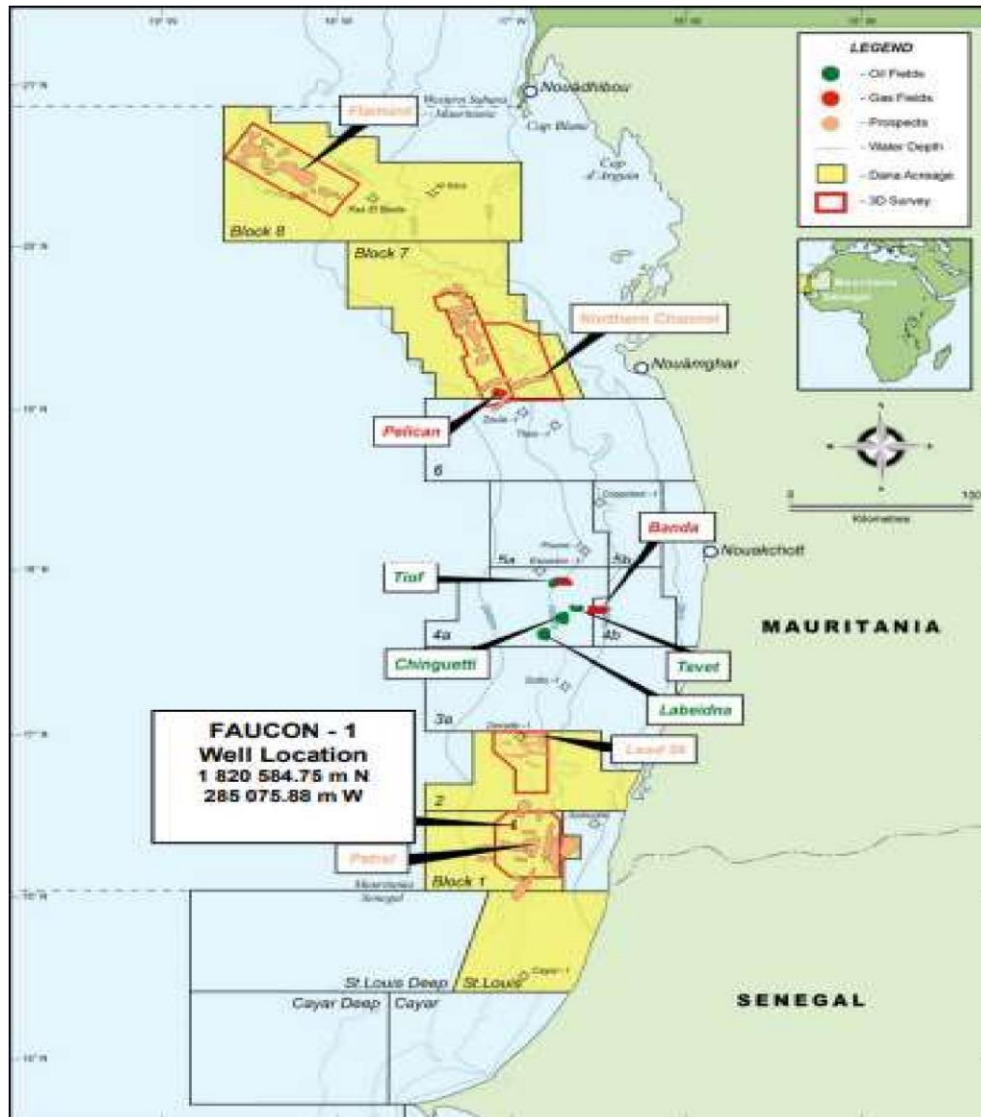


Figure III.8 : Localisation géographique du champ faucon.Dana.2005.

III.2.3.1 Etude sismiques du champ Faucon :

Notre travail a été réalisé comme la suite :

- étape-1 : Téléchargement de données de type SEG-Y
- création d'un projet et importation des fichiers (SEG-Y)
- Edition des Paramètres

-Projection des coordonnées (UTM-WGS)

-Visualisation de la section sismiques (full stack : Section sismiques final Après traitement)

Après la mise en place d'une section sismique en amplitude l'étape suivante est de pointer les horizons. Le défi de l'interprétation sismique est d'accentuer les principales structures géologiques.

Le pointage des horizons est une étape primordiale dans l'interprétation sismique.

En pétrel, pour travailler sur le volet sismique interprétation on utilise deux outils :

-les players : Pour parcourir In-line et X-line (in-line et Xline, 3D seismic)

-Tools Palette : pour piquer les horizons

Après le pointage des horizons on les exporte et ils s'affichent sous forme de surface (map) et Puis on le plote sur la section sismique

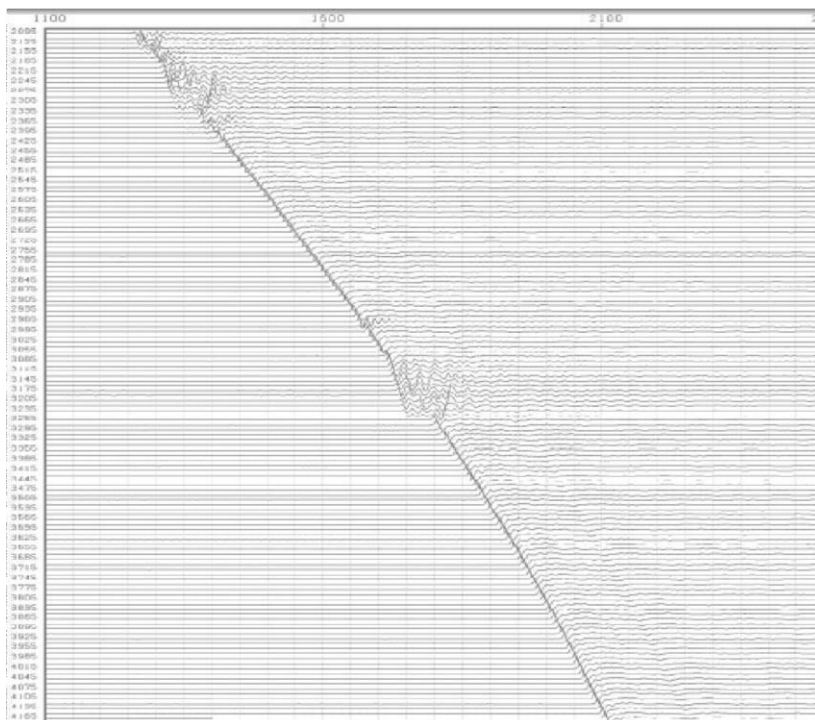


Figure III.9 : Données velocity servay traces. [7]

III.3 Évaluation pétrolière :

Les résultats obtenus d'après les données de l'interprétation sismiques et les données de puits de forages de ces 3 champs montre : -les sections sismiques des ces champs pétroliers marquent des pièges : failles, dômes de sels et biseaux stratigraphiques très appropriés à la piégeage des Hydrocarbures. -L'analyse géochimique de ces roches mères des 3 Champs :

III.3.1 Le champ de Chinguetti du Miocène supérieur (Tortonien) à Moyenne Miocène (Serravalien), La M.O est de type Planctonique foraminifère, le TOC=4.90% Net/Gross=0.30% Porosité=Varie entre 20 à 25% et le R₀ est de 0.65 à 0.72 dans le profondeur. Le réservoir est Situé dans la formation MCN5-S20 (Sandstone, silistone, minor calcilutite and claystone).

III.3.2 Le champ de Ras El Beida du crétacé (Cenomanian-Turonian), est constitué par des matières organique de types planctoniques ainsi que d'autres foraminifères Le TOC=5.44% Net/Gross=0.37% Porosité= varie entre 18 et 30%. La Température elle est élevée (500° et 520°) R₀=0.59.

III.3.3 Le Champ Faucon Foré par Dana E&P du Crétacé Supérieur (Cenomanian-Turonian) dans des sables gréseux, La M.O est de types planctoniques (Concavta et brotzeni) le TOC= 1.9%, Net/Gross=0.20% Porosité=varie entre 11 à 15%, le réservoir est situé dans la formation TUM89 entre 3309.40m-3458.40m le gaz a été rencontré dans la formation CAS75 à 2928.20m T°max est de 420° R₀ est de 0.30.

Le bassin méso-Cénozoïque Côtier est qualifié de zone à perspective pétrolière, il est aussi qualifié parmi les bassins sédimentaires ayant connu une histoire assez particulière. L'étude sismo-structurale du bassin a permis, de répertorier un certain nombre d'éléments structuraux, liés à l'extension accompagnant le rifting et l'ouverture de l'atlantique central conditionnant l'évolution du bassin.

L'étude d'évaluation du potentiel pétrolier qu'on a effectuée dans les 3 champs À partir des données de la sismique couplé par la litho-stratigraphie et l'analyse géochimique de ces champs à montré l'existence des roche mère d'âge Cénomanien-Turonien (crétacé supérieur) et du Miocène supérieur(Tortonien), riches en matière organique de type II.

L'interprétation des puits forés a permis de mieux caractériser ces roches mères, qui sont capable de générer des hydrocarbures liquides et de conclure sur la présence d'un système pétrolier au niveau de : Chinguetti Ras El-Beida et Faucon. En effet, la maturation de la roche mère d'âge Cénomanien-Turonien augmente du Nord vers le Sud et de l'Est vers l'Ouest tout en permettant à celle-ci d'être marginalement mature à super-mature dans la zone de Ras El-Beida et Bir-Allah. [8]

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

Le bassin côtier mauritanien est un bassin de type marge passive situé sur la côte orientale de la partie centrale de l'océan atlantique. L'interprétation sismique que nous avons effectuée, a pu illustrer que les horizons montrent une discontinuité de réflecteurs pouvant être des marqueurs de failles et dômes de sel.

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

Les travaux qu'on avait fait, nous ont permis d'étudier le bassin côtier par la méthode sismique qui nous ont conduit à déterminer les différents types de pièges (failles et dômes de sels).

Les résultats des études sismiques associées aux données de forage dans les puits Chinguitti 4-4 et puits Faucon1 et Ras Beida 1 (RB-1) sont très encourageants et montrent que le potentiel pétrolier du bassin côtier est très important avec des réserves très rentables.

Dans la partie Nord du bassin côtier de la Mauritanie et au niveau du complexe Ras el Beida, l'interprétation sismique combinée avec l'étude litho-stratigraphiques des forages en question (AK-1a, RB-A1 et FLT-1), ont permis de mettre en évidence :

- Des systèmes de chenaux et de deltas qui peuvent éventuellement correspondre à des réservoirs silicoclastiques :
- L'approfondissement de la zone étudiée vers le NW pendant le Crétacé inférieur ;
- plusieurs structures pétrolières d'âge Crétacé illustrées par les cartes isochrones.

Enfin, il est à conclure aussi que la zone d'étude possède un grand potentiel pétrolier car tous les éléments nécessaires à la formation et à l'accumulation des hydrocarbures y sont présents.
[9]

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- [1] ADEGOKE, O.S., JAN DU CHENE, R.E. and AGUMUNU, A.E., 1978. Palynology and age of the Kerri-Kerri Formation, Nigeria. *Rev. Esp. Micropaleontol*, v. 10, p. 267-283.
- [2] BLOW, W.H., 1969. Late Middle Eocene to Recent planktonic foraminiferal biostratigraphy. *Proc. 1st Planktonic Conf.*, Geneva, 1967, v. 1, p. 199-421.
- [3] BLOW, W.H., 1979. *The Cainozoic Globigerinida*. E.J. Brill, Leiden, 1413 p.
- BUJAK, J., 1984. Cenozoic dinoflagellate cysts and acritarchs from the Bering Sea and northern North Pacific, DSDP leg 19. *Micropaleontology*, v. 30, p. 180-212.
- [4] Cours Géophysique pétrolière Tom1, 2 et 3.
- [5] DAVIES, E.H., BUJAK, J.P. and WILLIAMS, G.L., 1982. The application of dinoflagellates to environmental problems. *Proc. 3rd North American Palaeontol. Conf.*, v. 1, p. 124-131.
- [6] DE VERTEUIL, L. and NORRIS, G., 1992. Miocene protoperidiniacean dinoflagellate cysts from the Maryland and Virginia coastal plain. In: Head, M.J. and Wren, J.H. (eds.), *Neogene and Quaternary dinoflagellate cysts and acritarchs*. AASP Found, Dallas, p. 391-430.
- [7] DE VERTEUIL, L. and NORRIS, G., 1996. Miocene dinoflagellate stratigraphy and systematics of Maryland and Virginia. *Supplement, Micropaleontology*, v. 42, 172 p.
- [8] DUFFIELD, S.L. and STEIN, J.A., 1986. Peridiniacean-dominated dinoflagellate cyst assemblages from the Miocene of the Gulf of Mexico shelf, offshore Louisiana. *AASP Contrib. Ser.*, no. 17, p. 27-46.
- [9] ELSIK, W.C., 1981. *Fungal palynomorphs*. Short course under auspices of Louisiana State University, Baton Rouge, held in Houston, Texas, 242 p.

ملخص:

الحوض الساحلي الموريتاني هو حوض أطلسي يقع على هامش سلمي. ينتمي إلى سلسلة من الأحواض التي تشكلت على طول الهامش الشمالي الغربي لإفريقيا نتيجة لافتتاح المحيط الأطلسي الأوسط. يهدف بحثنا إلى إثبات، من خلال تفسير المقاطع الزلزالية، وجود الحقول النفطية المنتجة في الحوض الساحلي، من خلال إبراز الهياكل المصيدة (كالصدوع الناتجة عن حركة الملح التكوينية وشبكات الصدوع الناتجة عن انفتاح المحيط الأطلسي، بالإضافة إلى قبب الملح الأخرى) التي تلعب دورًا في احتجاز النفط والغاز، وذلك بالاستناد إلى الربط بين البيانات الليثو-استراتيجية والتحليل الجيوكيميائية، التي تثبت أن الصخور الأم في هذه الأنظمة النفطية ناضجة بدرجة كافية وقادرة على توليد الهيدروكربونات. يشمل مجال دراستنا في المنطقة البحرية من الحوض الساحلي الموريتاني ثلاثة حقول: حقل شنقيط، حقل رأس البيضاء، وحقل الفاكون. وقد مكّنتنا تحليل وتفسير البيانات الزلزالية من رسم الخرائط للأفق الجيولوجي، وتحديد التكوينات الجيولوجية وسمكها. وأخيرًا، أظهرت النتائج التي تم التوصل إليها من خلال الدراسة الزلزالية وجود هياكل جيولوجية في الحوض الساحلي يُحتمل أن تكون غنية بالهيدروكربونات (الخزانات).

Memory title : THE COASTAL BASIN OF WESTERN MAURITANIA: SEISMIC INTERPRETATION AND OIL ASSESSMENT

Names and First names : Khalid H'beiyy & Ayoub Grinat

Directed by: Khaled Merigui

Abstract :

The Mauritanian Coastal Basin is an Atlantic passive margin basin. It is part of a series of basins that developed along the northwest African margin following the opening of the Central Atlantic Ocean. The aim of our study is to demonstrate, through the interpretation of seismic sections, the establishment of productive oil fields in the coastal basin by highlighting the trap structures (faults due to salt tectonics and fault networks resulting from the opening of the Atlantic Ocean, as well as other salt domes) that are responsible for trapping oil and gas. This is supported by correlating lithostratigraphic data and geochemical analyses, which confirm that the source rocks of these petroleum systems are indeed mature and capable of generating hydrocarbons. Our study area in the offshore Mauritanian coastal basin includes three fields: Chinguetti, Rass El-Beida, and Facucon. The processing and interpretation of seismic data allowed us to map the horizons, identify the geological formations, and determine their thicknesses.

Finally, the results obtained from seismic analysis enabled us to highlight the presence of potentially hydrocarbon-rich structures (reservoirs) in the coastal basin. Let me know if you want a more technical or polished version for publication.

Titre du mémoire : LE BASSIN COTIER DE L'OUEST DE LA MAURITANIE : INTERPRETATION SISMQUES ET EVALUATION PETROLIER

Noms et Prénoms : Khalid H'beiyy & Ayoub Grinat

Encadreur : Khaled Merigui

Résumé :

Le bassin côtier mauritanien est un bassin atlantique de marge passive. Il appartient à une série de bassins développés le long de la marge nord-ouest africaine, à la suite de l'ouverture de l'Atlantique central. Le but de notre étude est de prouver, par les interprétations des sections sismiques, la mise en place des champs pétrolier productifs dans le bassin côtier en mettant en évidence les structures pièges (failles dues à la tectonique salifère et des réseaux de failles dues à l'ouverture de l'océan Atlantique, ainsi que d'autres dômes de sels.) qui en sont responsables de piégeage des huiles et gaz justifiant par une corrélation de données litho-stratigraphiques et des analyses géochimiques que les roches mères de ces systèmes pétroliers sont bien matures et sont capables de générer des Hydrocarbures. Notre domaine d'étude offshore du bassin côtier mauritanien englobe trois champs : champ de Chinguetti, de Rass El-Beida et du Facucon. Le traitement et l'interprétation des données sismiques nous a permis, de cartographier les horizons, d'identifier les formations géologiques ainsi que leurs épaisseurs.

Enfin les résultats obtenus par la sismique, nous ont permis de mettre en évidence l'existence au niveau du bassin cotier, de structures potentiellement riches en hydrocarbures (réservoirs).

Le résumé doit être rédigé en deux langues différentes au moins