

**APPORTS DE LA BIOSTRATIGRAPHIE, DE LA GEOCHIMIE ET DE LA
SISMIQUE A LA CARACTERISATION DES ENVIRONNEMENTS DE
DEPOT DES BLOCS DE RUFISQUE OFFSHORE, SHALLOW ET
PROFOND ; IMPLICATIONS PETROLIERES**

DEDICACES

- A mes chers parents aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour tous les sacrifices que vous avez consenties pour mon éducation et mon bien être ;
Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagnera toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez ;
Puisse ALLAH, le très puissant, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que je ne vous déçoive jamais ;
- A mes chers et adorables frères et à ma chère sœur, en témoignage de mon affection fraternelle, de ma profonde tendresse et reconnaissance. Aucune dédicace ne saurait exprimer tout l'amour que j'ai pour vous ;
- A la mémoire de mes grands-parents maternels que Dieu le tout puissant leur accorde le repos éternel dans son paradis ;
- A mes amies Aminata NDIAYE, Ndeye Fatimatou Laye GAYE et Astou LEYE ;
- A mes promotionnaires Team environnements sédimentaires, hydrologie et zone profonde et à mes filleules Cheikh Tidiane FALL et Barkham GUEYE
- A l'équipe Nandoumari : Djené DOUMBIYA, Cheikh Niang, Wardou IBOUROI et KALVIN ;
- A ma grande sœur à PETROSEN Ingénieur Adjï Dieynaba MBODJI qui n'a ménagé aucun effort pour la réussite de ce mémoire ;
- Sans oublier ma seconde famille à Claudel, la chambre 64B3 (Dior GAYE, Diya DIAKHITE, Djené DOUMBIYA, Ndella DIOUF, Mame Diarra SAMB, Armanda Aminata SAMB, Awa DIENG, Mbene SECK, Gaye Diop GAYE, Lala KEBE) en souvenir des moments agréables que nous avons passés ensemble ;
- A toutes les personnes qui me sont chères et que j'ai omis de citer.

REMERCIEMENTS

Aux termes de ce travail je tiens à remercier les personnes et organismes qui ont aidé et encouragé à sa réalisation :

Je remercie d'abord les membres du jury de ce mémoire :

- Monsieur El Hadji SOW, Professeur titulaire au Département de Géologie de la Faculté des Sciences et Techniques de l'UCAD et responsable du Master Environnements Sédimentaires. Je vous remercie pour votre soutien sans faille, vos encouragements, votre disponibilité, pour l'encadrement et les enseignements. Merci d'avoir accepté de présider ce jury et d'être toujours à l'écoute et de m'avoir ouvert vos portes.
- Monsieur Raphael SARR, Professeur titulaire au Département de Géologie pour l'encadrement, les enseignements, les orientations et les opportunités offerts, pour les précieux conseils, l'engagement, le soutien inconditionnel et l'implication au quotidien dans ce travail. Vos encouragements m'ont permis de surmonter les moments difficiles et je vous exprime ma profonde gratitude.
- Monsieur Ada NDIAYE, Maître assistant, au Département de Géologie de la Faculté des Sciences et Techniques de l'UCAD qui a accepté de siéger dans ce jury.
- Monsieur Mamoudou KA, chef de la Division des Banques de Données PETROSEN qui a encadré mon stage et accepté de siéger dans ce jury. Je vous exprime toute ma reconnaissance.

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été effectués au sein de PETROSEN SA. C'est donc un plaisir pour moi de remercier

- Monsieur Mamadou FAYE, Directeur Général de PETROSEN HOLDING pour l'octroi du stage d'entreprise ;
- Monsieur Joseph O. MEDOU, Directeur Général de PETROSEN EXPLORATION ET PRODUCTION S.A, pour son soutien, son aide, ses orientations et sa disponibilité malgré ses nombreuses charges ;

Les ingénieurs géologues de PETROSEN parmi lesquels Mlle Adjie Dieynaba MBODJI pour son soutien inconditionnel, sa présence, ses conseils, ses orientations et sa disponibilité lors de la réalisation de ce mémoire. Je remercie également Monsieur El Hadji Mansour THIAM pour ses conseils et sa disponibilité ainsi que Frederic A. BOISSY, Daouda TIGAMPO, Alioune SECK, Mouhamed Lamine SONKO, Moustapha DIA et Mesdames Rouguiyatou CAMARA, Ami SYLLA et Sokhna THIOYE qui ont été à mon écoute et donné de leur temps pour m'aider dans ce travail.

Je remercie aussi : Monsieur Malamine TOURE, archiviste Banque de données, pour l'aide à la documentation ; Mme Adja Binta, pour le soutien et les bonnes conditions travail ; Monsieur Noé DIEDHIOU pour l'aide informatique, la disponibilité et le soutien ; Monsieur SOW, pour le soutien et l'accueil chaleureux ; les responsables du Club Sport de PETROSEN Seydou, les coach GOUDIABY et NGOM.

Merci à mes co-stagiaires, Astou LEYE, Mamadou FAYE, Aminata CASSET, Ndeye Astou Ndiaye, Souleymane SOUGOU, Ndeye Sokhna BADIANE, Aissata KA, Koudy WANE pour votre solidarité, votre soutien et vos conseils.

SIGLES, ACRONYMES ET ABREVIATIONS

Br-1 : Mbour.1

CVM-1 : Cap-Vert Marine.1

DKM-2 : Dakar Marine.1

IH : Indice d'Hydrogène

IP : Indice de productivité

IO : Indice d'Oxygène

MSGBC : Mauritanie Sénégal Gambie Bissau Conakry

PETROSEN : Société des Pétroles du Sénégal

Rf-2 : Rufisque.2

Rf-3 : Rufisque.3

ROP : Rufisque offshore Profond

Tmax : Température maximale

COT : Carbone Organique Total

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LE BLOC DE RUFISQUE.....	2
1. CADRE GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE.....	2
1.1. Situation géographique.....	2
1.3. Caractères structuraux de la zone d'étude et environs.....	6
2. GENERALITES SUR LES SYSTEMES PETROLIERS.....	6
2.1. Les roches-mères.....	7
2.2. Les roches réservoirs.....	7
2.3. La couverture imperméable.....	7
2.5. La charge sédimentaire.....	7
2. HISTORIQUE DE L'EXPLOITATION PETROLIERE DU BLOC DE RUFISQUE.....	8
CHAPITRE 2 : MATERIELS ET METHODES D'ETUDES.....	10
1. MATERIEL D'ETUDE.....	10
2. METHODES D'ETUDES.....	10
2.1. Etude lithostratigraphique.....	10
2.2. Etude micropaléontologique.....	10
2.3. Géochimie de la matière organique.....	11
2.4. La prospection sismique.....	16
CHAPITRE 3 : STRATIGRAPHIE DU BLOC DE RUFISQUE.....	21
1. STRATIGRAPHIE ET MICROPALÉONTOLOGIE.....	21
1.1. Puits Dakar Marine 2 (DKM-2).....	21
1.2. Puits Rufisque 2 (Rf-2).....	22
1.3. Puits de Rufisque 3 (Rf-3).....	24
1.4. Puits Cap-Vert Marine 1 (CVM-1).....	25
2. SYNTHÈSE STRATIGRAPHIQUE.....	29
2.1. Le Jurassique moyen et supérieur.....	29
2.2. Le Néocomien <i>sensu lato</i> (Berriasien à Barrémien).....	29
2.3. L'Aptien et l'Albien.....	29
2.4. Le Cénomaniens et le Turonien.....	30
2.5. Le Sénonien inférieur.....	30
2.6. Le Campanien-Maastrichtien.....	30
3. CORRELATION STRATIGRAPHIQUE DES Puits.....	30
CHAPITRE 4 : GEOCHIMIE DES SONDAGES.....	32
1. ROCHES MÈRES POTENTIELLES DU BLOC DE RUFISQUE.....	32
2. RICHESSE EN MATIÈRE ORGANIQUE.....	32
2.1. La teneur en matière organique dans les sondages.....	32

2.2.	Distribution spatiale de la matière organique au cours des temps géologiques.....	37
2.3.	Le potentiel génératif	38
2.4.	Résultats des biomarqueurs.....	38
2.5.	Évaluation de la maturité	39
3.	APPLICATION DE LA GEOCHIMIE A L'EXPLORATION PETROLIERE	40
4.	CONCLUSIONS PARTIELLES	40
CHAPITRE 5 : ENVIRONNEMENTS DE DEPOT.....		42
1.	INTRODUCTION	42
2.	PALEOENVIRONNEMENTS DU BLOC DE RUFISQUE	42
3.	EVOLUTION PALEOGEOGRAPHIQUE	44
CHAPITRE 6 : ANALYSE ET INTERPRETATION DE PROFILS SISMQUES DU BLOC DE RUFISQUE OFFSHORE SHALLOW ET PROFOND.....		45
1.	INTRODUCTION	45
2.	IDENTIFICATION DES ENVIRONNEMENTS DE DEPOTS.....	45
3.	IMPLICATION PETROLIERE.....	52
4.	SYNTHESE DE L'ETUDE SISMQUE	53
5.	MODELE GEOLOGIQUE DU BLOC DE RUFISQUE	53
CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS		55
BIBLIOGRAPHIE		56
LISTE DES FIGURES.....		59
LISTE DES TABLEAUX		60
ANNEXES.....		61

RESUME

L'étude biostratigraphique, géochimique de 5 puits du bloc de Rufisque et environs (DKM-2, CVM-1, Rf-2, Rf-3, Br-1) dont 3 ayant rencontrés des indices d'hydrocarbures (DKM-2, Rf-2 et Rf-3) et l'interprétation de données sismiques ont été menées pour caractériser les milieux de dépôts du Néocomien au Maastrichtien.

Le Maastrichtien, le Sénonien et le Cénomaniens sont dominés par des schistes argileux à minces bancs de grès et de calcaires.

L'Albien est dominé par des schistes argileux à rares bancs calcaires.

L'Aptien présente une alternance de schistes, de calcaires et de grès.

Le Néocomien est constitué de calcaires dolomitiques.

La corrélation des puits a mis en évidence des lacunes dans beaucoup de puits au Turonien (Rf-3, Rf-2, DKM-2) et au Campanien (CVM-1, DKM-2, Rf-2).

Le passage du Cénomaniens au Turonien s'accompagne d'une transgression associée à une anoxie générale qui enrichit les sédiments en matière organique. Au Sénonien inférieur la régression provoque l'émersion et l'érosion du Turonien dans l'anticlinal de Rufisque (DKM-2, Rf-2, Rf-3) et la mer revient au début du Maastrichtien.

Les données géochimiques montrent que la roche mère principale se trouve au Turonien même si ce dernier est parfois érodé. Les autres roches mères se trouvent au Cénomaniens où la maturité serait plus forte dans le bloc offshore profond qui est affecté par des intrusions volcaniques.

Les données sismiques ont permis d'identifier des séquences sismiques et de reconstituer les environnements de dépôts.

L'ensemble des paramètres étudiés montrent que les turbidites du Maastrichtien et du Sénonien ainsi que les carbonates de l'Aptien et de l'Albien sont de bons réservoirs potentiels.

Le soulèvement du bloc offshore profond de Rufisque et la présence de la structure haute de Rufisque sont favorables au piégeage des hydrocarbures.

Mots clés : Bloc de Rufisque (Sénégal), Microfaunes ; Géochimie ; Sismique ; Crétacé ; Paléogéographie.

ABSTRACT

The biostratigraphic, geochemical and seismic study of 6 wells in the Rufisque block (DKM-2; CVM-1, Rf-2, Rf-3, Br-1) of which 3 provided hydrocarbon shows (DKM-2, Rf-2 and Rf-3) was conducted to characterize the depositional environments from Neocomian to Maastrichtian.

The Maastrichtian, the Senonian and the Cenomanian are dominated by clay shales with thin sandstone and limestone beds.

The Albien is dominated by clay shale with rare limestone banks.

The Aptian an alternation of shale, limestone and sandstone.

The Neocomian is made up of dolomitic limestone.

Wells correlation show that the Turonian is eroded in many wells (DKM-2, Rf-2 and Rf-3) and also the Campanian (CVM-1, DKM-2, Rf-2).

The transition from Cenomanian to Turonian is accompanied by a transgression associated with a general anoxia that increase organic matter content in the sediments. In the lower

Senonian the regression causes the emersion and erosion of the Turonian in the Rufisque anticlinal (DKM-2, Rf-2, Rf-3) and the sea returns to the beginning of the Maastrichtian.

Geochemical data show that the main source rock is found in the Turonian, although it is sometimes eroded. The other source rocks are found in the Cenomanian where maturity is stronger in the offshore block which is affected by volcanic intrusions.

Seismic data were used to identify seismic sequences and define the depositional environments.

All the parameters studied show that the Maastrichtian and Senonian turbidites, as well as the Aptian and Albian carbonates are good potential reservoirs.

The uprisings of the Rufisque Deep Offshore block and the presence of the Rufisque high structure are favorable for oil trapping mechanism.

Keywords: Rufisque Block (Senegal), Microfaunes; Geochemistry; Seismic; Cretaceous; Paleogeography.

INTRODUCTION

Présent au cœur de la civilisation moderne et produit stratégique par excellence, les hydrocarbures représentent la première source d'énergie mondiale. Pour satisfaire la demande croissante en énergie, de nombreuses explorations sont menées dans les bassins sédimentaires.

Le Sénégal à travers la Société des Pétroles du Sénégal (PETROSEN) contribue à promouvoir la recherche dans son bassin sédimentaire.

C'est dans ce cadre que des permis ont été octroyés aux sociétés pétrolières (Kosmos Energy & BP Inv. Sénégal ; Cairn Energy, Woodside & Far Limited, Fortesa Sénégal International Ldc ; Oranto Petroleum Ltd. ; Trace Atlantic Ltd. ; Total E&P Sénégal) dans les blocs onshore et offshore.

La partie offshore du bassin a révélé un potentiel pétrolier très intéressant grâce aux découvertes effectuées entre 2014 et 2018.

Pour promouvoir la recherche pétrolière, PETROSEN en partenariat avec NARG (North Africa Research Group) et le Département de Géologie de l'Université de Cheikh Anta Diop nous a confié le sujet de recherche suivant : « **Apports de la biostratigraphie, de la géochimie et de la sismique à la caractérisation des environnements de dépôts des blocs de Rufisque offshore, shallow et profond ; implications pétrolières** ».

Pour atteindre ces objectifs généraux plusieurs objectifs spécifiques ont été définis :

- Etablir la stratigraphie des puits du bloc de Rufisque offshore shallow, inventorier les fossiles et de faire les corrélations biostratigraphiques ;
- Identifier les roches mères et les roches réservoirs potentielles de la zone d'étude à partir de leurs caractères sédimentologiques, pétrographiques et géochimiques ;
- Au plan géochimique rechercher l'origine, la nature et le degré de maturité de la matière organique pour déterminer le potentiel pétrolier des roches mères à partir du taux de carbone organique (TOC) des sédiments ;
- Visualiser les structures géologiques profondes par la sismique pour identifier les pièges potentiels et déterminer les environnements de dépôts.

La synthèse des données et leur compréhension permettront de mieux identifier le système pétrolier pour une exploration pétrolière réussie.

Le présent mémoire s'articule en 6 chapitres :

- Le chapitre 1 présente les généralités sur la zone d'étude ;
- Le chapitre 2 présente les matériels et les méthodes d'études ;
- Le chapitre 3 porte sur la biostratigraphie de la zone d'étude ;
- Le chapitre 4 présente la géochimie des puits d'exploration ;
- Le chapitre 5 identifie les environnements de dépôts ;
- Le chapitre 6 présente l'analyse et l'interprétation de profils sismiques du bloc de Rufisque Offshore profond ;

Le mémoire se termine par une conclusion et des recommandations.

CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LE BLOC DE RUFISQUE

1. CADRE GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE

1.1. Situation géographique

Les blocs pétroliers de Rufisque shallow et profond (zone d'étude) se situent dans le vaste bassin couvrant la Mauritanie, le Sénégal, la Gambie la Guinée Bissau et la Guinée Conakry. Ce bassin est communément appelé par les géologues pétroliers le « MSGBC ». Ces blocs se trouvent dans le compartiment de Dakar-Banjul à l'Ouest du Sénégal, dans l'Océan Atlantique.

La zone d'étude est limitée à l'Ouest par l'Océan Atlantique, à l'Est par les blocs de Sébikhotane et du Saloum, au Sud par le bloc de Sangomar, de Djifère offshore et de la Gambie, au Nord par le bloc de Cayar offshore.

La partie offshore se situe entre le littoral et la dorsale médio-atlantique à l'Ouest des îles du Cap-Vert.

Le bloc de Rufisque shallow se situe entre les isobathes 0 m et 200 m avec une superficie de 3692 km².

Le bloc de Rufisque offshore profond se situe entre les isobathes 200 m et 4000 m et couvre une superficie de 10374 km² (figure 1). La limite de la zone d'étude correspond au cadran rouge.

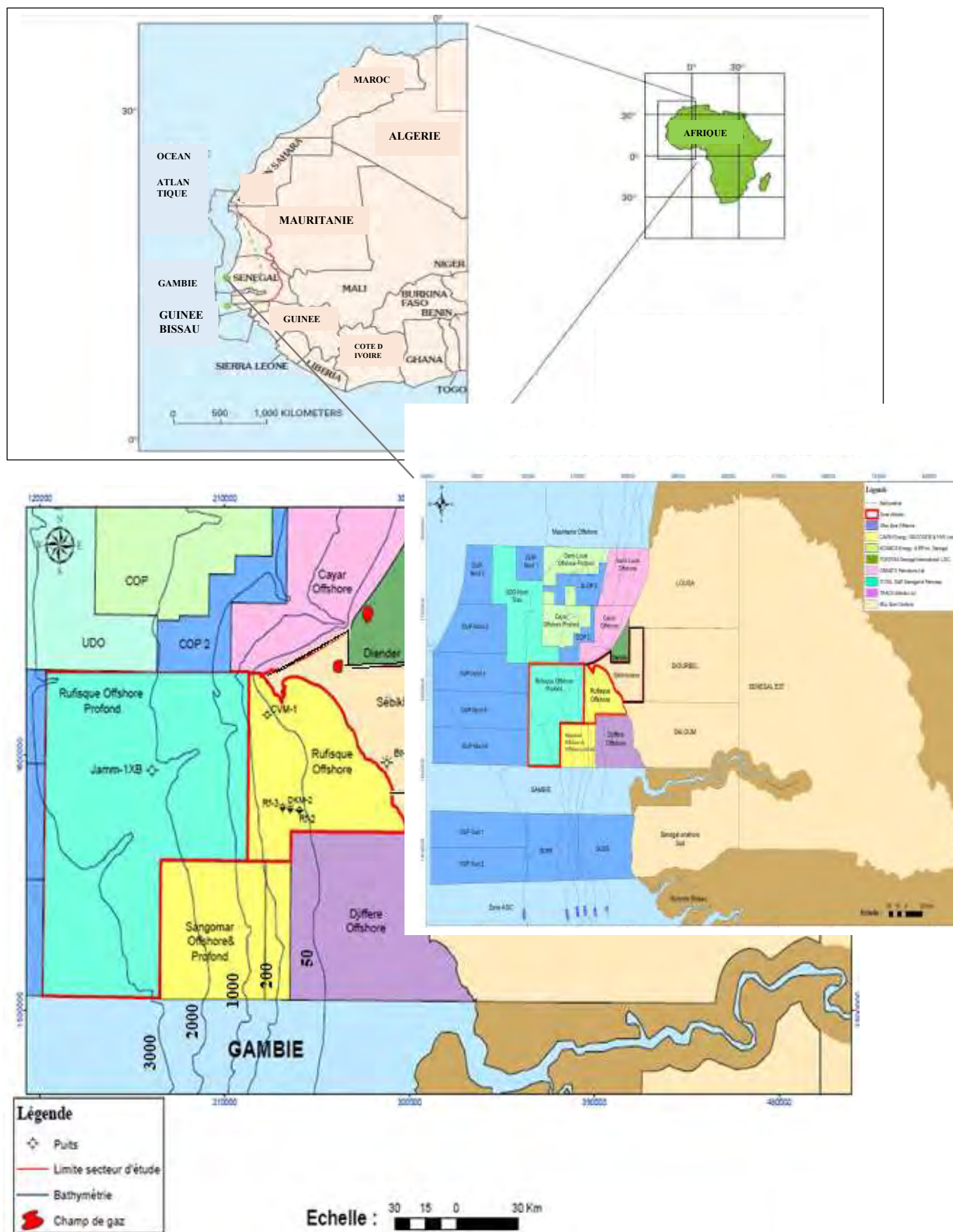


Figure 1 : Carte de situation de la zone d'étude

1.2 Cadre géologique et géomorphologique

La zone d'étude se situe en offshore au sud de la presqu'île du Cap-vert et fait partie intégrante du bassin MSGBC. Ce bassin s'est formé à la suite de l'ouverture de l'Océan Atlantique qui a séparé l'Amérique du Nord de l'Afrique du Nord-Ouest entre la fin du Permien et le début du Trias. Le remplissage sédimentaire du fond marin a commencé vers 130 Ma au Hauterivien (Lawver *et al.*, 1997) en progressant du Nord au Sud à partir du Néocomien (Binks & Fairhead 1992 ; Guiraud & Maurin, 1992). La zone d'étude prolonge en mer le bloc adjacent de Sébikotane situé dans le graben de Rufisque. Ce graben est limité à l'Est et à l'Ouest par des failles subméridiennes qui le séparent respectivement des horsts de Diass et de Dakar.

Au plan structural les fractures océaniques séparant la lithosphère océanique et la plaque africaine de la dorsale médio-atlantique sont de direction Est-Ouest. Les linéaments océaniques forment deux ensembles distincts séparés par la zone de fracture de la Guinée proche de la latitude 10° N (Jones, 1987). Les linéaments situés au Nord sont associés à l'ouverture de l'Atlantique central du début du Jurassique à la fin du Crétacé. Les linéaments situés au Sud sont liés à l'ouverture de l'Atlantique équatorial au Crétacé. Au-delà de la marge sénégalaise plusieurs zones de fractures entourent les îles du Cap Vert et sont liées à l'activité volcanique de ces îles.

La marge du bassin du Sénégal comporte deux domaines géomorphologiques délimités par le rebord du plateau continental. La côte nord-ouest du plateau continental entre Dakar et Saint-Louis est large de 35 à 100 km et découpé en chenaux peu profonds (Egloff, 1972), à l'exception du canyon de Cayar. Au Sud du Cap-Vert, le plateau continental est découpé par des canyons remplis de dépôts deltaïques récents. La limite occidentale de la plateforme carbonatée du Jurassique est sensiblement parallèle à l'isobathe 200 m.

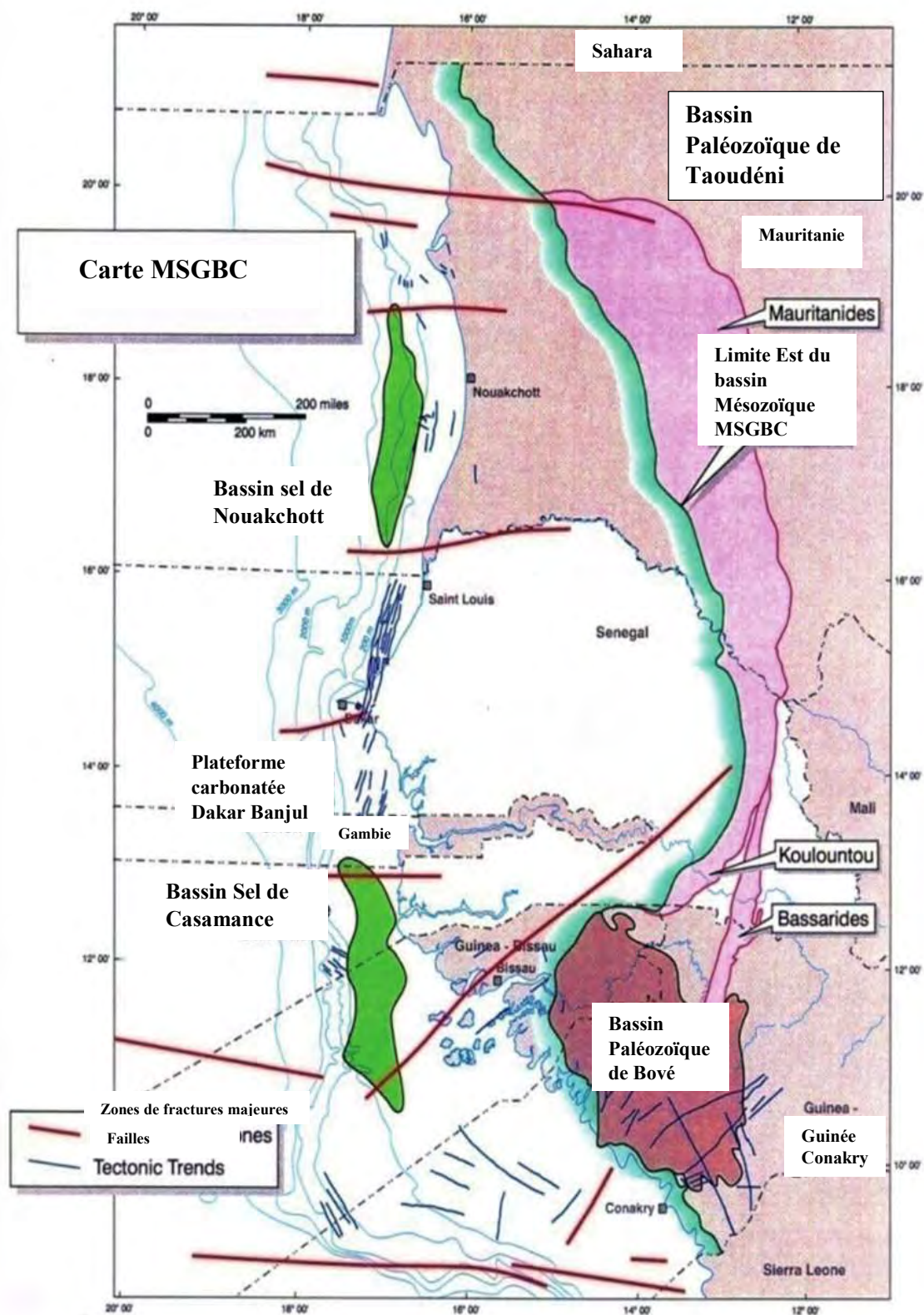


Figure 2 : Carte structurale et géomorphologique du bassin MSGBC

1.3. Caractères structuraux de la zone d'étude et environs

La compréhension des structures tectoniques et stratigraphiques pouvant piéger des hydrocarbures facilite leur exploration.

L'Ouest du Sénégal est caractérisé par la présence d'un réseau de failles subméridiennes avec des directions principalement N-S et NE-SW qui délimitent entre Dakar et Thiès des blocs remontés et affaissés qui sont interprétés comme des horsts (Dakar et Diass) et des grabens (Rufisque). Ces failles séparent les structures tectoniques d'Ouest en Est des horsts de Dakar et de Diass qui encadrent le graben de Rufisque. Les structures offshore sont associées à des failles importantes et apparaissent sur la cartographie sismique avec des failles E-O et NE-SW comme dans les gisements onshore de Kabor et Diamniadio où le pétrole et le gaz sont piégés dans des grès du Maastrichtien inférieur sur le côté déformé du plateau. Le horst de Diass est un anticlinal asymétrique limité par des failles de directions NS et NNE-SSW. Il est délimité par la faille Pout-Fouloume à l'Est et par les failles de Sébikotane–William Ponty à l'Ouest. Au Nord le horst de Diass plonge progressivement sous la dépression du lac de Tanma où il est probablement limité par une faille NE-SW.

La plupart des structures affectant les terrains du méso-cénozoïque se situent dans une zone chevauchante du littoral, avec notamment des failles normales listriques. Les accumulations d'hydrocarbure du Crétacé supérieur de Diamniadio et du large de la presqu'île du Cap-Vert sont probablement piégées par des structures de renversement de ces failles.

La presqu'île du Cap-Vert, avec son activité volcanique récente, se situe sur un domaine structural E-O divisant le bassin en segments N-S. La faille E-O près du puits CVM-1 correspondrait à une caractéristique tectonique majeure résultant du déplacement dextre de la marge continentale d'environ 40 km. Le volcanisme superposé empêche la corrélation des structures tectoniques de part et d'autre.

2. GENERALITES SUR LES SYSTEMES PETROLIERS

L'exploration pétrolière est axée sur la recherche des zones propices à l'accumulation et au piégeage des hydrocarbures présents dans un bassin sédimentaire. Mais force est de constater que de nombreux puits sont forés sans succès, malgré les techniques d'exploration de plus en plus performantes mises en œuvre. Ceci s'explique par la complexité des phénomènes aboutissant à la mise en place des bassins sédimentaires et à la genèse des hydrocarbures. Il est donc important de bien cerner le cadre géologique d'un bassin (stratigraphie, tectonique) pour mieux orienter les campagnes d'exploration pétrolière.

L'évaluation d'une roche mère potentielle se fait à partir de la géochimie, de l'étude des roches réservoirs et de la couverture à partir de la sédimentologie et de la pétrographie. Un système pétrolier comprend une roche mère, une roche réservoir et une couverture imperméable. Il doit également exister des structures qui favorisent le piégeage des hydrocarbures.

2.1. Les roches-mères

Elles désignent les roches où se forment des hydrocarbures. Il s'agit de roches contenant une forte concentration de matière organique qui a partiellement ou totalement généré des hydrocarbures à partir du kérogène. L'évaluation du potentiel pétrolier d'une roche mère nécessite de connaître sa composition, le fonctionnement du système pétrolier, le degré de maturité de la matière organique.

2.2. Les roches réservoirs

Ce sont des roches dans lesquelles s'accumulent les hydrocarbures, à l'image d'une éponge. La qualité d'un réservoir dépend de sa porosité et de sa perméabilité. De densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz. Il existe deux grandes familles de roches réservoirs : les réservoirs clastiques (sable et grès) et les réservoirs carbonatés (calcaires et dolomies). Leur caractérisation est essentiellement pétrophysique, car leurs qualités dépendent de leur capacité à accumuler et laisser circuler les hydrocarbures.

2.3. La couverture imperméable

Elle correspond à des roches d'une grande épaisseur avec une continuité latérale suffisante pour bloquer la remontée des hydrocarbures vers la surface. Elle forme une barrière naturelle qui empêche les hydrocarbures qui s'accumulent de se disperser et les maintienne dans le réservoir. La roche mère peut aussi servir de couverture si elle se situe au-dessus du réservoir.

2.4. Les pièges géologiques

Ce sont des structures stratigraphiques ou tectoniques qui permettent de piéger les hydrocarbures. Le piège peut être sédimentaire ou structural (figure 3).

2.5. La charge sédimentaire

Elle est constituée par les couches qui exercent une pression sur l'ensemble des éléments précédents due au poids des sédiments. Elle joue un rôle important dans l'augmentation de la pression et de la température qui sont nécessaires à la maturation de la roche-mère et permettre la génération et l'expulsion des hydrocarbures.

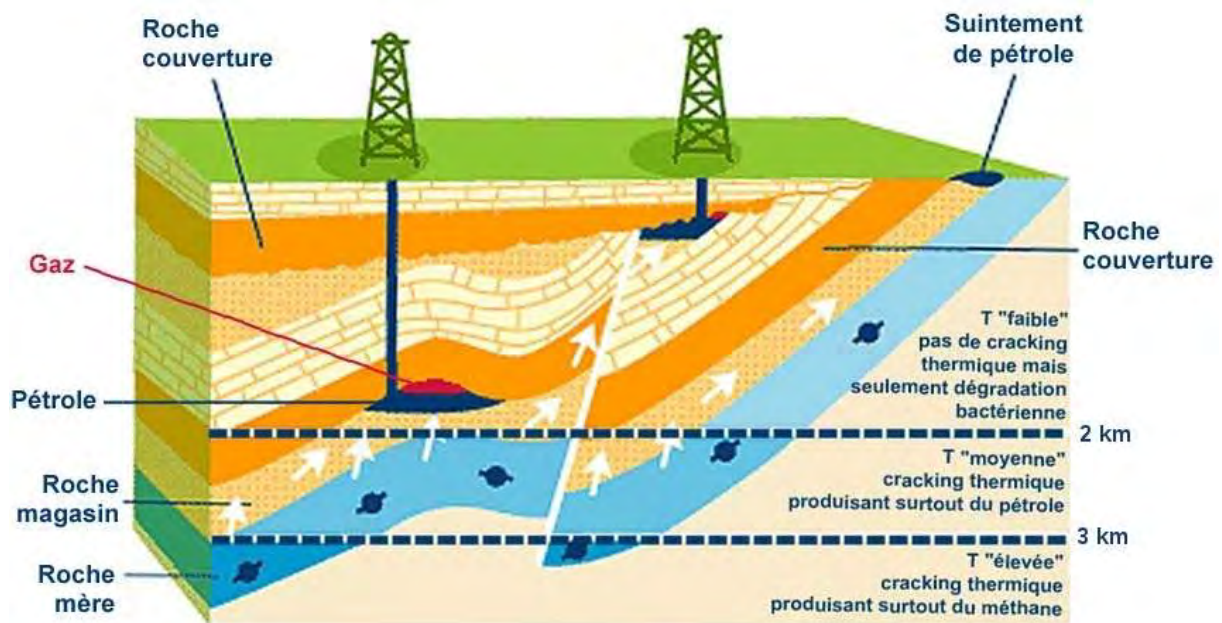


Figure 3 : Exemple de pièges structural et stratigraphique avec les différents éléments d'un système pétrolier.

2. HISTORIQUE DE L'EXPLOITATION PETROLIERE DU BLOC DE RUFISQUE

L'exploration pétrolière au Sénégal a commencé en 1952 avec la campagne de reconnaissance du Bureau de Recherches Pétrolières (BRP). Depuis lors 146 puits ont été forés dont 108 dans le bassin onshore et 38 dans le bassin offshore (19 dans l'offshore shallow, 18 dans l'offshore profond et un dans l'offshore ultra profond DSDP 367). Au début beaucoup de puits ont été forés sur des structures choisies à partir de données sismiques de qualité de moindre.

Esso a acquis en 1957, 370 km de lignes sismiques 2D dans le bloc offshore de Sangomar (4194 km²) (ex permis de Dakar Marine). Sur le permis de Dakar Marine, Esso a acquis 598 km de lignes sismiques additionnelles en 1968 et réalisé les forages de Dakar Marine-2 (DKM-2) et Dakar Marine-1 (DKM-1). Le puits DKM-1 devait reconnaître les sables du Maastrichtien, du Sénonien inférieur et du Cénomaniens supérieur. Le puits d'exploration DKM-2 devait tester le potentiel pétrolier du Crétacé inférieur et du Jurassique dans une vaste structure supposée associée en profondeur à la tectonique salifère. ESSO a également réalisé les forages de Rufisque-2 (Rf-2), Cap Vert Maritime-1 (CVM-1) et Nord Sénégal Offshore 1 (NSO-1). Le sondage Rf-2 devait tester le potentiel pétrolier des sables du Cénomaniens inférieur à l'Albien contre le flanc de la structure haute de Rufisque et évaluer le potentiel des formations carbonatées du Néocomien ayant donné des indices à DKM-2. Le sondage CVM-1 implanté sur une structure à fermeture faillée devait reconnaître les possibilités pétrolières de cette structure. Le puits Rf-3 a été foré en 1972 pour étudier les formations carbonatées du Crétacé inférieur sur un piège structuro-stratigraphique du flanc ouest de l'anticlinal de Rufisque.

Shell Senrex a par la suite acheté à Esso son permis de Sangomar sur 11 700 km² dont 4 300 km² entre la côte et les blocs de Dakar. Elle s'est associée en 1973 à Deminex (30%) pour explorer les blocs onshore et offshore profond au Nord de la Gambie. En 1975 un "farm-out" est signé entre ESSO, Shell Senrex et Pecten. ESSO a cédé 50% de ses droits aux autres sur le

permis de Dakar Marine. Quelques mois plus tard le permis de Dakar Marine arrivé à expiration a été renouvelé et la surface réduite de 1790 km² à 675 km². En 1976 Deminex s'associe à Esso-Shell et Senrex-Pecten pour explorer le permis de Dakar Marine en acquérant 15% des intérêts, Shell Senrex étant l'opérateur. Les travaux d'exploration se sont déroulés dans des conditions économiques différentes d'aujourd'hui, avec des techniques d'exploration moins performantes pour définir les objectifs existants et les problèmes posés par la recherche.

Vanco se voit attribué en octobre 1999, le permis de Dakar offshore profond, ce qui ouvre la partie offshore profond nord Gambie du bassin sénégalais. Après le retraitement des données sismiques antérieures pour améliorer la qualité de l'imagerie sismique, la société a acquis de nouvelles données sismiques.

Récemment la partie offshore profonde du bassin sénégalais a fait l'objet d'une ouverture par des données sismiques 2D et 3D modernes et de qualité et de nouveaux puits y ont été forés. C'est ainsi qu'en 2019, la compagnie Total a foré un puits d'exploration au niveau du bloc de Rufisque offshore profond.

CHAPITRE 2 : MATERIELS ET METHODES D'ETUDES

1. MATERIEL D'ETUDE

Le matériel d'étude est constitué par les rapports de sondages effectués par différentes sociétés et mis à notre disposition par PETROSEN. Les données exploitées dans ce travail portent sur la stratigraphie, les microfaunes (foraminifères planctoniques et benthiques, ostracodes et ammonites), les analyses géochimiques de la matière organique et les profils sismiques.

Les cinq sondages étudiés sont répartis dans les blocs pétroliers de Rufisque offshore shallow (CVM-1, DKM-2, Rf-2, Rf-3) et le bloc onshore de Sébikhotane (Mbour-1 = Br-1).

2. METHODES D'ETUDES

2.1. Etude lithostratigraphique

Dans chaque puits nous avons étudié la lithologie du Paléocène au Jurassique en partant de la surface vers la profondeur en utilisant le carottage pour chaque sondage.

Le carottage est un type de forage d'exploration, visant à prélever un échantillon du sous-sol terrestre ou marin obtenu à l'aide d'un tube appelé carottier que l'on fait pénétrer dans le sous-sol. L'échantillon ainsi obtenu s'appelle une carotte.

La carotte obtenue est une source d'informations permettant de préciser :

- La profondeur des couches géologiques d'intérêt ;
- La lithologie des roches contenues dans les carottes : dureté, porosité, présence de fossiles ;
- Les paramètres géologiques du sous-sol : présence de cavités, nappes phréatiques, failles ;
- La qualité du minerai par tests sur place ou en laboratoire (par exemple : taux d'hydrocarbures d'une carotte de grès).

Cette étude nous a ainsi permis de connaître la stratigraphie des sondages et déterminer les étages géologiques par corrélation lithologique et micropaléontologique de sondages datés

2.2. Etude micropaléontologique

La détermination des microfossiles a été faite par des sociétés ou des bureaux d'étude pour PETROSEN. Les données micropaléontologiques associées aux niveaux lithologiques ont servi à établir la biostratigraphie des sondages et à les corrélés. L'échelle de biozonation des foraminifères planctoniques du Crétacé est celle de Caron (1985). Les données lithologiques et micropaléontologiques ont servi à dater les terrains et à reconstituer les milieux de dépôt.

2.3.Géochimie de la matière organique

L'étude géochimique des sédiments est basée d'une part sur la pyrolyse Rock-Eval et d'autre part sur l'analyse des biomarqueurs.

2.3.1. La Pyrolyse Rock-Eval

La pyrolyse Rock-Eval est une méthode physico-chimique qui a été conçue pour fournir des informations sur le potentiel pétrolier, la quantité de la matière organique ainsi que le type et l'état d'évolution thermique de la matière organique. L'essentiel des données est acquis au cours d'un seul et même cycle d'analyse d'une durée d'une heure par échantillon. La méthode consiste à chauffer environ 70 à 100 mg de roche brute broyée à des températures de 25°C/min à 650°C sous une atmosphère inerte (hélium), pour déterminer la quantité et la qualité des composés hydrocarbonés et oxygénés (CO₂) libérés lors de la pyrolyse de la matière organique (figure 3). Au cours du chauffage, les paramètres suivants sont mesurés :

- **S2** est le potentiel pétrolier ou hydrocarbures issus de pyrolyse. Il correspond à la quantité de composés hydrocarbonés générés par le craquage du kérogène lorsque la roche est chauffée jusqu'à une température de 600 °C. Il s'exprime en mg HC/g de roche.



Figure 4 : Appareil d'analyse au Rock-Eval 6.

- **Tmax (°C)** ou maturité thermique est la température de la pyrolyse (Tmax). C'est le principal paramètre du Rock-Eval qui permet de quantifier la maturation thermique d'une roche. Il correspond à la température à laquelle la quantité maximale d'hydrocarbures S2 est générée.

Les valeurs Tmax sont peu fiables lorsque S₂ < 0,2 mg HC/g roche (Peters, 1986).

- L'indice de production représente le pétrole produit par la roche mère au cours de son évolution mais en absence de migration. Il augmente en fonction de la profondeur.

D'autres paramètres additionnels peuvent être calculés à partir des mesures effectuées lorsque les valeurs de S2 sont significatives (Tableau 1). Ces paramètres sont :

- Le potentiel en hydrocarbures résiduels (pic S2) est la quantité d'hydrocarbures générée par pyrolyse entre 300 et 600 °C. Elle correspond au potentiel pétrolier, c'est-à-dire à la quantité d'huile et de gaz issus du craquage thermique du kérogène dans le four de pyrolyse ;
- Le COT (carbone organique total) donne la proportion pondérale de la matière organique totale pour un gramme d'échantillon (% poids). Il permet de déterminer le potentiel pétrologène de la roche mère. Il constitue un paramètre essentiel de classification des roches mères mais moins réaliste que le S2 pour l'estimation du potentiel pétrolier car le COT inclut les carbones inertes qui sont incapables de générer des hydrocarbures.

Tableau 1 : Potentiel pétrolier des roches mères (Peters & Cassa, 1994 ; *in* Magoon, 1994 ; modifié).

Matière Organique (MO)		
Paramètres Rock-Eval		
COT (% poids)	S2(mg HC/g roche)	Potentiel pétrolier
0 < COT < 0,5	0 < S2 < 2,5	Pauvre
0,5 < COT < 1	2,5 < S2 < 5	Assez bon
1 < COT < 2	5 < S2 < 10	Bon
2 < COT < 4	10 < S2 < 20	Très bon
COT > 4	S2 > 20	Excellent

- La Tmax permet une évaluation grossière du degré de maturation de la matière organique (tableau 2). Mais elle dépend d'autres facteurs dont le type de matière organique.

Tableau 2 : Maturité thermique (Peters & Cassa, 1994 ; *in* Peters *et al.*, 2005).

Paramètres Rock-Eval	
Tmax (°C)	Maturité thermique
Tmax < 435	Immature
435 < Tmax < 445	Début de mature
445 < Tmax < 450	Pic de maturité
450 < Tmax < 470	Maturité avancée
Tmax > 470	Post-mature

-L'indice d'oxygène (IO) (= 100 [S2 / COT]) correspond à la proportion d'effluents oxygénés émis durant la pyrolyse rapportée au COT. Il s'exprime en mg HC /g COT.

-L'indice d'Hydrogène (IH) est la proportion d'effluents hydrocarbonés émis durant la pyrolyse rapportée au COT. Sa formule est : $IH = (100 \times [S2 / COT])$, exprimé en mg HC/g COT. Il faut noter que le contenu en hydrogène de la matière organique est l'un des plus importants facteurs contrôlant la génération d'huile et de gaz. Espitalié *et al.* (1977) ont montré que l'hydrogène du kérogène est proportionnel aux hydrocarbures S2 libérés par la pyrolyse et que l'indice d'hydrogène est corrélé au rapport H/C du kérogène. Par exemple, il a été démontré que les organismes marins et les algues ont des valeurs d'IH supérieures à celles des organismes terrestres. Ainsi, l'IH est utilisé en conjonction avec IO pour déterminer le type de matière organique (tableau 3, Figure 4).

Tableau 3 : Types de kérogène et produits expulsés (Peters & Cassa, 1994 ; *in* Peters *et al.*, 2005, modifié).

IH (mg HC/g TOC) formés	Type de kérogène	Hydrocarbures
<50	IV	-
50 – 200	III	Gaz
200 – 300	III / II	Huile et gaz
300 – 600	II	Huile
> 600	I	Huile

Les indices IH et IO sont une bonne approximation respectivement pour les rapports H/C et O/C de la MO. On peut les classer dans les diagrammes de Van Krevelen, (1961) utilisés pour caractériser l'origine de la matière organique. Le logiciel d'interprétation (Rock Int.) du Rock-Eval 6 permet de tracer automatiquement le diagramme IH-Tmax/IO-Tmax. Sur ce diagramme le kérogène d'un échantillon est comparé à celui de 3 séries types de référence :

* **Le Type I** correspond à la matière organique d'origine lacustre, principalement formée par l'accumulation de certaines micro-algues dont les parois sont résistantes et de biomasse procaryotique fortement aliphatique. Ce type est caractérisé par de fortes valeurs d'H/C et de faibles valeurs d'O/C.

- **Le Type II** correspond à la matière organique d'origine marine, principalement planctonique et bactérienne. Elle génère moins de pétrole (huile) que le premier type avec des valeurs de l'ordre de 20 mg/g de roche. Cette matière organique phytoplanctonique marine a des valeurs de rapport atomique H/C et O/C intermédiaires entre les types I et III (Chadouli, 2013).

- **Le Type III** correspond à un kérogène continental, résultant de la décomposition des végétaux supérieurs. Il comporte un rapport H/C faible et O/C très élevé. Ce type de kérogène génère principalement des quantités très importantes de gaz.

- **Le Type IV** correspond à un matériel organique oxydé qu'on ne peut rapporter à aucune biomasse originelle définie. A l'opposé des autres types, il s'agit souvent d'une remobilisation de la matière organique par l'érosion de roches sédimentaires ou du résidu très altéré des différentes biomasses. Il se place sous le type III dans le diagramme de Van Krevelen (figure 4) et ne possède aucun intérêt pétrolier.

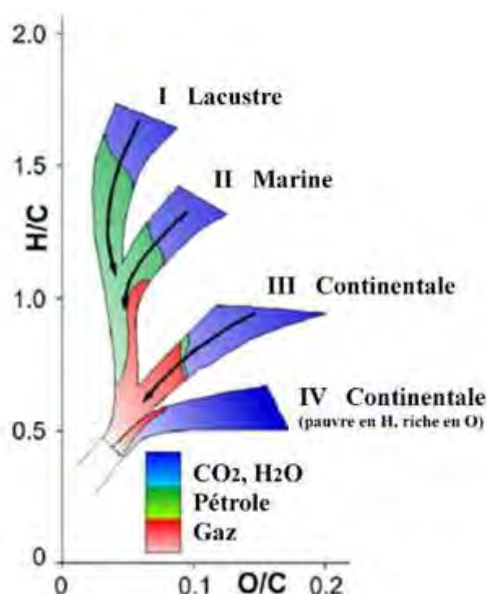


Figure 5 : Diagramme de Van Krevelen (1993), modifié.

2.3.2. Le Palynofaciès ou analyse visuelle

C'est l'étude de la matière organique isolée de la fraction minérale en microscopie optique. L'analyse se fait en lumière transmise et fluorescente. La méthode de traitement fait alterner des attaques à l'acide chlorhydrique et fluorhydrique. L'attaque à l'acide chlorhydrique (HCl) à 37 % permet de détruire les carbonates et celle à l'acide fluorhydrique (HF) à 70 %, dissout les silicates. On prépare ensuite des lames minces à observer pour déterminer les palynomorphes et d'autres paramètres (indice de coloration des spores et indice de préservation de la fluorescence).

(i) Préparations des lames de palynofaciès et observation

Le résidu organique obtenu est monté entre lame de verre et lamelle pour des préparations des palynofaciès (Sittler *et al.*, 1991). L'observation des lames de palynofaciès est réalisée au microscope optique couplé d'un ordinateur et d'un appareil photo (figure 5). Les lames sont ensuite balayées selon les axes X et Y à l'objectif 20 pour l'estimation quantitative et semi-quantitative des constituants organiques présents. Dans chaque sondage, des lames minces ont été examinées par étage.



Figure 6 : Microscopie en lumière transmise et fluorescente.

(ii) L'Indice de coloration des spores (ICS)

Le principe de la technique est d'utiliser la couleur des spores et pollens observés en lame mince au microscope optique en lumière transmise pour déterminer la maturité thermique de la matière organique (figure 7). L'Indice de Coloration des Spores (ICS) sert à définir le degré de maturité de la MO et les différentes zones de génération des hydrocarbures. Dans cette étude, la maturité thermique de la MO est étudiée en comparant la couleur des spores et pollen avec celle des lames standards du Groupe Fugro Robertson (Ramsey, 2011). L'indice de maturité de la matière organique est celui inscrit sur la lame de référence si les deux couleurs sont semblables. Une échelle des indices de maturité de 1 à 10 a été définie (Tableau 4). L'ICS permet de savoir si les sporomorphes sont en place (*in situ*), remaniés ou correspondent à des retombées mécaniques.

Tableau 4 : Limites ICS et zones de génération d'hydrocarbures (Ramsey, 2011).

Limite ICS	Valeurs ICS
Valeur de base	1.0
Début des principales fenêtres à huile	5.0
Maturité optimum	7.5
Fin de la fenêtre à huile, début des principales fenêtres à gaz	8.5
Fin des principales fenêtres à gaz	10

Les couleurs varient du jaune au noir en passant par l'orange et le brun (figure 6).

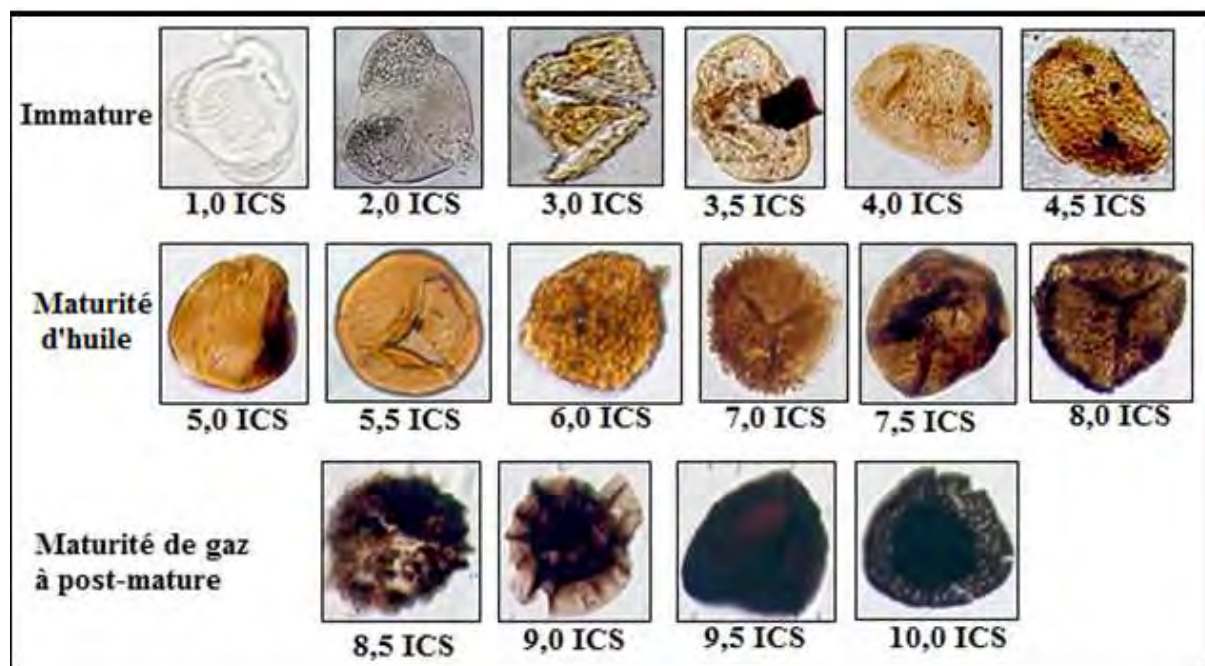


Figure 7 : Indice de coloration des spores (Groupe Fugro Robertson (Ramsey, 2011)).

(iii) L'Indice de préservation de la fluorescence

C'est une analyse réalisée au microscope photonique en lumière fluorescente. La fluorescence est la propriété d'une molécule à absorber un photon, puis à la réémettre à une longueur d'onde plus élevée. Elle est causée par une émission de photon par les fluorochromes (molécules composées d'un noyau aromatique) quand ils sont excités par les radiations électromagnétiques.

La technique consiste à soumettre la matière organique à la lumière visible ou ultraviolette du microscope électronique.

Les molécules fluorescentes de MO absorbent un photon dont l'énergie est égale à la différence d'énergie entre le niveau électronique fondamental et un niveau électronique de plus haute énergie, elles subissent une transition électronique vers cet état électronique excité. Ensuite elles se désexcitent spontanément en émettant un autre photon d'énergie un peu plus faible, et donc de longueur d'onde plus grande, à cause des pertes internes. Ces molécules fluorescentes dans le vert seront excitées par la lumière bleue plus énergétique, notamment d'origine vibrationnelle. La différence de fluorescence indique le niveau de maturité de la matière organique et les conditions de sa préservation.

La fluorescence est un paramètre important pour différencier les phytoclastes (inertinites et vitrinites). Les phytoclastes sont des composés individuels du kérogène qui ont des propriétés pétrographiques et géochimiques distinctes. Trois types de macéraux sont connus dans les sédiments (Stach *et al.*, 1982 ; *in* : Peters *et al.*, 2005) : liptinites vitrinites et inertinites.

Dans le bloc de Rufisque les paramètres géochimiques étudiés sont : TOC, Tmax, S1, S2, IP, IH et Ro. Seuls les échantillons à HI élevé sont représentatifs des roches mères potentielles. Parmi eux deux sont des roches réservoirs à indices d'hydrocarbures. Les données antérieures sur les biomarqueurs d'hydrocarbures obtenues par Robertson Research pour la compagnie ARL (Rapport ARL, 1986) ont été réinterprétées pour tenter de corrélérer la roche mère avec les indices d'hydrocarbures. La modélisation de l'enfouissement et de la maturation thermique faite au logiciel BasinMod-1D® permet de déterminer le degré d'enfouissement, le flux thermique, les gradients géothermiques et de maturation, le temps de génération et le diagramme du système pétrolier.

(iv) Analyse des biomarqueurs

Les analyses portent sur la caractérisation du faciès et sa maturité, le milieu de dépôt de la roche mère, la corrélation de la roche mère avec les hydrocarbures. Les méthodes d'étude et d'interprétation sont décrites par Peters & Moldowan (1993) et par Waples & Machihara (1991). Les biomarqueurs sont caractérisés par l'indice d'homohopane qui est un indicateur des conditions d'oxydoréduction du milieu de dépôt et de la présence de stéranes (C28, C29, C30, C31, C32, C33, C34, C35).

2.4. La prospection sismique

2.4.1. Généralités

La méthode de sismique réflexion consiste à induire une onde sismique dans le sol puis enregistrer les ondes qui sont réfléchies par les diverses interfaces entre les horizons se trouvant sous la zone étudiée. La sismique réflexion est généralement utilisée pour des profondeurs de 50 m à plusieurs dizaines de kilomètres et le pouvoir de résolution est généralement très satisfaisant. Les réflexions détectées sont causées par des changements de densités et de vitesses de propagation des ondes c'est à dire les variations de l'impédance acoustique dans le milieu investigué. Les ondes sismiques sont des ondes élastiques qui peuvent traverser un milieu en se propageant. La vitesse de propagation des ondes permette de connaître les caractéristiques des couches traversées et par conséquent la nature du milieu. Il existe différents types d'ondes :

(i) Les ondes de volume

- Les ondes P ou primaires appelées aussi ondes de compression ou ondes longitudinales. Leur passage dans un milieu s'accompagne des phénomènes de dilatations et de compressions successives liées à la densité du milieu. Le déplacement des ondes est parallèle à la direction de propagation de l'onde. Elles se propagent dans tous les milieux et sont les plus rapides ($6 \text{ km}\cdot\text{s}^{-1}$ près de la surface) et sont donc les premières enregistrées sur les sismogrammes.
- Les ondes S ou ondes secondaires appelées aussi ondes de cisaillement ou transversales. A leur passage, les mouvements du milieu s'effectuent perpendiculairement au sens de propagation de l'onde. Ces ondes ne se propagent pas dans les milieux liquides ce qui permet d'identifier les nappes phréatiques. Leur vitesse est de $4,06 \text{ km}\cdot\text{s}^{-1}$. Elles apparaissent en second sur les sismogrammes.

(ii) *Les ondes de surface*

- Les ondes de Rayleigh sont des ondes qui se propagent à l'interface séparant un solide et le vide (ou l'air). Ces ondes sont étroitement liées aux caractéristiques de cisaillement du sous-sol ainsi qu'à la géométrie des couches (épaisseurs). Elles voyagent le long de la surface libre d'un matériau solide. Le mouvement des particules suit une trajectoire elliptique rétrograde et se fait dans un plan vertical. L'amplitude du mouvement décroît exponentiellement avec la profondeur. Leur vitesse varie aussi en fonction de la longueur d'onde (dispersion). Ces ondes de surface sont des parasites en prospection sismique.
- Les ondes de Love ont un déplacement comparable à celui des ondes S sans le mouvement vertical. Ce sont des ondes de surface dont le mouvement est horizontal et perpendiculaire à la direction de propagation. Puisque leur mouvement est horizontal, elles ne sont pas enregistrées lors de levés sismiques puisque la plupart des récepteurs ne répondent qu'aux mouvements verticaux. Les ondes de Love se propagent à environ $4 \text{ km}\cdot\text{s}^{-1}$.

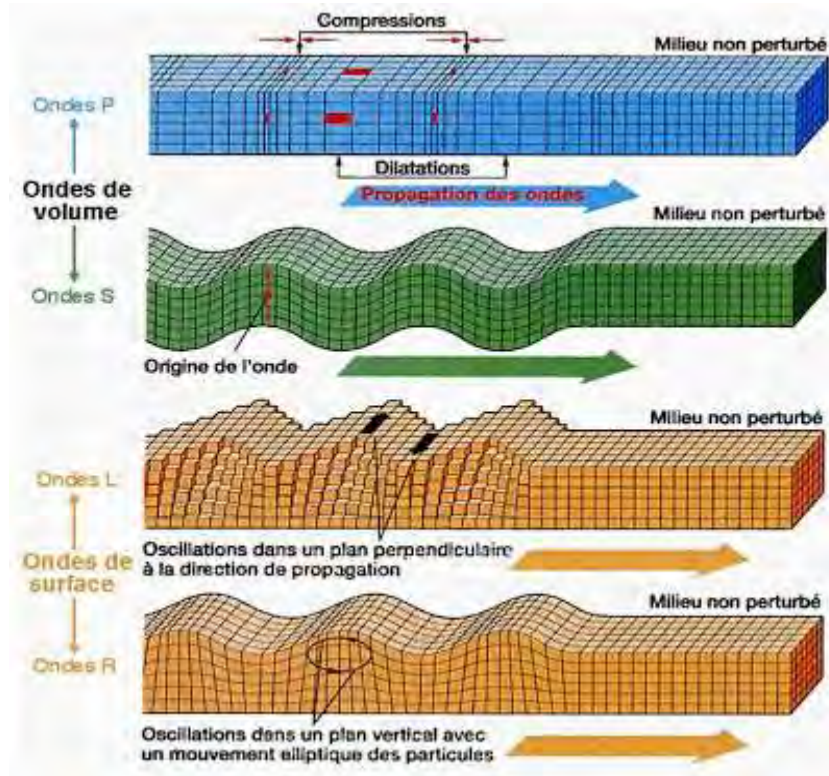


Figure 8 : Les différents types d'ondes sismiques (Bolt, 1982).

Les différents paramètres mesurés en sismique réflexion sont la vitesse de propagation et le temps d'arrivée des ondes provoquées. Elles permettent d'obtenir une très bonne qualité et précision de la représentation du sous-sol en images 2D, 3D et 4D.

Une étude sismique se décompose en trois grandes parties : acquisition des données sismiques, traitement et interprétation des données.

2.4.2 L'acquisition des données sismiques

Trois éléments essentiels sont nécessaires à l'acquisition des données : une source d'émission sismique, un récepteur de l'énergie réfléchi et un système d'enregistrement des réflexions.

(i) La source d'émission sismique

La source se caractérise par son énergie, sa durée, sa fréquence, son amplitude maximale et sa phase. Les sources marines les plus utilisées par la méthode de sismique réflexion sont les canons à air ou à eau. Elles génèrent des ondes acoustiques qui se propagent d'abord dans l'eau avant de pénétrer dans le sol marin. Généralement, elles sont plus complexes dû aux propriétés physiques de la colonne d'eau. La source est essentiellement impulsive. Elle consiste à décharger dans l'eau quelques litres d'air comprimé dans une chambre à haute pression, provoquant l'émission d'onde de pression de forte intensité. Le canon à air peut avoir comme inconvénient la production d'un effet bulle mais actuellement il est remplacé par le canon à eau (Watergun) dans lequel une éjection brutale d'eau produit une cavitation (vaporisation d'eau dépressurisée qui provoque à son tour l'émission de l'onde).

(ii) Les récepteurs ou capteurs

En sismique offshore les récepteurs sont des hydrophones ou éléments piézoélectriques qui enregistrent la variation de pression du milieu lors du passage d'une onde acoustique et qui est transformée en tension électrique exprimée en volts par bar. Ces récepteurs sont enfermés dans des câbles étanches appelés flûtes ou streamers, longs de quelques kilomètres (5 à 10km). Lors de l'acquisition, ils sont déployés et trainés derrière le bateau (figure 9). Leur immersion est généralement de l'ordre de 5-10m. Les sources sont elles aussi tirées par le même bateau et émettent à des intervalles réguliers. L'intégralité du dispositif d'acquisition se déplace à une vitesse supposée constante assurant ainsi la constance de l'immersion des sources et des flûtes. Les capteurs sont conçus pour compenser la pression statique afin de ne pas être affectés par la profondeur d'eau à laquelle ils sont tractés. Les ondes réfléchies par les interfaces sont captées par des récepteurs. Elles transforment le signal retour en signal électrique. Deux propriétés fondamentales sont enregistrées par les capteurs : l'amplitude de l'onde réfléchi et la durée du trajet de l'onde.

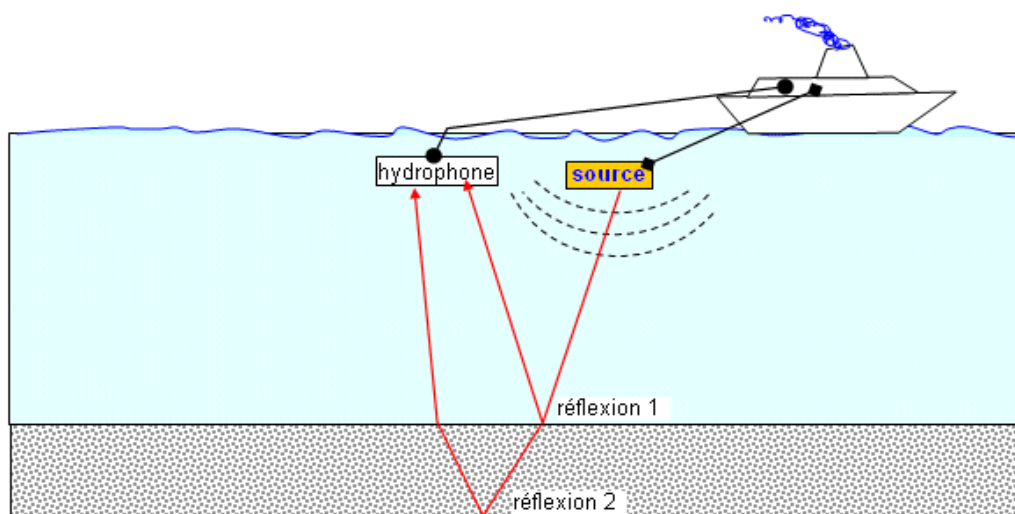


Figure 9 : les étapes de l'acquisition sismique en mer (Lavergne Michelle, 1986).

(iii) Enregistrement des réflexions

Le système d'enregistrement des signaux réfléchis peut-être analogique ou numérique. La différence entre les deux types se trouve dans l'enregistrement continu du signal pour le premier par rapport à l'enregistrement d'une succession de valeurs discrètes pour le second (Orfanidis, 1995). Depuis son arrivée dans la géophysique au milieu des années 1960, l'enregistrement numérique n'a cessé de gagner en popularité, en raison de l'espace de stockage réduit qu'il demande. Elle utilise les techniques les plus modernes de l'électronique avec une rapidité et une précision considérable.

L'enregistrement des réflexions s'effectue à l'aide d'un sismographe. A chaque position de récepteur est enregistré un signal qui représente l'amplitude de la réflexion en fonction du temps. Ce signal s'appelle une trace sismique. Il constitue les colonnes d'une image sismique. Lors de l'acquisition des données, certaines arrivées sismiques parasites ou bruits parasites peuvent perturber l'enregistrement à cause des conditions de surface et des facteurs du milieu. Pour améliorer la qualité de l'enregistrement on joue sur le rapport signal /bruit en effectuant une multiplication lors de l'émission de la source avec une multiplication des charges ou à la réception en multipliant le nombre d'hydrophones ou les deux en même temps ; on parle alors de couverture simple ou multiple, celle-ci permet de calculer les vitesses des milieux traversés. Cette information permet ensuite de convertir les données en profondeur.

2.4.3 Traitement des données

Le traitement des données sismiques a pour objectif d'aboutir à des « profils sismiques » ou sismogrammes, s'apparentant à des coupes géologiques du sous-sol marin. Sur chaque profil sismique, la profondeur des réflecteurs sismiques représentant les différentes couches sédimentaires est pointée. Une interpolation calculée sur ces pointés permet d'aboutir à la reconstitution géométrique des couches sédimentaires. On peut ainsi représenter des structures du sous-sol. La séquence de traitement varie selon la méthode utilisée.

2.4.4. L'interprétation sismique

Une image sismique est constituée d'un ensemble de traces sismiques, qui sont elles-mêmes des représentations bruitées des variations de l'impédance acoustique des couches géologiques. L'objectif de l'interprétation sismique est de pouvoir parvenir, à partir de cette information, à une représentation la plus exacte possible des structures et de la nature des roches du sous-sol. L'interprétation sismique est d'ordre stratigraphique, structural et lithologique.

(i) L'interprétation structurale et stratigraphique

Elle consiste à déterminer la position des failles et de certaines limites stratigraphiques importantes, comme le toit et la base du réservoir, les limites des dômes de sel où des chenaux, sur l'image sismique. Cette opération, appelée pointé sismique, est primordiale, car les images sismiques restent le seul moyen efficace d'appréhender les grandes structures du sous-sol. En effet, les interfaces entre les couches géologiques correspondent, en général, à des contrastes marqués d'impédance acoustique. La stratigraphie, les plis, les déformations, les inconformités apparaissent donc nettement sur les images sismiques. Les failles ne constituent pas des réflecteurs à proprement parler. Elles sont visibles à travers des décalages importants entre des horizons, ou par la présence d'une zone de bruit subvertical et plane. Les dômes de sel posent un problème particulier car ils dispersent les ondes sismiques et masquent les couches sous-jacentes. Les chenaux apparaissent comme une succession

d'horizons en non-conformité. Par ailleurs, les relations entre les réflecteurs caractérisent souvent des contextes sédimentologiques particuliers.

Il faut cependant noter que l'axe vertical d'une image sismique n'est pas la profondeur mais le temps. Le calcul du champ de vitesse du signal sismique dans le sous-sol, par exemple par méthode inverse permet néanmoins de connaître la position réelle des couches et de les caler avec les données de puits.

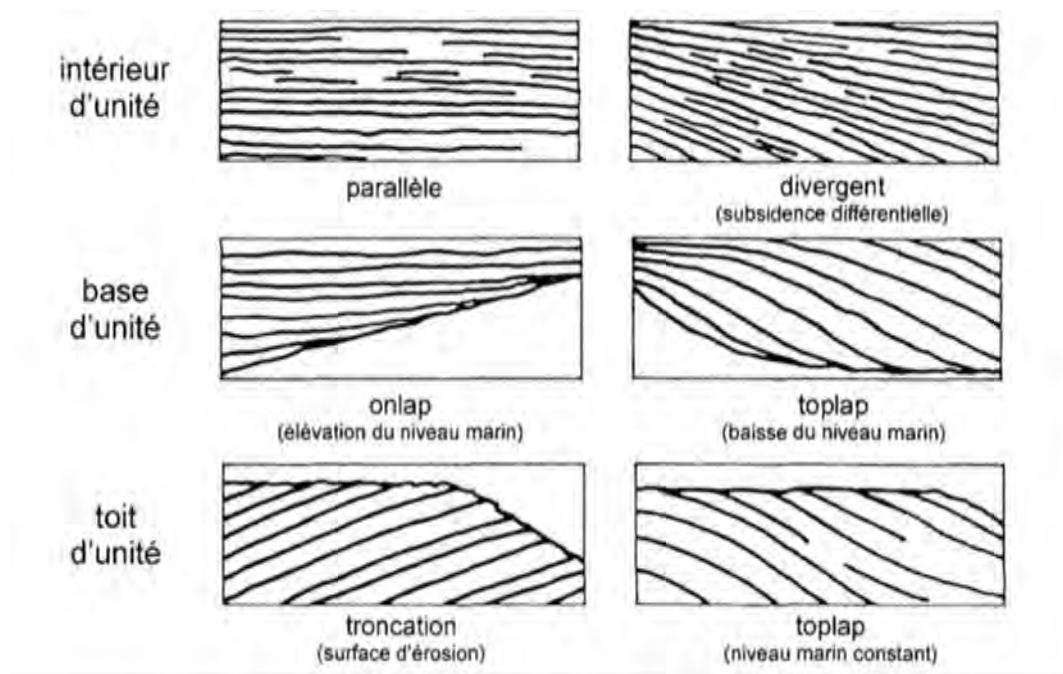


Figure 10 : Relations géométriques des réflecteurs sismiques et leur signification géologique (Sherrif,1991)

ii) L'interprétation lithologique

Le lien entre lithologie et signal sismique est *a priori* assez difficile à établir. Le signal sismique est directement lié à l'acoustique impédance qui est une propriété des roches. Cependant, il n'est qu'une représentation indirecte de ses variations. De plus, l'impédance acoustique d'une couche géologique dépend de la nature de la roche, de la présence de fluides, de l'importance de la compaction, de la diagenèse, etc.

Les compagnies pétrolières ont malgré tout développé des méthodes lithosismiques permettant d'obtenir des informations lithologiques qualitatives et quantitatives à partir des images sismiques. Le but est de pouvoir préciser les remplissages sédimentaires et fluides des zones étudiées et de faire des prévisions de production par couplage avec l'interprétation structurale. Ces technologies ont démarré dans les années 1970 avec le repérage des « *bright spots* ». Il s'agit d'anomalies du signal sismique qui peuvent être liées à la présence d'hydrocarbures (figure 10). Cependant, la signification du signal sismique est généralement brute et difficile à déterminer même en supposant que ce dernier n'a pas été trop modifié par les différents traitements. C'est pourquoi les études litho-sismiques intègrent un maximum de données non sismiques, comme les données aux puits (diagraphies, carottes) ou les expériences de laboratoire. Ainsi la sismique peut être utilisée comme variable secondaire pour étendre à l'ensemble du réservoir des faciès reconnus aux puits.

Dans cette étude les données sismiques ont été étudiées grâce au logiciel Kingdom IHS 2017.

CHAPITRE 3 : STRATIGRAPHIE DU BLOC DE RUFISQUE

Quatre puits forés ont été étudiés dans le bloc de Rufisque shallow : DKM-2, Rf-2, Rf-3 et CVM-1. Ce dernier puits se situe à 7 km de la pointe sud du Cap Vert. Parmi ces puits, trois ont fourni des indices de pétrole et de gaz (DKM-2, Rf-2, Rf-3). Les puits les plus profonds sont CVM-1 (4270,55 m) et DKM-2 (4252,56 m). Pour des données complémentaires nous avons ajouté le forage de Mbour-1 (Br-1) situé dans le bloc de Sébikhotane.

1. STRATIGRAPHIE ET MICROPALÉONTOLOGIE

Les puits Rf-3 et Br-1 ont livré des microfossiles qui ont permis d'établir leur découpage stratigraphique. Par contre les puits DKM-2 ; Rf-2 ; CVM-1 ont livré de rares microfossiles et leur stratigraphie a été établie par corrélation lithologique avec les sondages datés. Pour chaque sondage nous avons établi un tableau de répartition verticale des microfossiles dans les différents intervalles lithologiques dans le sens du sondage.

1.1. Puits Dakar Marine 2 (DKM-2)

Le forage DKM-2 a été foré en 1968 jusqu'à la profondeur finale de 4252, 56m. Il a recoupé le fond marin à partir de 73,45 m de profondeur d'eau. Les premiers échantillons de déblais de forage ont été recueillis à une profondeur de 256,03m. La succession stratigraphique est la suivante du haut vers le bas (figure 11) :

1.1.1. Intervalle 256 m-295 m

Il est constitué d'argiles vert-grisâtres et de calcaires limoneux pyriteux discordants sur le Crétacé. L'intervalle est dépourvu de fossiles et est rapporté au Paléocène.

1.1.2. Intervalle 295 m-606 m

Il comprend deux sous intervalles lithologiques dépourvus de fossiles :

Le sous intervalle 295 m-437 m est constitué d'argiles schisteuses carbonatées limoneux à sableux rapportés au Maastrichtien supérieur.

Le sous intervalle 437 m-606 m comprend des grès intercalés de lits argileux rapportés au Maastrichtien inférieur.

1.1.3. Intervalle 606 m-1082 m

Les deux tiers supérieurs de l'intervalle sont constitués de schistes.

Le tiers inférieur est constitué de schistes intercalés de bancs de calcaire et de dolomie. L'ensemble est dépourvu de fossiles et rapporté au Sénonien inférieur (Santonien et Coniacien).

1.1.4. Intervalle 1082 m-2234 m

Il est constitué d'alternance de calcaires et de dolomie entrecoupée de grès et de marnes. Il renferme d'abondants débris d'échinodermes et de gastéropodes, des foraminifères (Miliolidés et Texturalaridés), des algues (Dasycladacées, Algues rouges) et des ostracodes non déterminés. Les foraminifères benthiques comprennent *Choffatella decipiens* et *Pseudocyclammina hedbergi* qui datent l'intervalle du Barrémien à l'Aptien inférieur (Néocomien). Il existe donc une lacune entre le Néocomien et le Sénonien inférieur.

1.1.5. Intervalle 2234 m-4252,56 m

Il est constitué de calcaires micritiques à bancs de dolomie répartis en deux sous intervalles :

Le sous intervalle 2234 m-3656 m est constitué de calcaires renfermant les foraminifères benthiques *Audenusina fourcadei*, *Alveosepta jaccardi*, *Pseudocyclamina lituus*, *Everticyclammina* aff. *virguliana*, *Anchyspirocyclina lusitanica*, *Trocholina* gr. *alpina* datent du Jurassique supérieur (Oxfordien supérieur au Tithonien).

Le sous intervalle 3656m-4252,56m est constitué de calcaires renfermant un foraminifère benthique, *Pseudocyclamina maynci*, qui date du Jurassique moyen.

Intervalle de profondeur en mètres	Foraminifères benthiques								SONDAGE Dkm.2
	<i>Choffatella decipiens</i>	<i>Pseudocyclamina hedbergi</i>	<i>Audenusina fourcadei</i>	<i>Alveosepta jaccardi</i>	<i>Pseudocyclamina lituus</i>	<i>Everticyclammina</i> aff. <i>virguliana</i>	<i>Anchyspirocyclina lusitanica</i>	<i>Trocholina</i> gr. <i>alpina</i>	
256-295m									Paleocene
295-437m									Maastrichien superieur
437-606m									Maastrichien inferieur
606-1082m									Santonien
									Coniacien
1082-2234m	■	■							Neocomien
2234-3656m			■	■	■	■	■	■	Jurassique superieur
3656-4252,56m								■	Jurassique moyen

Figure 11 : Répartition verticale des foraminifères du sondage DKM-2.

1. 2. Puits Rufisque 2 (Rf-2)

Le puits Rf-2 a été foré en 1969 jusqu'à la profondeur finale de 1845,26m. Il a recoupé le fond marin à 64,60 m. (figure 12). La succession stratigraphique est la suivante :

1.2.1 Intervalle 270 m-529 m

Il est constitué d'argiles et des schistes silteuses à bancs de grès et de dolomie. Cet intervalle dépourvu de fossiles est rapporté au Maastrichtien.

1.2.2 Intervalle 529 m-1075 m

Il est composé de schistes silteux épais de 546 m. Il est également dépourvu de fossiles et est rapporté au Sénonien.

1.2.3 Intervalle 1075 m-1178 m

Avec une épaisseur de 103m, cet intervalle est constitué de schistes silteux et est dépourvu de microfossiles. Il est rapporté au Cénomaniens supérieur.

1.2.4 Intervalle 1178 m-1374 m

Il comprend des schistes silteux intercalés de bancs calcaires micritiques dépourvus de microfossiles. Leur épaisseur est de 196m et l'intervalle est rapporté au Cénomaniens inférieur.

Intervalle de profondeur en mètres	Foraminifères benthiques		SONDAGE Rf.2
	<i>Choffatella decipiens</i>	<i>Pseudocyclammina hedbergi</i>	
270-529m			Maastrichtien
529-1075m			Sénonien
1075-1178m			Cénomaniens supérieur
1178-1374m			Cénomaniens inférieur
1374-1484m			Aptien
1484-1845,26m			Néocomien

Figure 12 : Répartition verticale des foraminifères du sondage Rf-2

1.2.5 Intervalle 1374 m-1484 m

Il est composé de calcaires à bancs de dolomie et marnes épais de 110m. Il est dépourvu de fossiles et rapporté à l'Aptien.

1.2.6 Intervalle 1484 m-1845,26 m

Cet intervalle correspond au Néocomien et Il est constitué de calcaires micritiques et dolomitiques épais de 361,26 m. L'intervalle a livré les foraminifères benthiques *Choffatella decipiens* et *Pseudocyclammina hedbergi* qui datent du Néocomien s. l.

1.3. Puits de Rufisque 3 (Rf-3)

Le puits de Rufisque 3 a été foré en 1972 jusqu'à la profondeur finale de 1419m. Il a débuté à la profondeur d'eau marine de 94,5 m. La succession stratigraphique est la suivante (figure 13) :

1.3.1 Intervalle 106 m-369 m

L'intervalle est constitué de silts et de sables épais 263 m et correspond à priori à un niveau du Quaternaire.

1.3.2. Intervalle 369 m-677 m

Il est constitué d'argiles et divisé en deux sous-intervalles :

Le sous-intervalle 369m-463m (94 m) est constitué d'argiles bariolées grises pyriteuses à intercalations métriques de grès très fins. Il renferme les foraminifères benthiques *Bulimina petroleana* et *Rhzehakina* datés du Maastrichtien supérieur.

Le sous-intervalle 463m-677m (214 m) est constitué d'argiles verdâtres à traces de dolomie calcaire et de silts. La présence au sommet du foraminifère benthique *Afrobulimina afra* permet de dater le Maastrichtien inférieur.

1.3.3 Intervalle 677 m-889 m

Il est constitué d'argiles bariolées à intercalations de grès silteux épais de 212 m. La présence du foraminifère planctonique *Planoheterohelix globulosa* et de l'espèce benthique *Buliminella gabonica* au sommet de l'intervalle permet de dater le Campanien supérieur.

1.3.4 Intervalle 889 m-1062 m

Il est composé d'argiles schisteuses à bancs calcaires épais de 173m. La présence du foraminifère planctonique *Dicarinella concavata* date l'intervalle du Sénonien (Coniacien supérieur à Santonien).

1.3.5 Intervalle 1062 m-1267 m

Cette unité est constituée d'argiles à bancs calcaires micritiques et épaisse de 205 m. La présence de l'espèce planctonique *Hedbergella brittonensis* permet de dater le Cénomani.

1.3.6 Intervalle 1267 m-1419 m

L'intervalle est dominé par des calcaires et comprend deux sous-intervalles. De 1267 m à 1310m on trouve des calcaires micritiques. De 1310 m à 1419 m on trouve des calcaires dolomitiques et silteux. L'intervalle renferme les foraminifères benthiques, *Choffatella decipiens* et *Pseudocyclimmina hedbergi* qui le datent de l'Aptien inférieur au Néocomien. l.

Intervalle de profondeur en mètres	Foraminifères planctoniques			Foraminifères benthiques							SONDAGE Rf3
	<i>Planoheterohelix globulosa</i>	<i>Dicarinella concavata</i>	<i>Hedbergella brittonensis</i>	<i>Bulinina petroleana</i>	<i>Rzehakina epigona</i>	<i>Afrobolivina afra</i>	<i>Bulinina gabonica</i>	<i>Choffatella decipiens</i>	<i>Pseudocyclammina hedbergi</i>	Ages géologiques	
106-369m										Quaternaire	
369-463m										Maastrichtien supérieur	
463-677m										Maastrichtien inférieur	
677-889m										Campanien	
889-1062m										Coniacien	
										Santonien	
										Cénomanién	
1062-1267m										Turonien ?	
										Aptien	
1267-1419m										Néocomien ?	

Figure 13 : Répartition verticale des foraminifères du sondage Rf-3.

1.4. Puits Cap-Vert Marine 1 (CVM-1)

Le puits Cap-Vert Marine 1 a été foré en 1969 jusqu'à la profondeur finale de 4270,55m. Il a recoupé le fond marin à 60,96m. La succession stratigraphique est la suivante :

1.4.1. Intervalle 61-266m

Les données sédimentologiques ne sont pas très bien identifiables, donc il est difficile de distinguer l'étage géologique correspondant.

1.4.2. Intervalle 266 m-872 m

Le sous-intervalle 266 m-387 m (326 m) est essentiellement schisteux et rapporté au Maastrichtien supérieur. Le sous-intervalle 387 m-872 m (485 m) est constitué de schistes silteux intercalés de bancs de grès et daté du Maastrichtien inférieur par l'espèce planctonique *Planoheterohelix globulosa*.

1.4.3. Intervalle 872 m-1341 m

L'intervalle épais de 469 m est constitué de schistes silteux. L'absence de données paléontologique n'a pas permis de distinguer le Sénonien du Turonien.

1.4.4. Intervalle 1341 m-2987 m

Le sous intervalle 1341 m-2301 (960 m) est constitué de schistes silteux à bancs de grès recoupés par des intrusions de dolérite. La présence de l'espèce benthique *Bulimina nannina* permet de le dater du Cénomanién supérieur.

Le sous-intervalle 2301 m-2987 m comprend des schistes silteux épais de 545 m. L'absence de données paléontologiques ne permet pas de distinguer le Cénomanién inférieur de l'Albien.

1.4.5. Intervalle 2987 m-4270,55 m

Il est dominé par des sables schisteux intercalés de bancs de grès (1424 m). L'intervalle est rapporté à l'Aptien.

Intervalle de profondeur en mètres	Foraminifères planctoniques		Foraminifères benthiques	SONDAGE Cvm-1 Ages géologiques
	<i>Planoheterohelix globulosa</i>		<i>Bulimina nannina</i>	
61-266m				????
266-387m				Maastrichtien supérieur
387-872m				Maastrichtien inférieur
872-1341m				Sénonien
				Turonien ?
1341-2301m				Cénomanién supérieur
2301-2987m				Cénomanién inférieur
				Albien
2987-4270,55m				Aptien

Figure 14 : Répartition verticale des foraminifères du sondage CVM-1.

1.5. Puits Mbour.1 (Br-1)

Le puits de Br-1 Le puits de Br-1 a été foré en 1958 jusqu'à la profondeur finale de 4025,3m. Il a recoupé le fond marin à 13,40 m. La succession stratigraphique de haut en bas est la suivante (figure 15) :

1.5.1. Intervalle 00 m-27 m

Il est constitué de sables fins plus ou moins argileux et roux qui correspondent au Quaternaire.

1.5.2 Intervalle 27 m-76 m

Il est constitué de calcaires jaunâtres zoogènes et de calcaires marneux du Paléocène.

1.5.3 Intervalle 76 m-480 m

Il est constitué de sables blancs coquilliers épais de 404 m. Il renferme des prismes d'Inocérames et des ostracodes limonitisés indéterminés. Ces « sables aquifères » sont rapportés au Maastrichtien.

1.5.4 Intervalle 480 m-630 m

Au sommet (480-610 m) on trouve des grès à niveaux argileux renfermant les ostracodes *Cytherella ovata*, *Cythereis* aff. *ornatissima* var. *nodulosa* et *Buntonia cretacea*.

A la base (610-630 m) on trouve des argiles sableuses noires feuilletées et de grès à foraminifères planctoniques du groupe des Rugoglobigérines. L'intervalle est daté du Campanien.

1.5.5. Intervalle 630 m-1122 m

Entre 630 m et 715 m on trouve une alternance d'argiles noires plus ou moins sableuses et de rares grès calcaires. L'alternance renferme des Rugoglobigérines et des Guembélines qui se raréfient à partir de 660 m. L'ostracode *Protobuntonia* aff. *numidica* apparaît au sommet de l'intervalle. De 715 m à 1090 m on trouve une alternance d'argiles feuilletées sableuses et de grès à ciment calcaires, parfois des calcaires gréseux. Une ammonite, *Texanites* aff. *bourgeoisii* de Gross, a été trouvée dans le niveau 907,10 m à 907,60 m et date du Coniacien moyen. L'intervalle 1090 m à 1122 m est nettement dominé par les argiles. L'intervalle 630 m à 1190 m est daté du Sénonien inférieur.

1.5.6. Intervalle 1122 m-1805 m

De 1122 m à 1180 m on trouve des argiles noires feuilletées plus ou moins sableuses. Le niveau 1180 m à 1700 m est dominé par des grès calcaires et de rares calcaires gréseux, des grès coquilliers, des sables grossiers et des grès argileux gris. Entre 1700 m et 1805 m on trouve des argiles grises et noires avec quelques petits bancs de calcaires marneux et gréseux. A partir de 1750 m on trouve les rares foraminifères planctoniques *Favusella washitensis* et *Muricohedbergella* cf. *planispira* pouvant indiquer aussi bien un âge Cénomanién inférieur qu'Albien. Cet intervalle est daté au Cénomanién-Turonien par l'apparition d'un faciès à Gumbélines comportant *Planoheterohelix globulosa* et *Heterohelix* aff. *moremani*.

1.5.7. Intervalle 1805 m-3380 m

Entre 1805 m et 2890 m on trouve une alternance d'argiles schisteuses noires et de grès calcaires ou argilo-calcaires devenant dolomitiques à la base. Il renferme de rares passées de calcaires marneux blanchâtres. La présence du foraminifère benthique *Orbitolina* aff. *texana* permet de dater l'Albien.

Entre 2890 m et 2935 m on trouve des argiles noires micacées plus ou moins gréseuses comprenant quelques bancs de calcaires marneux ou graveleux à *Orbitolina* aff. *texana*.

Entre 2935 m et 3380 m on trouve une série compacte d'argiles gréseuses gris-foncé ou noires, de calcaires marneux graveleux et de calcaires légèrement dolomitiques. Des orbitolines ont été observées de 3058 m à 3086 m et de 3220 m à 3250 m.

L'ensemble de l'intervalle est daté de l'Albien par la présence d'*Orbitolina* aff. *texana*.

1.5.8. Intervalle 3380 m-4025,3 m

Il comprend des calcaires graveleux ou oolithiques légèrement marneux ou crayeux avec de rares et fines passées de grès silteux, micacé, gris clair. La présence du foraminifère benthique *Choffatella decipiens* dans tout l'intervalle permet de dater l'Aptien. Elle est associée aux espèces benthiques arénacées *Spiroplectammina* cf. *longa* et *Sherochorella minuta*.

Intervalles de profondeur en mètres	Foraminifères planctoniques	Foraminifères benthiques	Ostracodes	Ammonites	FORAGE DE MBOUR (Br.1)
	Rugoglobigérines Guembélines <i>Favusella washtensis</i> <i>Muricohedbergella planispira</i> <i>Planoheterohelix globulosa</i> <i>Heterohelix</i> aff. <i>moremani</i>	<i>Orbitolina</i> aff. <i>texana</i> <i>Choffatella decipiens</i> <i>Scherchorella minuta</i> <i>Spiroplectammina</i> cf. <i>longa</i>	<i>Buntonia cretacea</i> <i>Cytherella ovata</i> <i>Cythereis</i> aff. <i>ornatissima nodulosa</i> <i>Protobuntonia</i> aff. <i>numidica</i>	<i>Texanites</i> aff. <i>bourgeoisii</i> de Gross	Ages géologiques
00-27 m					Quaternaire
27-76 m					Paléocène
76-480 m					Maastrichtien
480-630 m					Campanien
630-1122 m					Santonien
					Coniacien
1122-1805 m					Turonien
					Cénomanién
1805-3380 m					Albien
3380-4025,3 m					Aptien

Figure 15 : Répartition verticale des fossiles du sondage de Mbour (Br-1).

2. SYNTHÈSE STRATIGRAPHIQUE

Le Maastrichtien, le Sénonien et le Cénomaniens sont constitués de schistes argileux à bancs de grès minces et de calcaires. L'Albien comprend surtout des schistes argileux et parfois de minces bancs calcaires. Le faciès caractéristique de l'Aptien de Rufisque correspond à de minces couches de schistes, de calcaires et de grès.

Le Néocomien est constitué de calcaires à minces bancs de dolomie. Deux niveaux karstifiés ont été identifiés dans les carbonates : l'un au Néocomien et l'autre à l'Aptien. Les cavités karstiques semblent se situer à la limite du Néocomien de la plateforme continentale qui s'est développée sur la marge nord de Rufisque. Cette porosité proviendrait de réservoirs et de pièges liés à la présence de failles.

Les puits Rf-2 (1845,26 m) et Rf-3 (1419m) peu profonds, sont essentiellement constitués de schistes à intercalations de grès et de calcaires. Le Néocomien est constitué de calcaires micritiques. La succession stratigraphique d'ensemble est la suivante.

2.1. Le Jurassique moyen et supérieur

Le sondage DKM-2 a recoupé entre 4050 m et 3656 m des calcaires bioclastiques et dolomitiques à passages argileux (Castelain, 1965 ; Spengler *et al*, 1966) renfermant des lamellibranches, gastropodes, échinodermes, annélides, bryozoaires, ostracodes, foraminifères et algues. La présence au-dessus de 3656 m du foraminifère benthique *Pseudocyclammina maynci* permet de dater ce niveau de l'Aalénien terminal au Bajocien inférieur (Jurassique moyen).

Le sondage DKM-2 a recoupé de 3656 m à 2234 m des calcaires bioclastiques, oolithiques et dolomitiques à passages argileux et gréseux au sommet. Il livre également des lamellibranches, gastropodes, échinodermes, annélides, bryozoaires, ostracodes, foraminifères et algues. Les foraminifères benthiques *Audenusina fourcadei*, *Alveosepta jaccardi*, *Pseudocyclammina lituus*, *Everticyclammina* aff. *virguliana*, *Anchyspirocyclus lusitanica* et *Trocholina* gr. *alpina* permettent de dater l'Oxfordien supérieur et le Tithonien (Castelain, 1965 ; Granier, 1992), donc du Jurassique supérieur.

2.2. Le Néocomien *sensu lato* (Berriasien à Barrémien)

Le Néocomien est recoupé entièrement à DKM-2 (2234 m-1080 m) et partiellement à Rf-2, Rf-3 et Br-1. Les dépôts sont constitués de calcaires à minces bancs de dolomie. Les foraminifères benthiques *Choffatella decipiens* et des *Pseudocyclammina* permettent de dater le toit le Barrémien à l'Aptien inférieur (Castelain *et al*, 1965 ; Granier, 1992).

2.3. L'Aptien et l'Albien

Les espèces planctoniques et benthiques ont souvent une grande extension stratigraphique, ce qui rend difficile la distinction des étages. Les sondages Rf-3 et Br-1 ont livré l'espèce benthique *Choffatella decipiens* qui date du Barrémien à l'Aptien inférieur (Granier, 1992). Le sondage Br.1 renferme dans les calcaires marneux *Orbitolina* aff. *texana* qui date l'Albien. Ce sondage a également livré l'espèce planctonique *Muricohedbergella* cf. *Planispira* (Aptien inférieur-base Coniacien) associée aux espèces arénacées *Scherochorella minuta* et *Spiroplectammina* cf. *longa*. L'espèce *Scherochorella minuta* est connue dans la Grayson Marl Formation du Texas (USA) où elle est associée à des planctoniques de l'Albien inférieur au Cénomaniens inférieur.

2.4. Le Cénomaniens et le Turonien

A Br-1 le Cénomaniens-Turonien est marqué par l'apparition de *Planoheterohelix* aff. *moremani* et *Planoheterohelix globulosa* associés à *Favusella washitensis* et *Muricohedbergella planispira*. Cette microfaune peut indiquer un âge Cénomaniens inférieur à Albien. A CVM-1 le Cénomaniens-Turonien est marqué par la présence discontinue de *Bulimina nannina*. A Rf-3 le Cénomaniens est marqué par la présence de *Whiteinella brittonensis*.

2.5. Le Sénonien inférieur

A Rf-3 l'espèce planctonique *Dicarinella concavata* permet de dater le Coniacien supérieur et le Santonien. A Br-1 la présence de Guembélines et de Rugoglobigérines marque le toit du Sénonien inférieur. L'ostracode *Protobuntonia* aff. *numidica* caractérise le Sénonien des bassins nord-africains.

2.6. Le Campanien-Maastrichtien

A CVM-1, le Campanien et le Maastrichtien sont datés par *Planoheterohelix globulosa*. Dans le sondage Rf-3 l'espèce benthique *Buliminella gabonica* apparaît au toit du Campanien. Le sondage Br-1 est marqué par la présence de Rugoglobigérines associées aux ostracodes *Cytherella ovata*, *Cythereis* aff. *nodulosa* et *Buntoniacretacea*. Le sondage Rf-3 renferme les foraminifères benthiques *Afrolivina afra* et *Rhzehakina epigona* du Maastrichtien inférieur. Le sondage Br-1 a livré des prismes d'Incérâmes et des ostracodes limonitisés.

3. CORRELATION STRATIGRAPHIQUE DES PUIITS

- Le Jurassique a été recoupé uniquement à DKM-2 où il est essentiellement carbonaté.
- Le Néocomien est recoupé à DKM-2 à Rf-3 et Rf-2 et comprend des calcaires micritiques et dolomitiques.
- L'Aptien est connu à CVM-1, Rf-2, Rf-3 et Br-1 avec une épaisseur très importante à CVM-1 (schistes à intercalations de grès). Il est essentiellement calcaire à Rf-2, Rf-3 et Br-1.
- L'Albien est recoupé à CVM-1 et Br-1 où il est constitué de calcaires avec des intercalations de grès et de dolomie.
- L'épaisseur du Cénomaniens plus forte à CVM-1 (schistes argileux à bancs calcaires) diminue à Br-1, Rf-2 et Rf-3 (schistes argileux) et disparaît à DKM-2.
- Le Turonien est connu à Br-1 et à CVM-1 (distinction difficile avec le Cénomaniens).
- L'épaisseur du Sénonien est plus forte à DKM-2 et Rf-2 diminue progressivement à Br-1, CVM-1 et Rf-3. Il est dominé par des schistes argileux sauf à Rf-3 et DKM-2 où il renferme des bancs calcaires intercalés. A Br-1, il est constitué d'argiles avec des bancs de grès.
- Le Campanien est recoupé à Rf-3 et Br-1 (schistes argileux avec des bancs de grès) et est absent à DKM-2, Rf-2 et CVM-1.
- Le Maastrichtien est plus épais à CVM-1 (schistes argileux avec des bancs de grès). A Rf-3, Rf-2 et DKM-2 il est constitué d'argiles avec des bancs de grès et de calcaires dolomitiques. A Br-1 il est constitué de sables coquilliers.

La figure 15 présente la corrélation des cinq forages suivant la disposition sensiblement Ouest-Est : CVM-1, Rf-3, DKM-2, Rf-2 et Br-1.

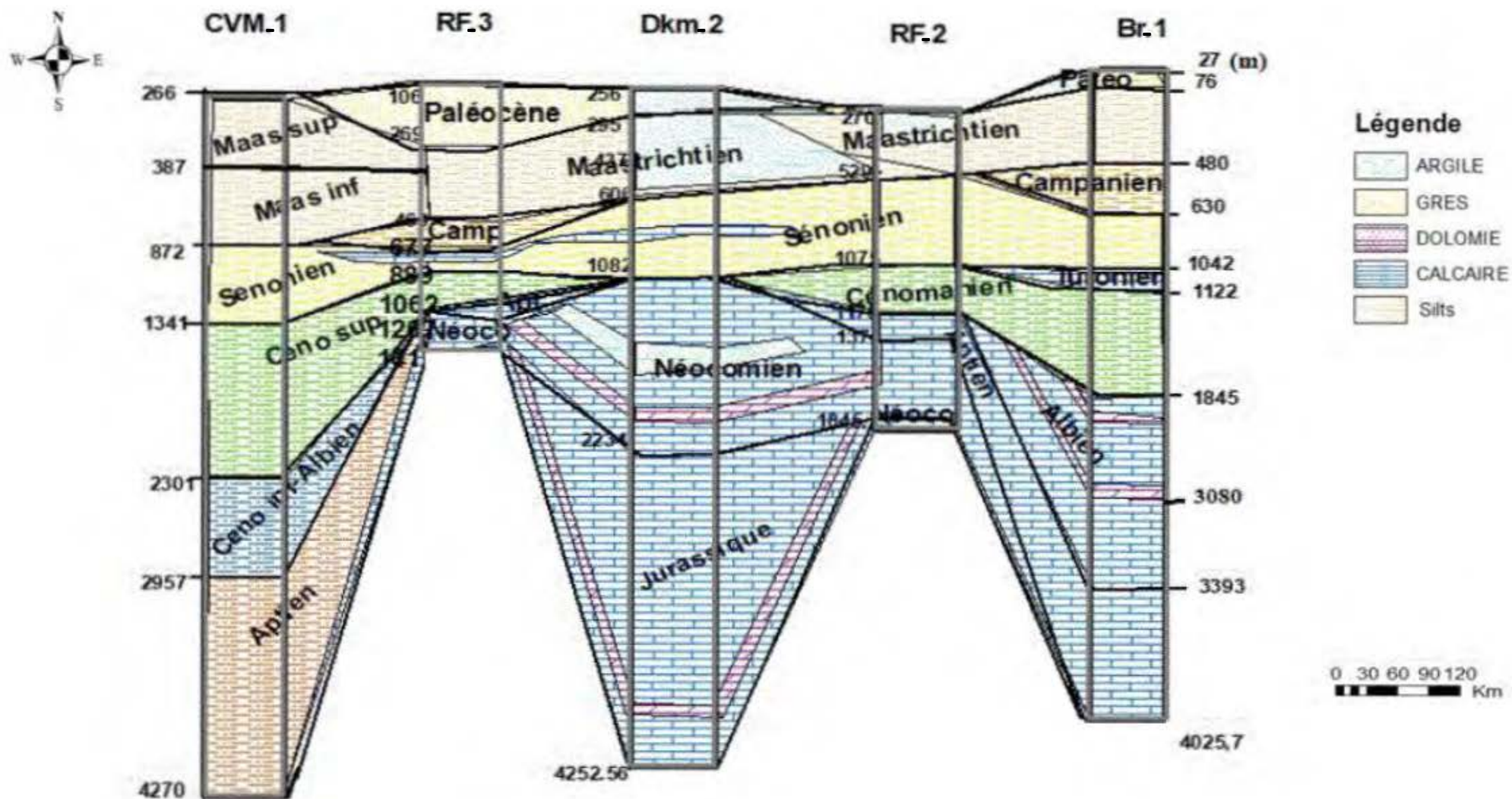


Figure 16 : Corrélation stratigraphique des sondages dans le Bloc Pétrolier de Rufisque

CHAPITRE 4 : GEOCHIMIE DES SONDAGES

1. ROCHES MERES POTENTIELLES DU BLOC DE RUFISQUE

Les roches mères du bassin du Sénégal découvertes à ce jour se trouvent dans la section Crétacé-Tertiaire. La roche mère la plus importante du plateau continental ouest-africain est celle du Turonien. Elle a été recoupée en mer, notamment par le sondage 367 du Programme Deep Sea Drilling Project (DSDP) à 200 km au SW de Dakar. Ses caractéristiques ont été publiées par Deroo *et al.* (1978). Cette roche mère riche en matières organiques est présente en Gambie et en Casamance (ARL/Robertson, 1986 ; Petro Canada, 1986).

Dans la presqu'île du Cap-Vert, le Turonien est bien connu dans les sondages, sauf dans la structure haute de Rufisque dénommée « Rufisque High » où elle a été tronquée par l'érosion au Sénonien inférieur. Le Turonien est connu comme un horizon riche en matières organiques avec un potentiel d'hydrocarbures plus faible qu'en Casamance. Des roches mères potentielles ont été identifiées au Cénomanién. Cependant toutes les roches mères potentielles n'ont pas encore été étudiées, notamment le Jurassique moyen et supérieur.

2. RICHESSE EN MATIERE ORGANIQUE

Les puits dont la matière organique est étudiée sont ceux de CVM-1, DKM-2, Rf-2, Rf-3 et Br-1. Les paramètres étudiés sont : COT (%), IH, Tmax, IP et S2. Les résultats proviennent d'analyses antérieures et nouvelles et sont consignés dans les tableaux 5 à 9.

2.1. La teneur en matière organique dans les sondages

L'analyse de la richesse de la matière organique et du potentiel pétrolier des puits a été faite à partir de l'analyse des données des tableaux 1 à 3 du chapitre 2.

2.1.1. Puits DKM-2

Le tableau 5 donne les résultats d'analyses du puits entre le Jurassique moyen et le Sénonien.

Tableau 5 : Résultats d'analyses de la matière organique du puits DKM-2.

Unité stratigraphique	Profondeur	COT %	IH	Tmax	IP	S2
Sénonien	645-990 m	1,86	303	433	0,08	5,64
Néocomien	1127-2083 m	0,24	137	438	0,27	0,33
Jurassique supérieur	2257-3592 m	0,25	84	429	0,19	0,21
Jurassique moyen	3627-4180 m	0,14	42	415	0,4	0,06

(a) Au Sénonien, l'intervalle 645 m-990 m présente un COT de 1,86, des indices S2 supérieurs à 5 et un IH supérieur à 300. Ces valeurs indiquent une bonne richesse en matière organique et un bon potentiel pétrolier. La matière organique immature de type II correspond à la production d'huile.

(b) Au Néocomien l'intervalle 1127 m-2083 m présente un COT inférieur à 0,5 et un Tmax de 438° C et un IH compris entre 50-200. Ces valeurs indiquent une matière organique pauvre en début de maturation et un faible potentiel pétrolier. La matière organique est de type III et correspond la formation de gaz.

(c) Au Jurassique moyen et supérieur les intervalles 2257 m-3592 m et 3627 m-4180 m montrent un COT et un IH faibles qui indiquent un potentiel pétrolier pauvre avec une matière organique immature de type III. On retrouve une incohérence des données de la richesse en matière organique au Néocomien et au Jurassique par rapport au Sénonien, ce qui suggère une contamination des échantillons étudiés au Sénonien suite à l'érosion du Turonien.

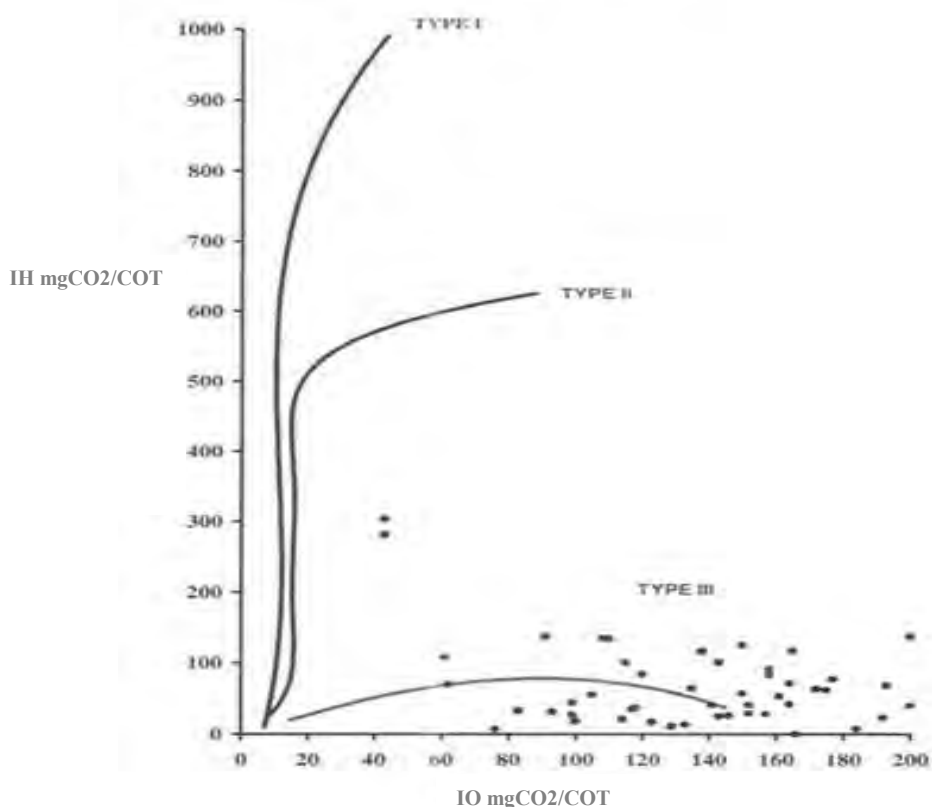


Figure 17 : Diagramme de Van Krevelen du puits DKM-2.

2.1.2. Puits Rf-2

Le tableau 6 donne les résultats des analyses du puits Rf-2 du Néocomien au Maastrichtien.

Tableau 6 : Résultats d'analyses de la matière organique du Rf-2.

Unité stratigraphique	Profondeur	COT %	IH	Tmax	IP	S2
Maastrichtien	277-524 m	1,1	117	429	0,18	1,29
Sénonien	576-1164 m	1,1	187	429	0,08	2,06
Albien-Cénomanién	1170-1358 m	1,3	382	439	0,11	4,97
Néocomien	1450-1840 m	1	265	355	0,26	2,65

(a) Au Maastrichtien l'intervalle 277m-524 m présente un COT supérieur à 1, une Tmax de 429 et un IH de 117. Ces valeurs indiquent un potentiel pétrolier pauvre et une matière organique immature de type III correspondant à la production de gaz.

(b) Au Sénonien l'intervalle 576 m-1164 m montre les mêmes valeurs de COT et de Tmax qu'au Maastrichtien. L'IH est de 187, cela indique un potentiel pétrolier pauvre et une matière organique immature de type III qui correspond à du gaz.

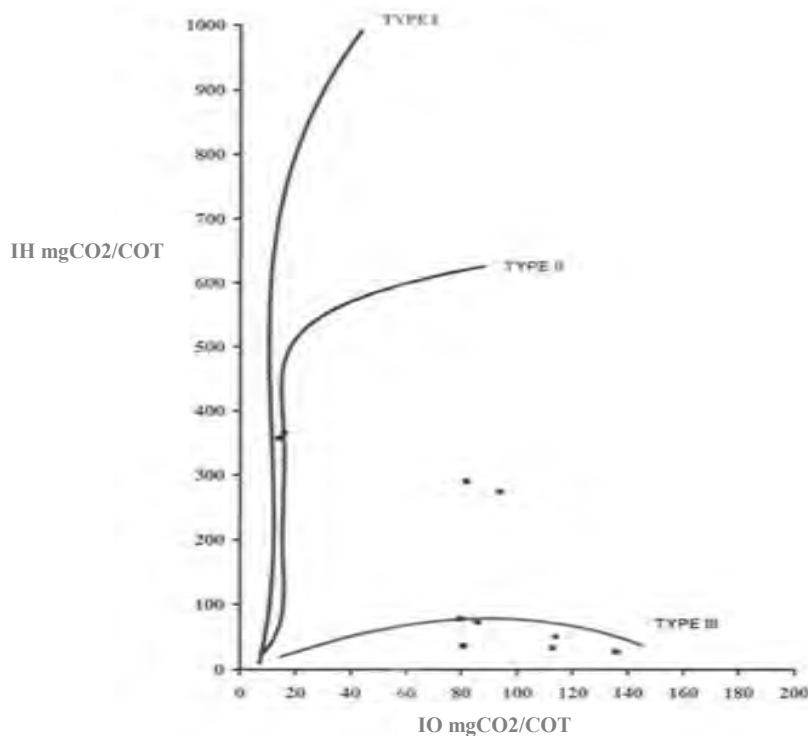


Figure 18 : Diagramme de Van Krevelen du puits Rf-2.

(c) De l'Albien au Cénomanién l'intervalle 1170 m-1358 m présente un COT de 1,3. Cela indique une matière organique très riche et un assez bon potentiel pétrolier. La matière organique est en début de maturation et est de type II (IH : 382) et produit de l'huile.

(d) Au Néocomien l'intervalle 1450 m-1840 m présente un COT égal à 1 et indique un assez bon potentiel pétrolier. La matière organique immature de type III/II (IH : 265) correspond à du gaz et de l'huile.

En résumé le puits de Rf-2 a une matière organique immature de type III/II avec un assez bon potentiel pétrolier de l'Albien au Néocomien et un potentiel pétrolier pauvre au Maastrichtien et au Sénonien.

2.1.3. Puits Rf-3

Le tableau 7 donne les résultats du puits Rf-3 pour l'intervalle du Néocomien à l'Aptien.

Tableau 7 : Résultats d'analyses de la matière organique de Rf-3.

Unité stratigraphique	Profondeur	TOC %	IH	Tmax	IP	S2
Néocomien-Aptien	1419 m	0,05	60	399	0,5	0,03

(a) Au Néocomien-Aptien l'échantillon 1419 m montre un COT très faible et donc presque dépourvu de matière organique. Le potentiel pétrolier est pauvre avec une matière organique immature de type III (IH : 60) qui correspond à du gaz.

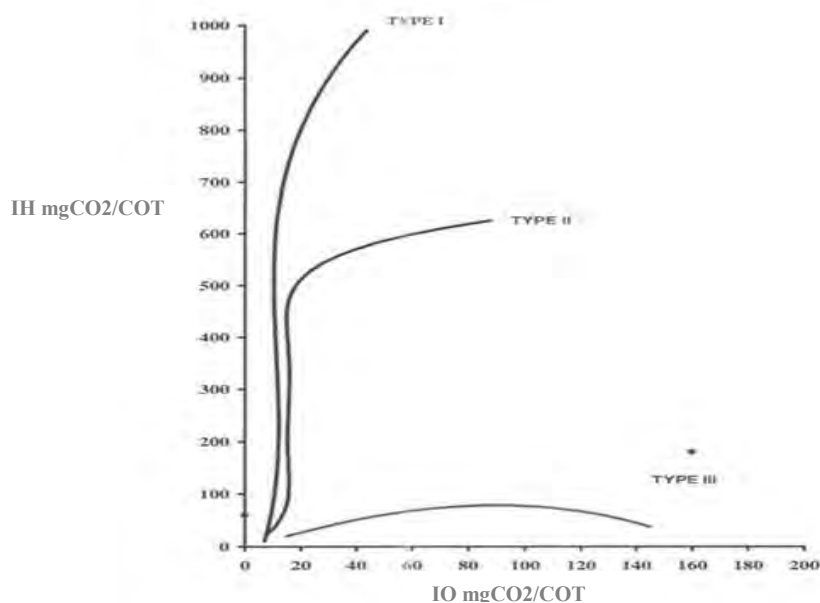


Figure 19 : Diagramme de Van Krevelen du puits Rf-3.

2.1.4., Puits CVM-1

Le tableau 8 donne les résultats d'analyses du puits entre l'Albien et le Sénonien.

Tableau 8 : Résultats d'analyses de la matière organique du puits CVM-1.

Unité stratigraphique	Profondeur	COT %	IH	Tmax	IP	S2
Turonien-Sénonien	1015-1341 m	1,82	181	430	0,04	3,31
Cénomanién	1350-2286 m	1,28	276	432	0,11	3,54
Albien	2337-2843 m	0,23	626	448	0,07	1,44
Aptien	2895-4270 m	1,16	140	424	0,28	1,63

(a) Au Turonien-Sénonien : dans l'intervalle 1015 m-1341 m le COT carbone est de 1,82, ce qui correspond à une très bonne richesse en matière organique et à un assez bon potentiel en hydrocarbures. La valeur de S2 (S2 = quantité d'hydrocarbures généré par pyrolyse) est de 3,31 ce qui indique que l'intervalle a un assez bon potentiel pétrolier même si le Tmax montre une matière organique immature. L'indice IH : 181 indique une matière organique de type III et les hydrocarbures formés sont le gaz.

(b) Au Cénomanién à l'intervalle 1350 m-2286 m la valeur du COT de 1,28 montre un assez bon potentiel pétrolier. La matière organique est immature (IH : 276) et de type III /II, et les hydrocarbures formés sont de l'huile ou du gaz.

(c) A l'Albien l'intervalle 2337 m-2843 m montre un faible potentiel pétrolier avec un COT < 0.5. Cependant le Tmax indique que la matière organique a atteint une maturité thermique avancée et le type d'hydrocarbures susceptible de se former est de type I avec un IH supérieur à 600, ce qui correspond à de l'huile. L'incohérence des données pour cet intervalle peut s'expliquer par la présence d'intrusions volcaniques dans cette zone.

(d) A l'Aptien l'intervalle 2895 m-4270 m présente un COT de 1,16 et un S2 de 1,63, ce qui correspond à un faible potentiel pétrolier. La Tmax <435 indique une matière organique immature de type III (IH : 140) qui correspond à du gaz.

En résumé le puits CVM-1 présente un assez bon potentiel pétrolier avec une matière organique immature de type III/II du Turonien au Cénomanién. L'incohérence noté à l'Albien

où le potentiel pétrolier est pauvre et la matière organique à maturité de type I peut s'expliquer par la présence d'intrusions volcaniques dans cet intervalle, ce qui augmente la température et explique sa maturité précoce. Dans l'ensemble le puits CVM-1 a une matière organique de type III (figure 20).

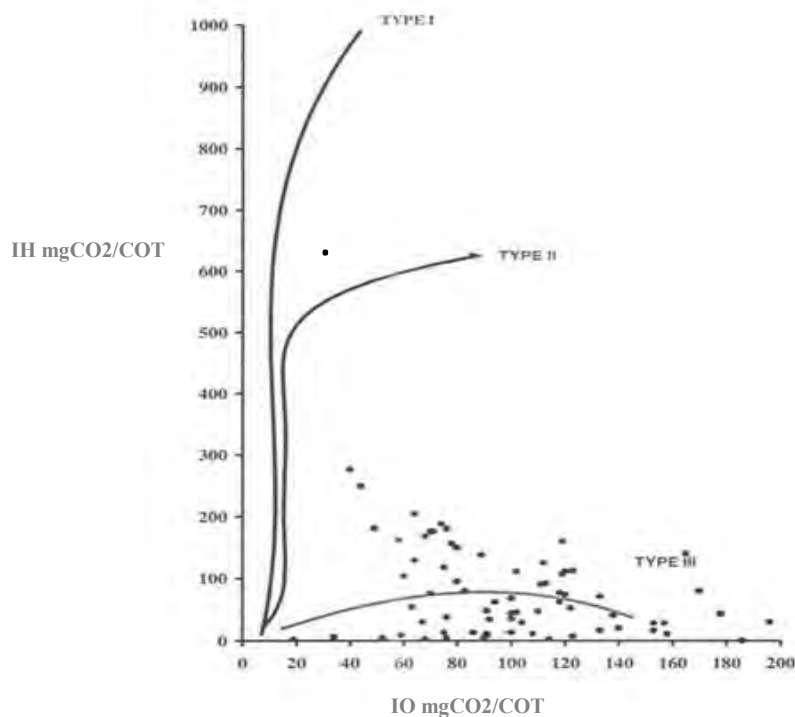


Figure 20 : Diagramme de Van Krevelen du puits CVM-1

2.1.5. Puits Br-1

Le tableau 9 donne les résultats des analyses obtenues pour le puits Br-1 dans l'intervalle Albien inférieur à Coniacien moyen.

(a) Au Coniacien moyen

A partir de 876 m de profondeur la matière organique est faible avec un COT faible indiquant un potentiel pétrolier pauvre. La matière organique est immature (IH : 44) et est de type IV.

(b) Au Turonien l'échantillon 1140 m montre une matière organique faible caractérisant un potentiel pauvre et une maturité insuffisante. La matière organique est de type III (IH : 67) et correspond à du gaz.

Tableau 9 : Résultats d'analyses de la matière organique de Br-1.

Unité stratigraphique	Profondeur	COT %	IH	Tmax	IP	S2
Coniacien moyen	876 m	0,18	44	419	0,27	0,08
Turonien	1140 m	0,68	67	426	0,12	0,46
Cénomaniens inférieur	1710-1775 m	0,91	74	315	0,18	0,68
Cénomaniens inférieur-Albien supérieur	2257-2640 m	0,48	129	373	0,37	0,62
Albien inférieur	2706-3674 m	0,17	105	437	0,05	0,18

(c) Au Cénomanién inférieur l'intervalle 1710 m-1775 m montre un COT faible, ce qui indique un potentiel pétrolier pauvre et la matière organique présente une maturation insuffisante. La matière organique est de type III (IH : 74).

(d) Au Cénomanién inférieur-Albien supérieur l'intervalle 2257 m-2640 m indique également une matière organique faible avec un faible potentiel pétrolier. La matière organique est immature de type III (IH : 129).

(e) A l'Albien inférieur l'intervalle 2706 m-3674 m renferme une matière organique pauvre avec un potentiel pétrolier pauvre. La matière organique en début de maturation de type III (IH : 105).

Dans l'ensemble le puits de Br-1 a un potentiel pétrolier pauvre avec une matière organique immature de type III et correspond à un kérogène continental.

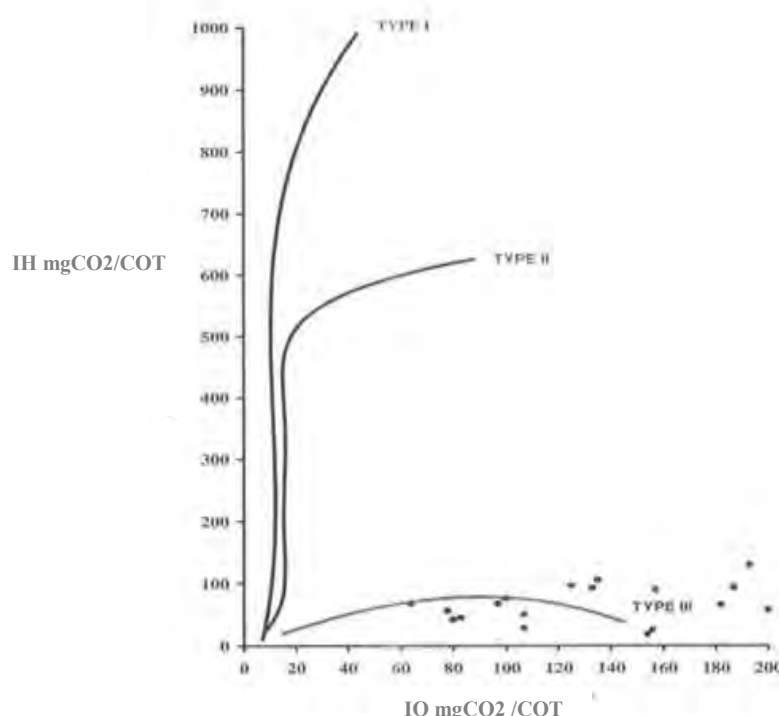


Figure 21 : Diagramme de Van Krevelen du puits Br-1.

2.2. Distribution spatiale de la matière organique au cours des temps géologiques

La roche mère la plus constante est celle du Turonien. Les autres roches mères potentielles ont une extension latérale plus limitée. Les données acquises dans cette étude montrent que les calcaires du Jurassique et du Néocomien sont généralement pauvres en carbone organique. Par contre les niveaux antérieurs au Jurassique moyen n'ont pas été forés.

2.2.1. L'Aptien

La seule valeur de COT supérieur à 1 % se trouve à CVM-1 (1,16 %). Cela suggère qu'elle ne forme pas un niveau continu, ce qui indiquerait une exondation maximale.

2.2.2. L'Albien

Seul le forage Rf-2 avec un COT de 1.3 % indique une bonne richesse en matière organique dans cet étage.

2.2.3. Le Cénomanién

Le COT est de 1,28 % dans le puits CVM-1 et de 1.3 à Rf-2. La richesse en matière organique du Cénomanién dans ces puits serait due à un remaniement local du Turonien durant l'exondation majeure du Sénonien. La position du niveau juste sous le Turonien pourrait provenir d'une contamination de la base du Turonien pour lequel aucun échantillon n'a été disponible. La base du Turonien doit être étudiée pour de plus amples informations.

La distribution spatiale des horizons riches en matières organiques du Cénomanién est limitée.

2.2.4. Le Turonien

Le Turonien a des valeurs de COT supérieures à 1 % (1.82) à CVM-1 où il est présent. La plus faible valeur a été trouvée dans le puits Br-1 (0,68 %). Le Turonien a été érodé dans les autres puits durant l'émersion au Sénonien.

2.2.5. Le Sénonien et le Maastrichtien

A CVM-1, DKM-2 et Rf-2 le Sénonien présente une teneur en carbone organique supérieure à 1 % : 1.82 % à CVM-1 ; 1.86 % à DKM-2 et 1.1 % à Rf-2. Le Maastrichtien de Rf-2 présente un COT de 1.1%. On considère que les roches mères du Sénonien et du Maastrichtien n'atteignent leur maturité que dans le graben de Rufisque où la profondeur d'enfouissement est plus importante et la présence d'intrusion de dolérite favorisent localement la maturation de la matière organique.

2.3. Le potentiel génératif

Les résultats d'analyses des indices d'hydrocarbures du bloc de Rufisque proviennent du Rapport ARL (1986) et sont donnés dans les tableaux 5 à 9.

Quatre échantillons montrent une capacité de production de pétrole et trois correspondent à des zones favorables. Les échantillons sont les suivants :

- L'échantillon 1347 m à base de l'Albien du puits Rf-2 ;
- L'échantillon 645 m du Sénonien du puits DKM-2 ;
- L'échantillon 1350 m du toit du Cénomanién (ou la base du Turonien ?) du puits CVM-1 ;
- L'échantillon 2438 m de l'Albien du puits CVM-1 qui avec un IH de 626 mg/g et un TOC très faible de 0,23% ne correspond pas à une roche mère.

La roche mère du Turonien du bloc de Rufisque est un kérogène de type III et correspond à la production de gaz. Elle indique une matière organique d'origine continentale mal préservée et une matière organique marine issue de la décomposition de végétaux supérieurs en milieu disoxique à oxique. Les roches mères de pétrole les plus probables sont le Turonien et probablement le Sénonien inférieur et le Maastrichtien inférieur (graben de Rufisque).

Par contre les roches mères du Turonien du large de la Casamance et des forages océaniques proches (logs 367 et 368) ont une matière organique marine de milieu anoxique. La valeur du COT de 600 mg/g (Deroo *et al.*, 1978) correspond à une matière organique de type II.

2.4. Résultats des biomarqueurs

La maturité des échantillons analysés est basée sur les rapports de stéranes C29. Le diagramme de la figure 21 donne la maturité relative des échantillons. La maturité indiquée par les ratios de C29 ne correspond pas à la profondeur des puits, ce qui implique que la

présence d'hydrocarbures est liée à des anomalies thermiques. Cela confirme les résultats sur la variation du gradient de maturité et de profondeur de la fenêtre pétrolière obtenue à partir de la réflexion de la vitrinite et du Tmax.

Cinq échantillons sont étudiés :

- Le niveau 645m du Sénonien de DKM-2 ;
- Le niveau 1955m du Néocomien de DKM-2 ;
- Le niveau 1341m du Cénomaniens de CVM-1 ;
- Le niveau 1398m de l'Aptien de Rf-2 ;
- Le niveau 1348m de l'Albien-Cénomaniens de Rf.2.

La zone haute de Rufisque où sont implantés les sondages DKM-2, Rf-2 et Rf-3 présente une fenêtre d'hydrocarbures peu profonde et un fort gradient de maturité comme l'illustre la maturité relative des échantillons.

La maturité indiquée par les ratios C29 de l'échantillon 645m du Sénonien de DKM.2 ne correspond pas à la variation de profondeur des puits ce qui suppose que la présence d'hydrocarbures est liée à des anomalies thermiques

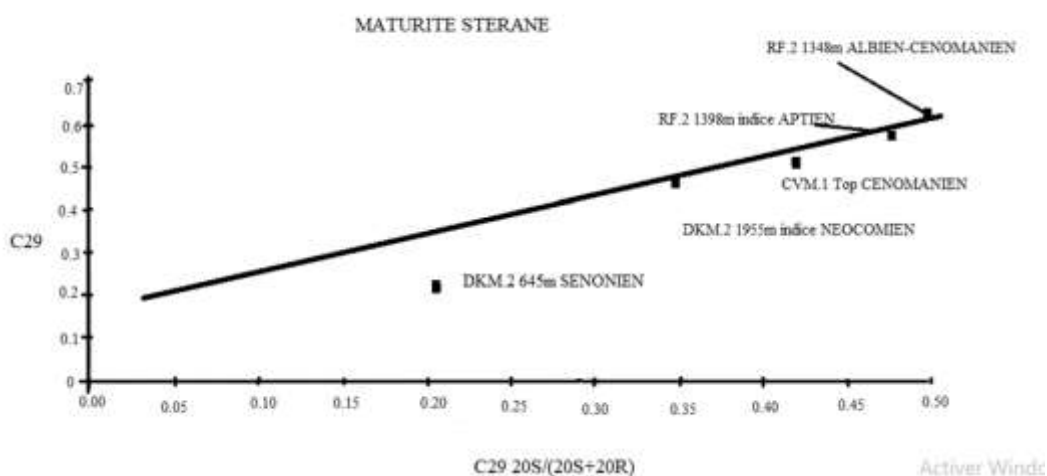


Figure 22 : Classement des échantillons à biomarqueurs en fonction de la maturité relative.

2.5. Évaluation de la maturité

Dans cette étude l'évaluation de la maturité est basée sur le Tmax, l'indice de production (IP) et la réflectivité de la vitrinite (VRo) ou du bitume (BRo). Les techniques d'interprétation du Tmax et de l'Indice de production ont été décrites par Tissot & Welte (1980).

Les sédiments du bloc de Rufisque sont affectés par un gradient régional de thermo-maturité liée à l'enfouissement et aux intrusions de sills de dolérite. Les différents aspects de la maturité dans le bloc sont donnés dans les sondages. Cette maturité a été intégrée pour chaque puits par rapport à sa position dans le bassin (figure 1).

2.5.1. Sondage CVM-1

A partir des Tmax et PI, la fenêtre pétrolière est fixée entre de 1500 m-1600 m et 2900 m. Cela correspond au régime de maturité élevé du Cap-Vert pour le toit de cette zone principale de production de gaz. Les filons volcaniques de l'Aptien se trouvent entre 2940 m et 4270 m, ce qui influence la maturité des sédiments proches.

2.5.2. Sondage DKM-2

Le toit de la fenêtre d'hydrocarbure fixé par le Tmax à environ 800 m s'accorde avec les réflectances de la vitrinite. Ces dernières montrent une maturité légèrement supérieure ($R_o = 0,7\%$ à 800 m) et correspondent au toit de la zone de maturité moyenne. La zone de semi-maturité déterminée par le Tmax est fixée à 1000 m. La production maximale de pétrole ($R_o = 0,9-1,0\%$) se situe à environ 1500 m. Le début de génération de gaz (base de la fenêtre d'huile) a été fixé par la réflexion de la vitrinite à 2700 m ($R_o = 1,35\%$). Cette profondeur est compatible avec un gradient de Tmax extrapolé.

2.5.3. Sondage Rf-2

Les données de Tmax obtenues dans ce travail permettent de fixer le toit de la fenêtre pétrolière à 900 m, la profondeur moyenne du toit de la zone de maturité à 1300 m, la capacité de production d'hydrocarbures à 1500 m et la base de la fenêtre à pétrole à 2500 m. La réflectance de la vitrinite confirme cette fenêtre de maturité. De plus, il existe une cohérence entre les gradients de maturité des puits Rf-2 et DKM-2 qui sont distants de 3 km.

2.5.4. Sondage Br-1

Les données Tmax (compris entre 315 et 437) ne sont pas fiables pour des raisons inconnues. Elles seraient liées à l'ajout de pétrole dans la boue de forage et ne peuvent donc servir pour évaluer la maturité des sédiments de Br-1.

Sur la base de la réflectance de la vitrinite, le toit de la fenêtre d'hydrocarbures est fixé à 1200 m, celui de la production d'hydrocarbures de maturité moyenne ($R_o = 0,7\%$) à 1900 m (2600 m à 2900 m-3000 m) et le toit de la zone à maturité tardive à 3000 m. En extrapolant à partir de la tendance R_o , on situe la zone principale de production de gaz à 3600 m. On trouve souvent de bons indices de fluorescence et de gaz au Cénomanién inférieur et à l'Albien supérieur.

3. APPLICATION DE LA GEOCHIMIE A L'EXPLORATION PETROLIERE

L'accumulation et la migration des hydrocarbures ont bien eu lieu dans l'offshore de Rufisque, comme en témoigne les indices d'hydrocarbures des puits et ceux de l'onshore adjacent. Les indices pétroliers étudiés sont indiqués dans les puits. Les paramètres géochimiques, notamment le COT, les intervalles interprétés et les trois zones de maturité du pétrole sont présentés. Ces derniers sont indiqués par des intervalles de maturation précoce, moyenne et tardive qui sont déterminés par la réflectance de la vitrinite et la Tmax.

4. CONCLUSIONS PARTIELLES

L'étude géochimique du bloc de Rufisque a été faite à partir de données antérieures et de données plus récentes d'échantillons. Les méthodes d'analyse modernes utilisées ont donné des résultats qui ont permis de mieux interpréter le degré de maturité des hydrocarbures. L'étude a permis de mieux comprendre les conditions locales et d'améliorer les prévisions sur le potentiel pétrolier du bloc. L'étude géochimique a permis d'évaluer la maturité et les caractéristiques de la roche mère en relation avec les indices pétroliers. Elle montre que le Sénonien inférieur et le Maastrichtien peuvent servir de roches-mères dans le bloc de Rufisque offshore. Cela s'explique par la profondeur d'enfouissement qui est la plus

importante du bassin par les intrusions de dolérite qui ont favorisé la maturation des hydrocarbures. La principale roche mère du bloc reste celle du Turonien.

Les nouvelles données géochimiques sur le Turonien indiquent que c'est la roche mère principale. Elles confirment sa richesse en matière organique et son potentiel de génération d'hydrocarbures. Le Turonien est absent dans la structure haute de Rufisque suite à l'érosion, mais il est préservé dans la cuvette de Rufisque entre les puits DKM-2 et CVM-1 qui correspondent aux zones de production d'hydrocarbures de maturité moyenne et tardive. La roche mère du Cénomani est secondaire et a été érodée dans la structure haute de Rufisque en majeure partie ou en totalité.

Les intrusions magmatiques qui ont affecté le secteur compliquent la compréhension des environnements de dépôt. La migration des hydrocarbures a pu se produire en dehors de la structure haute de Rufisque dans d'autres pièges du Cap-Vert. Les relations géométriques des roches mères autour de la structure haute de Rufisque nécessitent une étude plus approfondie pour apprécier l'étendue de l'érosion et corrélérer les puits Rf-2 et Rf-3. Des travaux biostratigraphiques et sismiques complémentaires sont nécessaires pour résoudre le problème.

CHAPITRE 5 : ENVIRONNEMENTS DE DEPOT

1. INTRODUCTION

Nous avons utilisé les données sédimentologiques et paléontologiques pour reconstituer les environnements de dépôt du Crétacé du bloc de Rufisque et environs.

2. PALEOENVIRONNEMENTS DU BLOC DE RUFISQUE

2.1. Le Néocomien *s. l.*

Le Néocomien *s. l.* présente des faciès carbonatés (calcaires, dolomies, calcaires sableux calcaires oolithiques) alternant avec des passées gréseuses recoupés à DKM-2 (1200 m) Rf-2, Rf-3 et Br-1. Ces calcaires forment avec ceux du Jurassique moyen et supérieur la plate-forme carbonatée qui se poursuit au large de la Mauritanie et du Maroc. Les carbonates sont des wackestone et packstone à grains supérieurs à 2 μm dont 40 % de grains squelettiques, 2 % de péloïdes, 3 % de quartz, 3 % de feldspaths et 1 % d'orthoclase. La granulométrie est fine avec un tri faible à non trié. Les grains sont subanguleux à subarrondis. Le ciment est constitué d'illites concentrés en stylolites avec de la pyrite (2 %), du feldspath (1 %) et de calcite néoformée. La pyrite associée indique un milieu peu profond et réducteur. La séquence est typique d'une plateforme carbonatée peu profonde de faible énergie, où les oolithes indiquent de rares périodes de forte énergie. L'influence continentale est évidente vers l'Est. La karstification des calcaires au Sud de Dakar (DKM-2) et la présence de lacunes de l'Aptien et de l'Albien dans certains sondages (DKM-2 et Rf-3) indiquent une émergence. Ces lacunes sont des manifestations de la phase autrichienne connue en Afrique du Nord sous le nom d'« épisode intra-aptien ». Au Crétacé inférieur le dépôt de la plateforme carbonatée se poursuit avec des calcaires récifaux. Les apports détritiques continentaux se limitent à l'Est tandis que les argiles dominent à l'Ouest. Ce dispositif persistera jusqu'à l'Aptien supérieur. Le Néocomien est marqué par des apports terrigènes plus importants. Les données sédimentologiques et paléontologiques suggèrent un milieu marin calme et peu profond à salinité normale.

2.2. L'Aptien

Au Cap-Vert se déposent des argiles, des siltites, des grès et des calcaires. Les calcaires ont une texture microcristalline. Les grès se sont déposés en milieu littoral alors que les argiles et les siltites se sont déposées en milieu calme. Ces données indiquent le passage d'un milieu littoral à un milieu peu profond à l'Aptien. L'Aptien est absent à DKM-2 et partiellement à Rf-3 (Aptien terminal). La présence de *Choffatella decipiens* indique un milieu à oxygénation normale, peu profond, littoral ou lagunaire. Les dépôts sont détritiques grossiers le long du méridien 16°W et passent à l'Ouest à une alternance de grès fins pyriteux et d'argiles sombres à pyrite, parfois versicolores. Dans l'offshore (Rf-2) on trouve des carbonates sous forme de calcaires argilo-sableux à intercalations de marnes et parfois de dolomies. Les dépôts mettent en évidence un milieu à fortes influences continentales à l'Est devenant peu profond, intertidal à supratidal dans l'offshore occidental.

2.3. L'Albien

Les dépôts sont argilo-gréseux et épais de 545 m à CVM-1. La lacune de l'Albien est totale dans les sondages Rf-3 et DKM-2. Plus à l'Est (sondage Br-1) l'Albien est constitué de calcaires marneux à passées dolomitiques et de bancs de grès. La forte présence de grès

calcaire indique un dépôt peu profond. A l'Ouest (offshore) on trouve une puissante série argileuse grisâtre à rares intercalations de siltites et de grès fins. Ces dépôts caractérisent une plateforme interne à influences de mer ouverte. Plus à l'Est (Br-1) l'Albien inférieur livre des foraminifères planctoniques (*Muricohedbergella* cf. *planispira*) et benthiques (*Orbitolina* aff. *texana*,) de milieu abyssal sous la CCD (Carbonate Compensation Depth) (Hunt, 1990). La succession des dépôts indique une légère transgression de l'Aptien supérieur à l'Albien.

2.4. Le Cénomanién

Le Cénomanién présente des faciès gréseux à passées sporadiques d'argiles qui dominent à l'Ouest. Les faciès gréseux disparaissent près du méridien 17° W et passent à une série monotone d'argiles indurées sombres à intercalations silteuses et rares passées de grès fins. Le Cénomanién a été totalement recoupé à CVM-1 (960 m) alors qu'il est absent à DKM-2.

La puissance du Cénomanién augmente à l'Ouest (900 m à CVM-1) pour se réduire au Nord. Le Cénomanién est discordant sur l'Aptien à Rf-3, ce qui suggère un abaissement du niveau marin.

2.5. Le Turonien

C'est un bon repère lithologique avec son faciès argileux homogène de milieu calme. A l'Ouest du bassin il correspond à des argiles noires parfois bitumineuses, avec de rares passées de calcaire argileux. Des lacunes d'érosion sont fréquentes au Cap-Vert (DKM-2, Rf-3, Rf-2). L'association planctonique à *Hedbergella* et *Heterohelix* suggère un dépôt de plateforme moyenne à externe. Le caractère pélagique et l'uniformité du faciès suggère un milieu profond.

Le Cénomanién supérieur et le Turonien inférieur correspondent à la transgression la plus importante du Crétacé associée à une anoxie. L'anoxie a permis l'apparition de foraminifères planctoniques sur la plateforme carbonatée et favorisé l'extension des microfaunes bathyales sur les plateformes. Les conditions anoxiques ont favorisé dépôt d'argiles riches en matières organiques appelées « black shales ». Ces conditions anoxiques ou de confinement auraient été induites par l'action conjointe ou non de trois facteurs principaux. La remontée rapide du niveau marin de l'Albien supérieur au Cénomanién supérieur avec une ingression marine brutale envahissant la marge continentale et repoussant les apports terrigènes loin du milieu de dépôt où n'arrivent que les particules fines et de matière organique. La transgression a augmenté l'épaisseur de la tranche d'eau et favorisé l'anoxie. Il y a ensuite la stagnation des eaux profondes en l'absence de courants de fond liée aux barrières physiographiques qui disparaissent au début du Sénonien. L'autre cause est l'arrivée massive dans l'Atlantique de saumures plus denses qui provoquent la stratification des eaux océaniques en couches de densité différente et l'anoxie des eaux de fond hypersalines. Ces saumures proviennent du bassin saharien voisin où elles se sont déposées de l'Aptien-Albien au Turonien. Enfin des facteurs locaux comme des courants d'upwelling peuvent provoquer des concentrations accrues en matières organiques (Einsele & Wlledmann, 1982).

2.6. Le Sénonien inférieur

Le Coniacien et le Santonien sont argilo-sableux avec des argiles schisteuses à intercalations calcaires à la base et argilo-sableuses et pyriteuses sur la marge occidentale. La pyrite augmente avec la profondeur. Le Sénonien est recoupé dans tous les puits étudiés. Les

sédiments se sont déposés en domaine bathyal (200m). Cette période régressive se caractérise par une influence pélagique dominante (argiles) avec des faciès intermédiaires (sables, grès calcaires) à la base. Les dépôts indiquent un milieu mésobathyal (plus de 200 m) dans le bloc de Rufisque et sur une plateforme proche du littoral à Mbour (Br-1).

2.7. Le Campanien

A Rufisque offshore le Campanien comprend des argiles silteuses, des sables et des grès à passages carbonatés. Des lacunes s'observent dans les puits DKM-2, Rf-2 et CVM-1. L'apparition de *Bulimina gabonica* marque le toit de l'étage à Rf-3. Le milieu de dépôt caractérise la plateforme moyenne à externe et le domaine bathyal. Le caractère pélagique dans l'offshore de Rufisque indique un dépôt de mer profonde.

2.8. Le Maastrichtien

Le Maastrichtien se caractérise par des dépôts de sables plus ou moins gréseux à passées argileuses qui correspondent aux « Sables aquifère du Maastrichtien » à l'intérieur du Sénégal. A l'Est elles passent à des argiles bariolées intercalées de grès fins à très fins devenant gréseux au sommet. On trouve des foraminifères benthiques arénacés (*Rhzehakina epigona*, *Afrolivina afra*) et calcaires (*Bulimina* 17). Le milieu de dépôt est situé entre le littoral la plateforme moyenne (100 m). Les argiles intercalées de sables de l'offshore occidental indiquent un milieu bathyal et correspondraient à des dépôts de turbidites (Robertson Research Ltd., 1984). L'alternance argilo-sableuse indiquerait des dépôts de chenaux (channels sands). Les grès du toit à microfaunes de type Paléocène correspondraient à un épandage détritique de plaine alluviale peu profonde. Dans ce cas, le talus aurait reculé à l'Ouest, le Maastrichtien terminal correspondant à une émergence générale. Les faciès sableux de l'onshore correspondraient à des dépôts côtiers à l'Est, les passées argileuses indiquant des épisodes marins ou lagunaires de courte durée.

Le Crétacé supérieur, notamment le Maastrichtien, est dominé par des dépôts détritiques dans le bloc de Rufisque. Sur le front du plateau continental les failles synsédimentaires sont actives.

Dans le sondage CVM-1 les apports gréseux diminuent la monotonie des dépôts qui évoquent une subsidence régulière qui ne se stabilisera qu'à la fin du Paléocène où les carbonates dominent à nouveau. Le Maastrichtien supérieur s'est déposé en milieu de front deltaïque.

3. EVOLUTION PALEOGEOGRAPHIQUE

Après l'ouverture de l'Océan Atlantique Central la transgression débute au Jurassique moyen dans le bassin sénégalais et se poursuit jusqu'à l'Albien. Sur la plateforme continentale de l'Aptien on trouve des dépôts deltaïques associés à des carbonates et des clastites. Le passage du Cénomanién au Turonien s'accompagne d'une transgression majeure associée à une anoxie générale qui enrichit les sédiments en matière organique. Au Sénomien inférieur, probablement au Santonien, une régression provoque l'émergence et l'érosion dans l'anticlinal de Rufisque (DKM-2, Rf-2). L'érosion affecte la plateforme et la pente supérieure du talus continental où on suppose la présence de turbidites siliciclastiques. Au Campanien et Maastrichtien les dépôts sont siliciclastiques sur la plateforme et turbiditiques dans les chenaux de pente de l'offshore profond au-delà du talus continental.

CHAPITRE 6 : ANALYSE ET INTERPRETATION DE PROFILS SISMQUES DU BLOC DE RUFISQUE OFFSHORE SHALLOW ET PROFOND

1. INTRODUCTION

Dans cette étude nous avons utilisé les données de la campagne sismique 2D de TGS réalisée en 2017. Cette campagne comprend 13 lignes sismiques s'étendant sur 24,168 km avec des données de bonne qualité. L'objectif de l'étude est de reconstituer les environnements de dépôts et les implications pétrolières qui en découlent.

La figure 23 indique l'emplacement des lignes sismiques de la zone d'étude. Sur les 13 lignes nous avons utilisé les données des 5 lignes les plus représentatives (L1, L2, L3, L4 et L5).

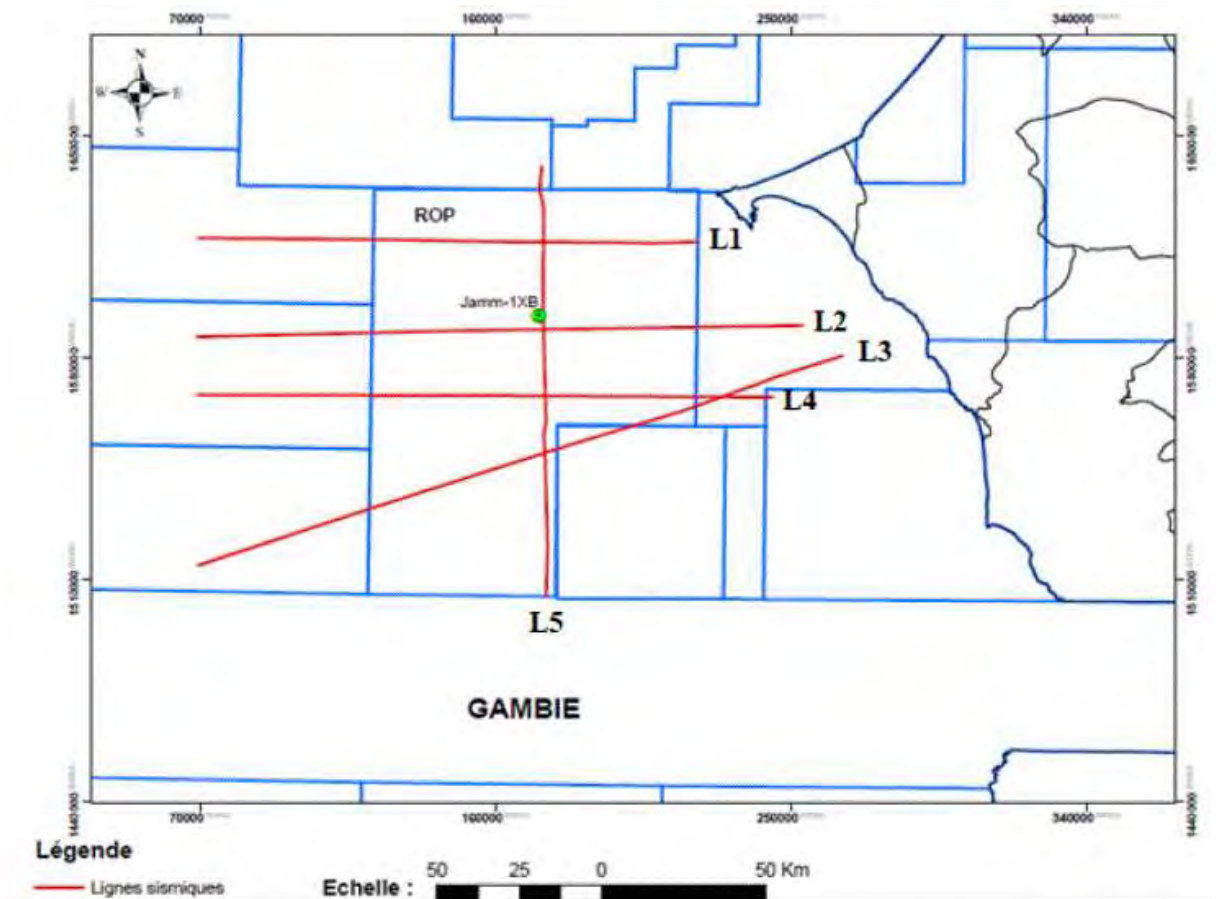


Figure 23 : Emplacement des 5 lignes sismiques du bloc de Rufisque.

2. IDENTIFICATION DES ENVIRONNEMENTS DE DEPOTS

Pour chaque ligne sismique nous avons identifié les séquences sismostratigraphiques constitutives pour l'interprétation stratigraphique et sismique afin d'identifier les environnements de dépôts.

Pour identifier les séquences nous avons fait le pointage sismique à l'aide du logiciel Kingdom 2017 des valeurs de IHS en recherchant les terminaisons des réflecteurs sismiques et les discordances affectant la zone. Nous avons identifié 6 limites de séquences sismostratigraphiques (figure 24).

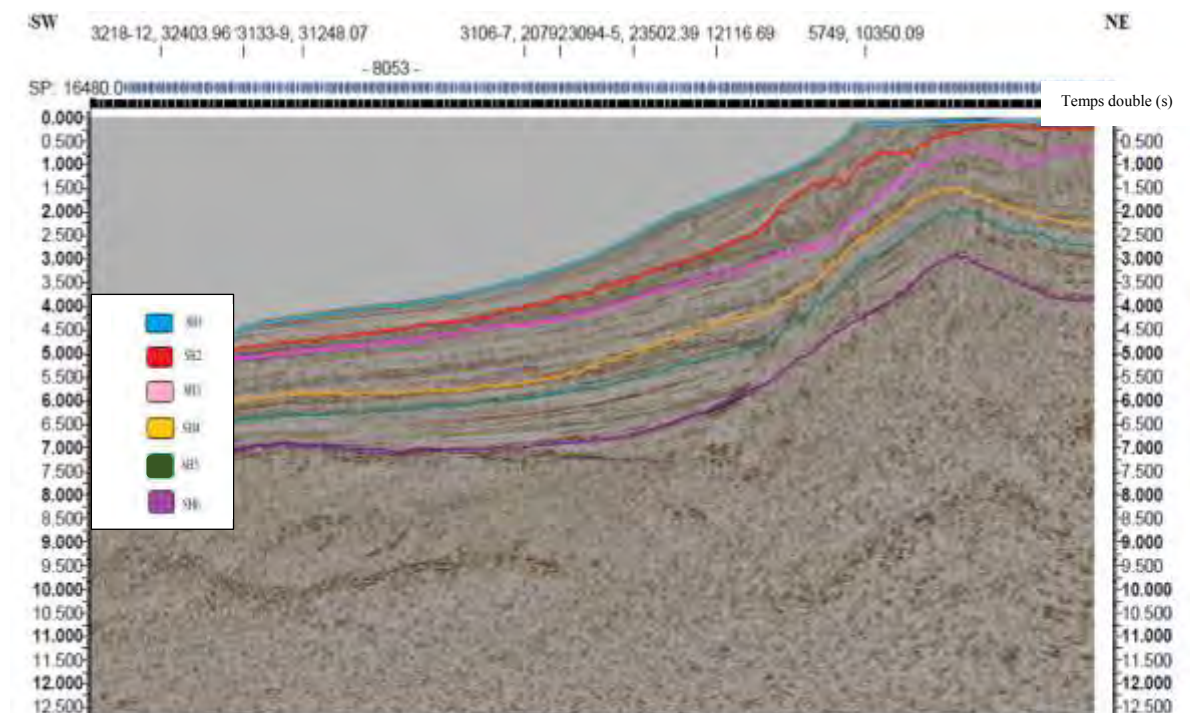


Figure 24 : Section sismique (L3) montrant les limites des séquences sismiques

SH6 = base du Crétacé ; SH5 = toit de l'Aptien ; SH4 : toit du Turonien ; SH3 : tertiaire ;
SH2 : toit Oligocène ; SH1 : fond marin...

La délimitation des séquences sismiques permet d'interpréter les lithofaciès et les environnements de dépôt. Pour connaître l'âge des facies sismiques, nous avons utilisé quelques informations du forage pétrolier JAMM-1XB foré récemment au N-O du bloc de Rufisque Offshore Profond(ROP) et dont les coordonnées géographiques et données sont confidentielles.

2.1. Identification des séquences de dépôts

Il existe plusieurs types de terminaisons de réflecteurs sismiques. La figure 25 montre les terminaisons des réflecteurs de la ligne sismique L3 :

- Les "*onlaps*" se situent entre la limite des séquences SH4 et SH6 et permettent d'identifier les séquences H3, H4 et H5 ainsi que les discordances, l'une à la limite Cretacé-Jurassique (SH6) et l'autre à la limite du Turonien (SH4) (Figure 25A) ;
- Les "*offlaps*" se placent à la limite de la séquence SH5 et correspondent à la séquence H5. Le calage stratigraphique avec le puits JAMM1-1XB permet de le placer au toit de l'Aptien. (Figure 25A)
- Les "*toplaps*" se placent à la limite de la séquence SH6 qui se trouve à la base de la séquence H5 correspondant à la discordance du Cretacé. (Figure 25B)
- La surface de "*downlap*" se trouve à la limite de la séquence SH6. Celle-ci limite la séquence H5 et correspond aussi à la base du Cretacé. (Figure 25B)

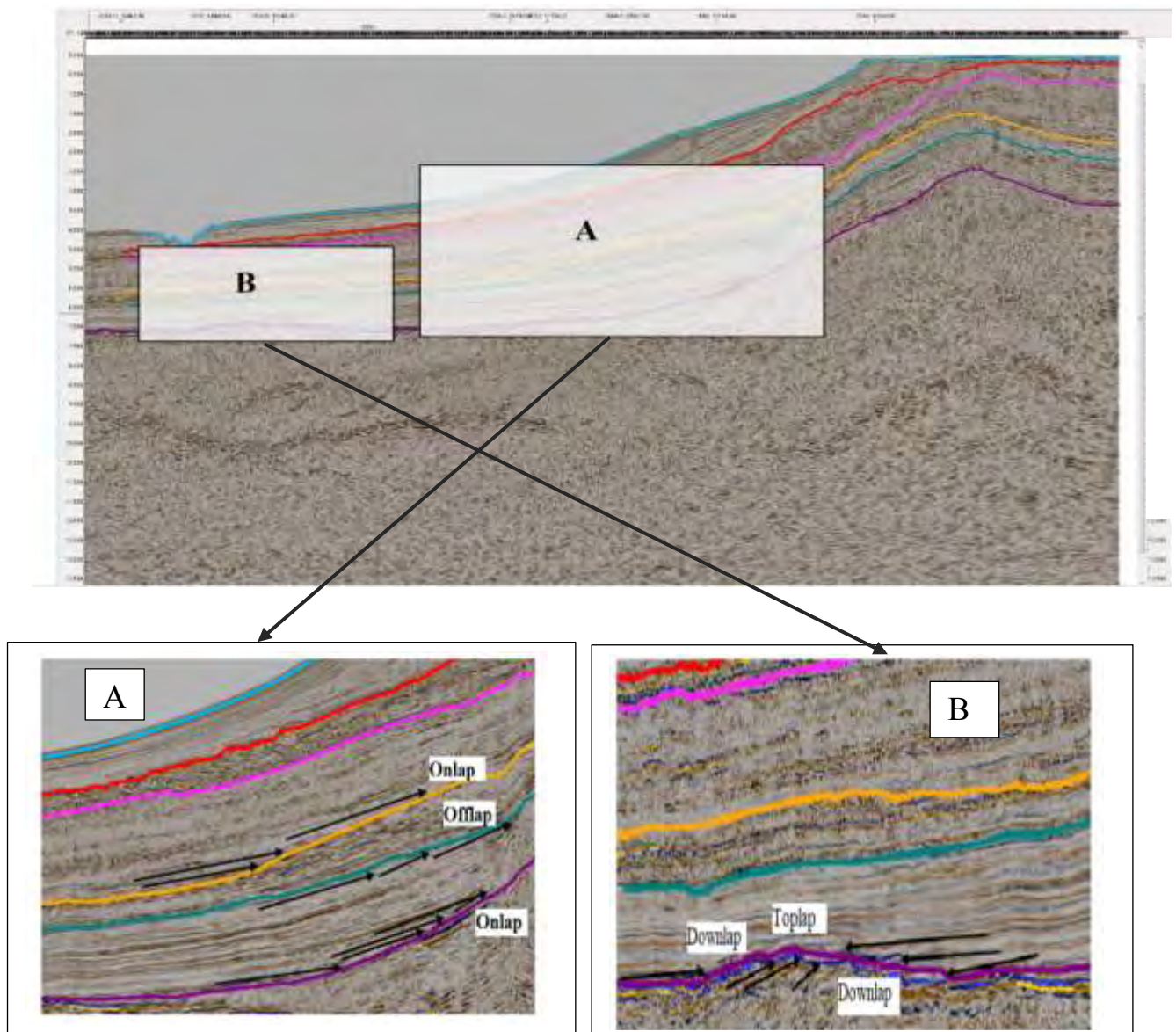


Figure 25 : Identification des terminaisons des réflecteurs de la ligne L3.

La figure 26 montre un phénomène de diffraction, qui est due à la démultiplication des ondes sismiques produites par la présence d'un canyon au sommet. L'anticlinal de Rufisque Offshore Shallow (DKM-2, Rf-2 et Rf-3) est visible dans la section.

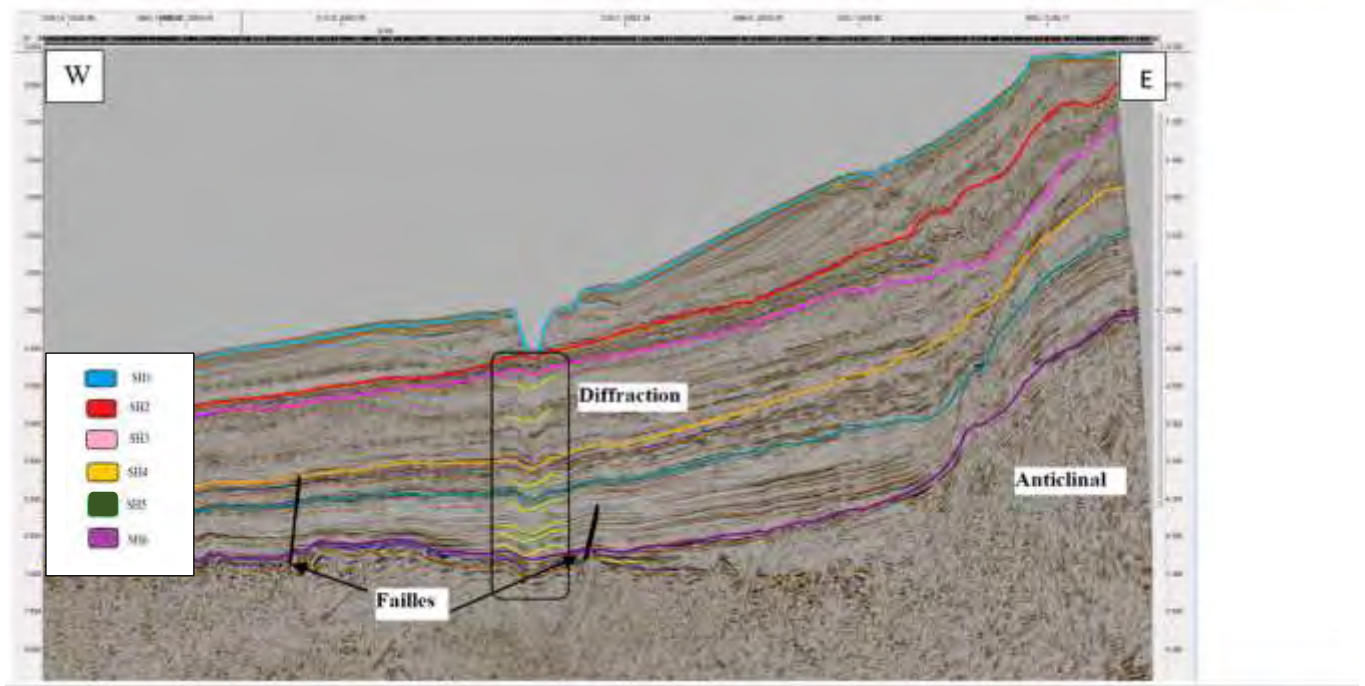


Figure 26 : Section sismique de la ligne L4 montrant des failles et une diffraction.

2.2. Analyse des faciès sismiques

La figure 26 présente le découpage des séquences sismiques avec les faciès sismiques.

Les faciès sismiques sont des ensembles de réflecteurs ayant des caractéristiques sismiques distinctes des unités adjacentes. Les paramètres sismiques les plus utilisés dans l'analyse des faciès sismiques sont les suivants :

- (i) La géométrie des réflexions (amplitude de réflexion, continuité, fréquence) et des terminaisons de réflexion (*onlap*, *downlap*, troncature érosive, *toplap*) ;
- (ii) La configuration de réflexion (parallèle, divergente, sigmoïde, chaotique ou oblique). Dans la zone d'étude, on distingue 6 séquences sismiques : H1, H2, H3, H4, H5 et H6.

La figure 27 présente le découpage des séquences sismiques avec les faciès et les étages correspondants.

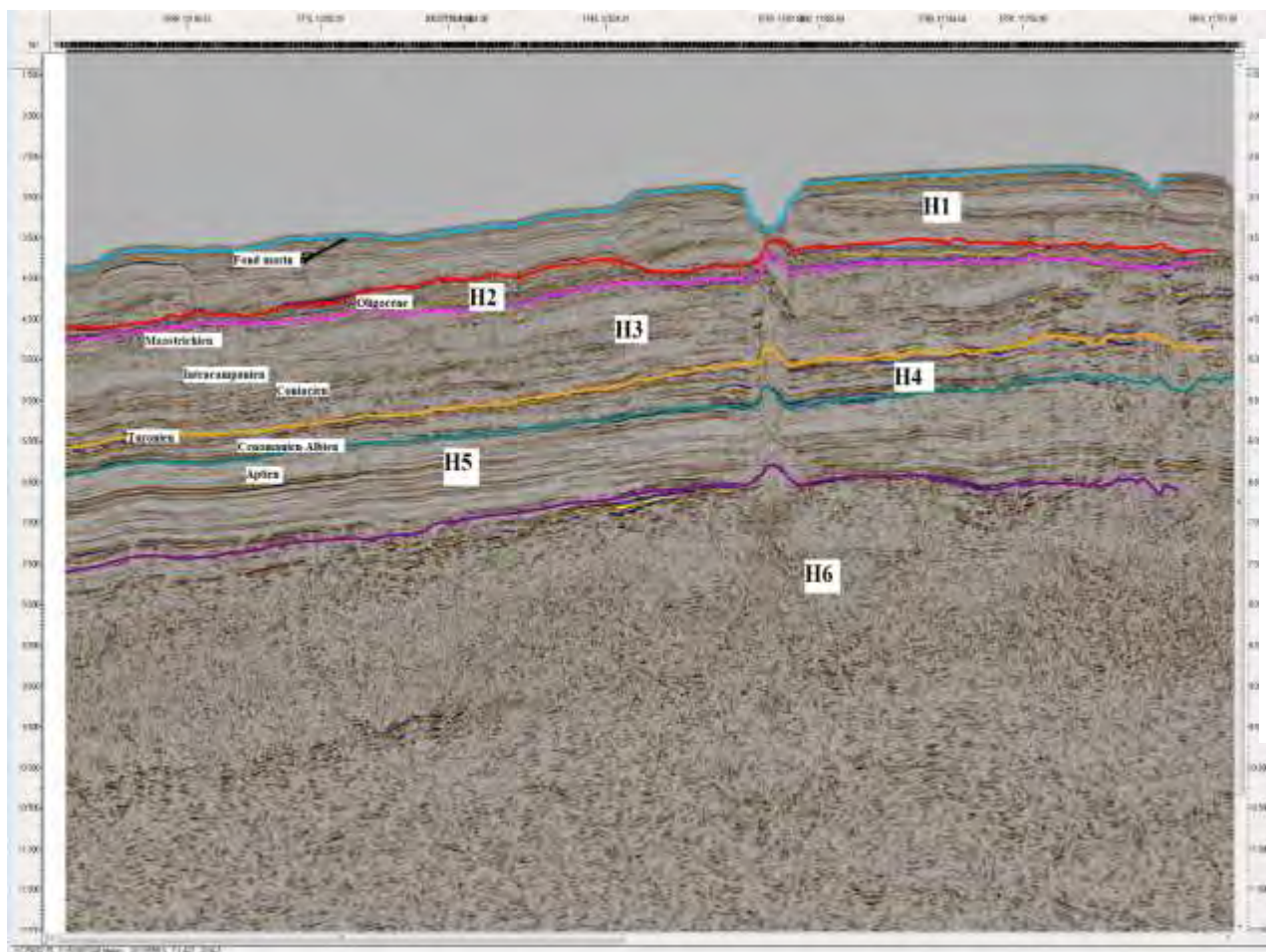


Figure 27 : Section de la ligne sismique L5 montrant les différentes séquences sismiques.

➤ Faciès sismique H6

Les réflecteurs sont chaotiques et correspondent à un substratum (figure 28). Les unités sont homogènes et non stratifiées comme pour les roches ignées ou les dômes de sel. On note des terminaisons de réflecteurs en *toplap* qui correspondent à la base du Crétacé.

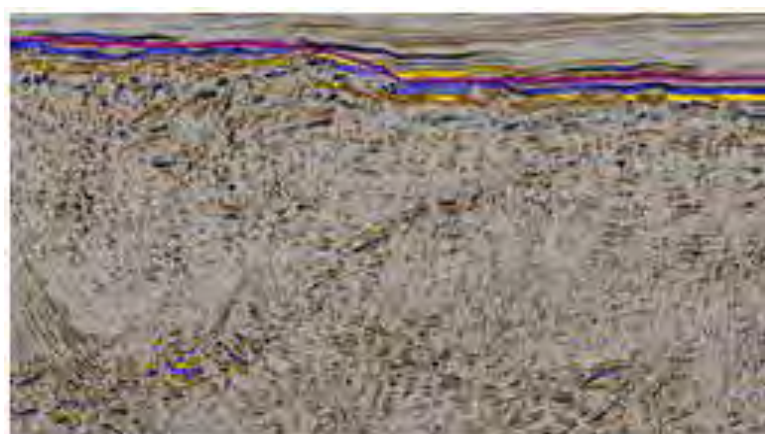


Figure 28 : Faciès sismique H6

➤ Faciès sismique H5

Les réflecteurs sont parallèles, continus, de basses fréquences et d'amplitudes moyennes à fortes comme le montre la figure 29. Ils caractérisent les dépôts de la plateforme carbonatée du Néocomien à l'Aptien. Il existe plusieurs terminaisons de réflecteurs (*dowlap*, *onlap*) dans la zone. Les dépôts sont sigmoïdes (clinoformes de progradation), ce qui indique une élévation progressive du niveau marin et d'importants dépôts carbonatés.

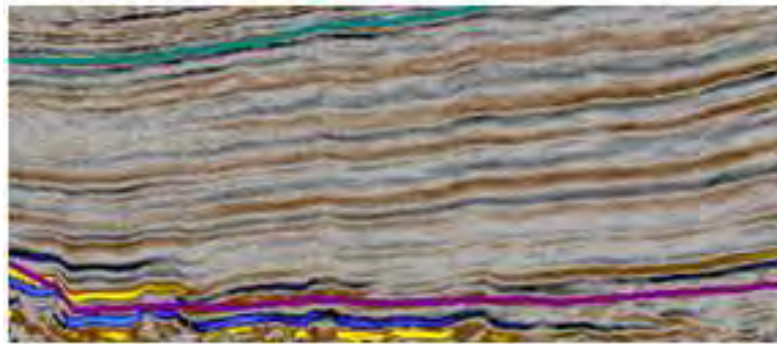


Figure 29 : Faciès sismique H5

➤ Faciès sismique H4

La figure 30 montre le faciès sismique de la séquence H4. Les réflecteurs sont subparallèles, discontinus, de haute et moyenne fréquence et haute amplitude. La séquence date de l'Albien au Turonien et correspond à des argiles silteuses à intercalations calcaires et de rares sables (CVM-1). On trouve des intrusions de plusieurs sills volcaniques. La configuration des réflecteurs suggère une transgression durant la période.

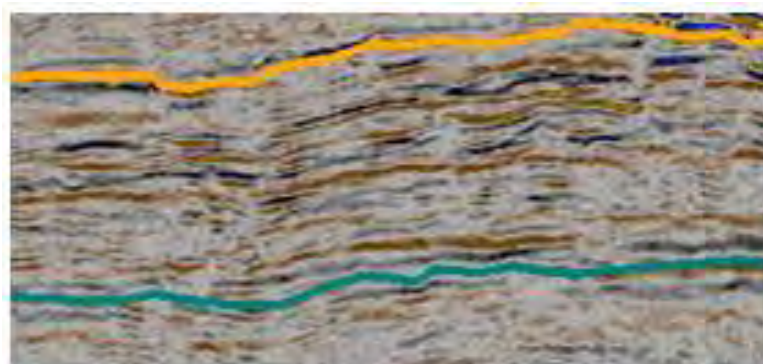


Figure 30 : Faciès sismique H4

➤ Faciès sismique H3

Les réflecteurs ont une configuration chaotique comme l'illustre la figure 31, ce qui correspond souvent à des dépôts de masse de sédiments turbiditiques d'origine deltaïque en amont d'un milieu de haute énergie. On observe des intrusions de sills volcaniques. Les terminaisons des réflecteurs à la base de la séquence montrent une régression datée du Sénomien inférieur. La séquence montre une régression mineure au Maastrichtien. La séquence correspond au Crétacé supérieur (Sénomien au Maastrichtien).

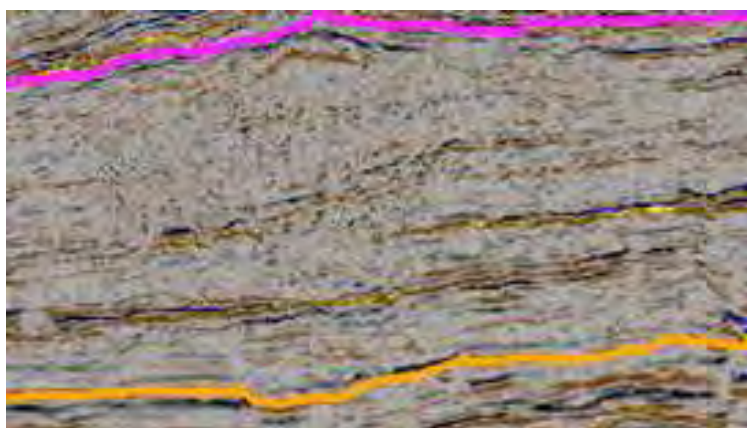


Figure 31: Faciès sismique H3

➤ Faciès sismique H2

La figure 32 montre que les réflecteurs sont subparallèles, continus, de basses fréquences et de fortes amplitudes. Ils sont très affectés par les sills volcaniques dans toute la zone d'étude. La séquence correspond à la plateforme carbonatée de l'Oligocène. Il existe une discordance à la limite Crétacé-Tertiaire.

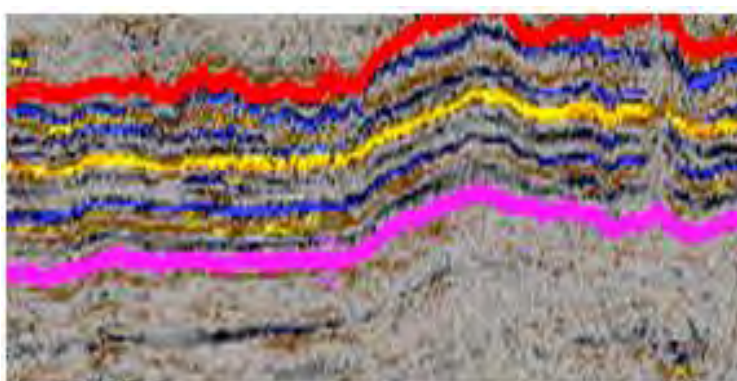


Figure 32: Faciès sismique H2

➤ Faciès sismique H1

La figure 33 montre le faciès sismique correspondant à la séquence H1. La partie supérieure du faciès montre des réflecteurs parallèles, continus, de basses fréquences et d'amplitudes moyennes à hautes. Le comportement des réflecteurs suggère un milieu de dépôt calme. La partie inférieure présente des réflecteurs ondulés, discontinus, de basses fréquences et de basses amplitudes qui peuvent correspondre à des dépôts de masse par endroit. Ces dépôts appartiendraient au Tertiaire et au Quaternaire. Ce sont des dépôts siliciclastiques intercalés de sills volcaniques.

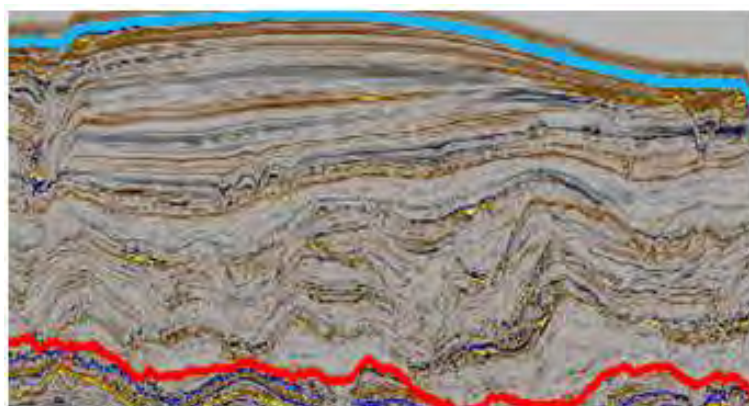


Figure 33 : Faciès sismique H1

Le bloc de Rufisque est très affecté par des intrusions de sills volcaniques (figure 33) surtout dans la partie nord du bloc. Ces intrusions sont en relation avec le volcanisme Oligo-Miocène qui a affecté le Cap Manuel et l'île de Gorée. Le volcanisme s'intensifie entre Dakar et Thiès.



Figure 34 : Section sismique de la ligne L1 montrant des sills volcaniques.

3. IMPLICATION PETROLIERE

La figure 35 montre la section sismique de la ligne L2 qui présente un exemple de soulèvement de sédiments interprété comme un anticlinal : il s'agit de l'anticlinal de la zone haute de Rufisque (DKM-2 ; Rf-2 et Rf-3). On note aussi la présence d'une superposition de soulèvement des couches sédimentaires au-dessous du canyon. Ces structures peuvent être à l'origine du piégeage d'hydrocarbures sur les flancs.

Les lignes sismiques L2 et L5 présentent les mêmes caractéristiques d'anticlinal et de superposition de soulèvement de couches sédimentaires. Ces caractéristiques seraient dues à la remontée des couches du substratum ou à l'activité volcanique.

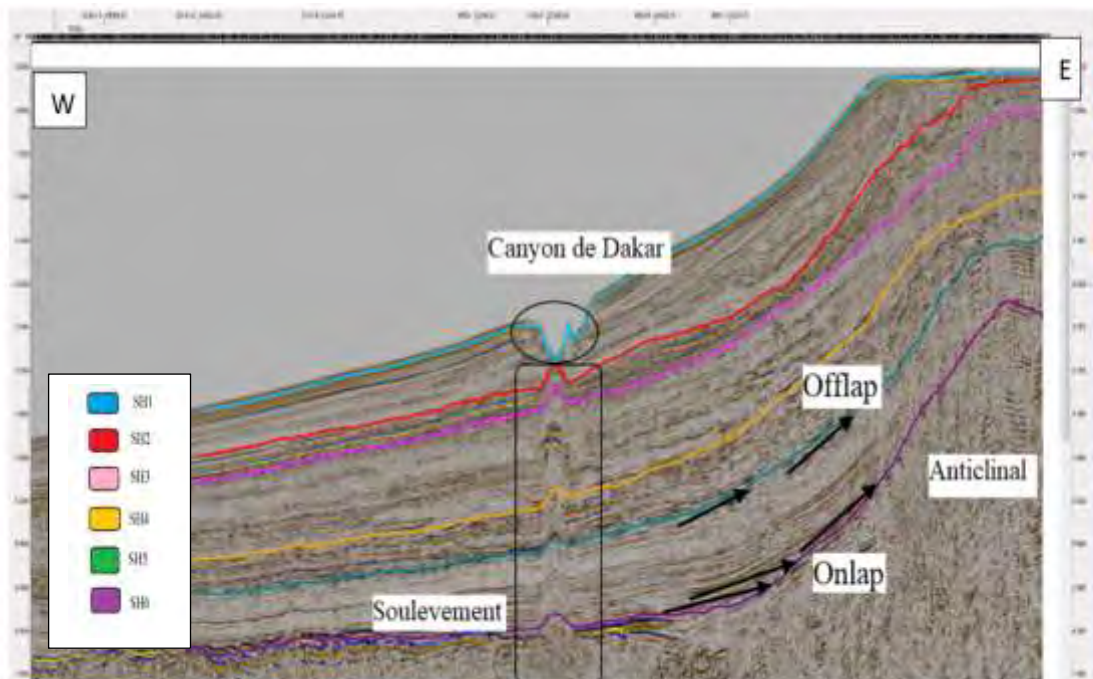


Figure 35 : Section sismique de la ligne L2.

4. SYNTHESE DE L'ETUDE SISMIQUE

En combinant les données géochimiques, on peut affirmer que la roche mère la plus importante des blocs de Rufisque Offshore Profond et Shallow appartient au Turonien, suivi du Cénomaniens. Ces données sont confirmées par la sismique car les terminaisons des réflecteurs montrent qu'il y a eu des transgressions importantes à cette époque. La transgression du Cénomaniens au Turonien est associée à une anoxie générale qui a enrichi les sédiments en matière organique.

Les données sismiques confirment que les roches réservoirs potentiels du bloc sont les turbidites du Maastrichtien et du Sénonien inférieur ainsi que les carbonates de l'Albien et de l'Aptien. Ces roches ont une bonne capacité de piégeage des hydrocarbures surtout avec leur disposition en anticlinal dans certaines lignes sismiques (lignes L2 et L5).

5. MODELE GEOLOGIQUE DU BLOC DE RUFISQUE

La figure 36 permet de visualiser le modèle géologique des blocs pétroliers de Rufisque offshore shallow et profond. Elle nous montre les dépôts de pré-rift et de syn-rift, les calcaires du Jurassique et du Néocomien, les complexes de dépôts de turbidites au crétacé supérieur, la plateforme carbonatée de l'oligocène ainsi que les systèmes de chenaux de pente et de delta. Elle met en évidence aussi les intrusions de roches ignées qui affectent fréquemment la zone.

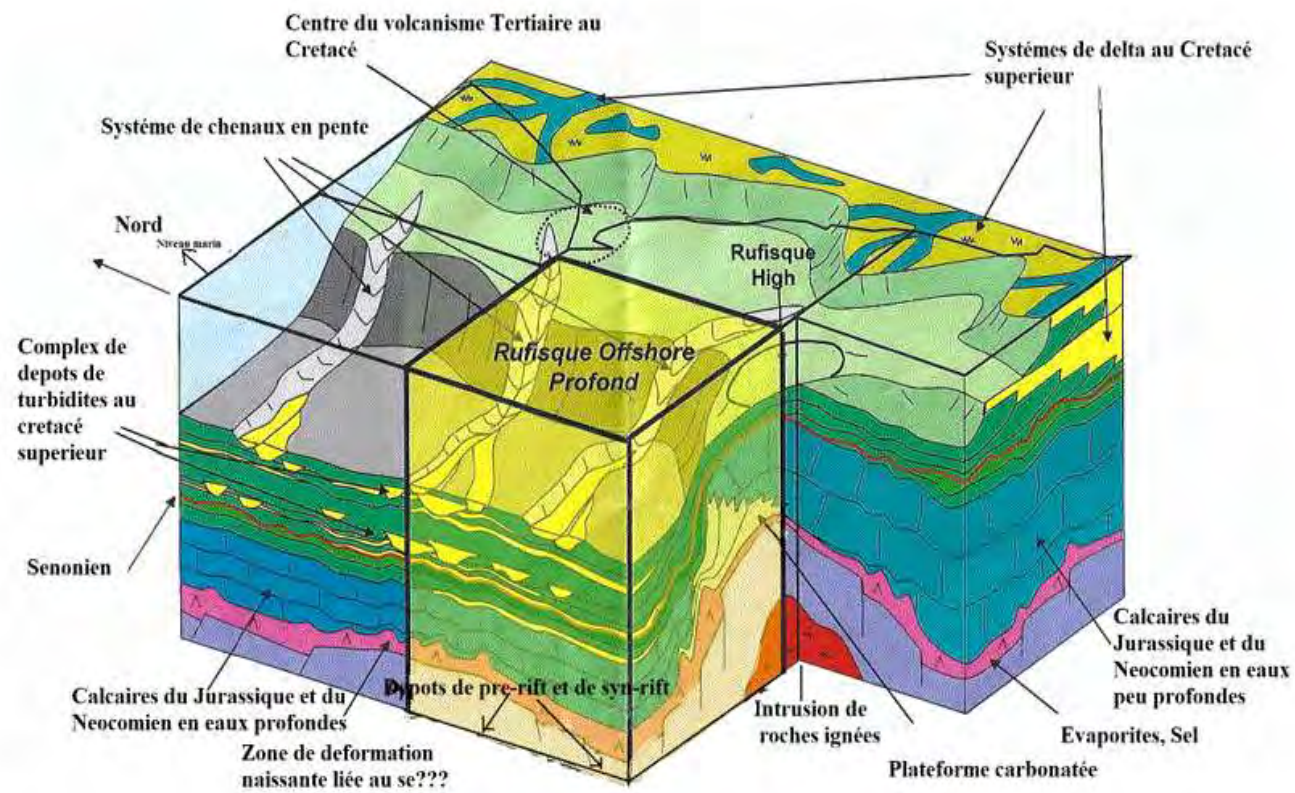


Figure 36 : Modèle géologique des blocs de Rufisque offshore profond et shallow. (Edison 2008)

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

Les travaux lithostratigraphiques, biostratigraphiques et géochimiques menés sur les puits du bloc de Rufisque offshore shallow (DKM-2, Rf-2, Rf.3, CVM-1) et le bloc de Sébikhotane (Br-1) ont permis de mieux connaître la géologie du secteur et de corréler les sondages.

Les roches mères les plus importantes se situent au Turonien et probablement au Cénomanién avec une maturité plus importante dans l'offshore profond. La maturité des roches mères du Sénonien et du Maastrichtien de la zone d'étude est plus importante que dans le bloc de Sébikhotane en raison de la profondeur d'enfouissement plus importante et la présence d'intrusions de dolérites qui favorisent la maturité des hydrocarbures.

L'interprétation sismique 2D a permis de confirmer les résultats obtenus plus haut et de les corréler avec le puits JAMM-1XB récemment foré dans l'offshore profond de Rufisque. L'interprétation sismique a mis en évidence la présence d'une structure anticlinale haute favorable au piégeage des hydrocarbures.

Les roches réservoirs identifiées sont les dépôts turbiditiques du Maastrichtien et du Sénonien ainsi que les calcaires de l'Aptien et de l'Albien.

L'accumulation et la migration des hydrocarbures ont bien eu lieu dans l'offshore de Rufisque comme en témoignent la présence d'indices d'hydrocarbures dans le bloc de Rufisque et les puits du bloc onshore adjacent de Sébikotane.

Les environnements de dépôts ont pu être reconstitués au cours des temps géologiques en rapport avec les transgressions et régressions.

Ce travail a permis également de mettre en évidence des lacunes à combler pour améliorer la connaissance géologique de la zone d'étude. Ainsi, il est nécessaire de mener :

- Des analyses et études biostratigraphiques et géochimiques sur les sondages réalisés dans la zone de Rufisque offshore profond pour mieux connaître la géométrie et la distribution des roches mères et des roches réservoirs de l'offshore profond et shallow ;
- D'effectuer une étude approfondie pour apprécier l'extension de l'érosion du Sénonien ainsi que les relations géométriques des roches mères autour de l'anticlinal de Rufisque nécessitent ;
- Des études pétrophysiques pour évaluer la porosité et la perméabilité des réservoirs.

BIBLIOGRAPHIE

- ARL/Robertson (1986). Results of Petroleum Geochemical Studies of Cores and Cuttings from 22 wells drilled on and offshore Senegal. West Africa : p. 8-15 (inédit).
- Binks, R.M. & Fairhead, J.D. (1992). A plate tectonic setting for Mesozoic rifts of West and Central Africa. *Tectonophysics*, 213: 141-151p.
- Bolt Bruce A, 1982 Teaching geophysics in developing countries
- Caron M. (1985). Cretaceous planktonic foraminifera. In: Bolli H.M., Saunders J.B., Prehnielsen K. (Eds), *Plankton stratigraphy*. Cambridge Univ. Press. (Edit.), 4 : 17-86p.
- Castelain J. (1965). Aperçu stratigraphique et micropaléontologique du bassin du Sénégal occidental. Historique de la découverte paléontologique. In : « Colloque International de Micropaléontologie » (Dakar). *Mémoire du Bureau de Recherches Géologiques et Minières*, 32 : 135-159p.
- Castelain J ; Jardine S ; Monciardini C, 1965 : Excursions géologiques dans le Sénégal occidental B.R.G.M ; Mem.32, Coll.Int. Micropal.Dakar, 6-11 Mars 1963 :357-365p.
- Chadouli K. (2013). Analyses d'images Bassins sédimentaires Caractérisation pétrophysique Cinétique du Kérogène Interaction roches - Fluides Kérogène Modèles en Géologie Modélisations des bassins sédimentaires Pétrole-Géologie Pétrologie Systèmes pétroliers Traitement d'images Etude pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : Etudes de cas : 305 p.
- Darcy H. (1856). Détermination des lois d'écoulement de l'eau à travers le sable. Les fontaines publiques de la ville de Dijon : exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau, Paris. Les écoulements de fluides en milieu poreux. Loi de Darcy.
- Deroo G., Herbin J.P., Roucaché J., Tissot P., Albrecht P., Schaeffle J. (1978). Organic Geochemistry of Some Cretaceous Black Shales from Sites 367 and 368; Leg 41, Eastern North Atlantic. In: Lancelot Y, Seibold E, Gardner J.V. (eds), *Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project*, Washington (U.S. Government Print Office), 41 : 865-873p.
- Edison 2007 Halokinetic vs Igneous Activity in Rufisque Offshore Profond : Its Influence On New Play Generation In An Unexplored Divergent Margin Basin 41p
- Einsele G. & Wiedmann J. (1982). Turonian black shales in the Moroccan coastal basins: first upwelling in the Atlantic Ocean. In: von Rad U., K. Hinz, M. Sarnthein & E. Seibold (eds). *Geology of the Northwest African Continental Margin*, Springer Verlag, Berlin.
- Espitalié J., Laporte J.L ; Madec M ; Marquis F ; Leplat P ; Paulet J et Boutefeu A (1977) : Methode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution
- Egloff J. (1972). Morphologie of Ocean Basins Seaward of Northwest Africa: Canary Islands to Monrovia, Liberia. *AAPG Bulletin*, 56 : 694-706p.

- Granier B. (1992). Les Algues et Foraminifères benthiques du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur du Sénégal. *Journal of African Earth Sciences*, 14 (2): 239-253p.
- Guiraud R. & Maurin J.C. (1992). Early cretaceous rifts of western and central Africa. An overview. *Tectonophysics*, 213: 153-168p.
- Hunt J.M. (1990). *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company (ed.), New York: 743 p.
- Jones E. (1987). The structure and Evolution of the west African Continental Margin off Guinea; Guinea Bissau and Sierra Leone. In R.A. Scrutton & M. Talwani (eds.). *The ocean Floor* J. Willey & Sons (ed.), New York: 165-202p.
- Lavergne Michelle, *Méthodes sismiques*, Technip, 1986.
- Lawver .M ; Muller.S ; Vink.J.P.M & Wolf. S.A (1997). Petro Canada, 1986. Alconsult International Ltd. Rufisque Geochemistry Report : 41p (inédit).
- Magoon L. B. (1994). Tuxedni-Hemlock. (1) Petroleum system-from Source to Trap. L. B. Magoon and W. G. Dow (ed.). *American Association of Petroleum Geologists*, Tulsa: 359-70p.
- Mobil (1993). Petro Canada (1986). Alconsult International Ltd. Rufisque Geochemistry Report. 41p. (inédit).
- Orfanidis J. (1995). Introduction to signal Processing (Prentice Hall process in series) by Sophocles.
- Peters, K. E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis: Am. Ass. Pet. Geol. Bull. 70, 1021-1040p.
- Peters, K.E. & Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs (ed.), New Jersey : 363 p.
- Peters K. E., Walters C. C. & Moldowan M. J. (2005). The biomarker guide: volume 1, biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge University Press (ed), United Kingdom: 471 p.
- Petro Canada (1986a). Alconsult International Ltd. Rufisque Geochemistry Report 41p (inédit).
- Petro Canada (1986 b). Alconsult International Ltd. Rufisque Geochemistry Report: p. 14-30 (inédit).
- Ramsey A. (2011). Thermal maturity, method of analysis based on the spore colour index. Fugro Robertson Limited Taining Unit (ed), UK. FRL, North Wales: 11 p.
- Rapport ARL (1986). Evaluation potential of petroleum of Senegal. 6 volumes. Petro Canada, Alconsult International (inédit).
- Robertson Research Ltd. (1984). An Petrographic Description and Palaeoenvironmental Interpretation of 45 Core and Cuttings Samples from Senegal, West Africa: Report 3258 P/F: p. 17 -53 (inédit).

Sheriff Robert.E, 1991, Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics (Geophysical References No.13) 4th Edition,429p

Sittler E.C., Cooper J. F., Mauk B. H. & Blanc M. (1991). Petro Canada (1986). Alconsult International Ltd. Rufisque Geochemistry Rapport inédit : p. 17 -53

Spengler A. de, Castelain J., Cauvin J. & Leroy M. (1966). Le bassin secondaire et tertiaire du Sénégal. *In* : Symposium New Delhi (1964), coordination D. Reyre (édit.). *Association des Services Géologiques Africains*, Paris : 80-94p.

Tissot B.P. & Welte D.H. (1980). Paleoenvironnement and petroleum potential of middle Cretaceous black shales in Atlantic Basins. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 64 (11): 2051-2063p.

Van Krevelen D. W. (1961) Charbon. Typologie-Chimie-Physique-Constitution. Elsevier (inédit.), Amsterdam. 514p

Van Krevelen (1993) Charbon. Typologie-Chimie-Physique-Constitution. Elsevier science 3eme edition

Waples D.W. & Machihara T. (1991). Biomarkers for Geologists: A Practical Guide to the Application of steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. AAPG Methods. *In* : Exploration Series 9 : 91 p.

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Carte de situation du bloc pétrolier de Rufisque	03
Figure 2 : Carte structurale et géomorphologique du bassin MSGBC.....	05
Figure 3 : Exemple de pièges structural et stratigraphique.....	08
Figure 4 : Appareil d'analyse au Rock-Eval 6.....	11
Figure 5 : Diagramme de Van Krevelen, modifié (1993).....	14
Figure 6 : Microscopie à lumière transmise et fluorescente.....	14
Figure 7 : Indice de coloration des spores.....	15
Figure 8 : Les différents types d'ondes sismiques.....	17
Figure 9: les étapes de l'acquisition sismique en mer.....	18
Figure 10 : Relations géométriques des réflecteurs sismiques et leur signification géologique.....	20
Figure 11 : Répartition verticale des foraminifères du sondage DKM.2.....	22
Figure 12 : Répartition verticale des foraminifères du sondage Rf.2.....	23
Figure 13 : Répartition verticale des foraminifères du sondage Rf.3.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 14 : Répartition verticale des foraminifères du sondage CVM.1.....	26
Figure 15 : Répartition verticale des fossiles du sondage de Mbour (Br.1).....	28
Figure 16 : Corrélation stratigraphique des cinq forages.....	31
Figure 17: Diagramme de Van Krevelen du puits de DKM.2.....	33
Figure 18 : Figure : Diagramme de Van Krevelen du puits de Rf.2.....	34
Figure 19 : Diagramme de Van Krevelen du puits de Rf.3.....	35
Figure 20 : Diagramme de Van Krevelen du puits de CVM.1.....	36
Figure 21 : Diagramme de Van Krevelen du puits de Br.1.....	37
Figure22: Classement des échantillons à biomarqueurs selon la maturité relative.....	39
Figure 23: Emplacement des 5 lignes sismiques du bloc pétrolier de Rufisque	45
Figure 24 : Section sismique (ligne L3) montrant les séquences sismostratigraphiques	46
Figure 25 : Identification des terminaisons des réflecteurs sismiques de la ligne L3....	47
Figure 26 : Section sismique (ligne L4) montrant des failles et une diffraction.....	48
Figure 27: Section sismique de la ligne L5 avec les séquences sismiques et leur âge	49
Figure 28 : Facies sismique H1.....	49
Figure 29 : Facies sismique H2.....	50
Figure 30 : Facies sismique H3.....	50
Figure 31 : Facies sismique H4.....	51
Figure 32 : Facies sismique H5.....	51
Figure 33 : Facies sismique H6.....	52
Figure 34 : Section sismique (ligne L1).....	52
Figure 35 : Section sismique (ligne L2).....	53
Figure 36 : Modèle géologique des blocs de Rufisque offshore profond et shallow.....	54

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Tableau 1 : Potentiel pétrolier des roches mères.	12
Tableau 2 : Tableau 2 : Maturité thermique	12
Tableau 3 : Tableau 3 : Types de kérogène et produits expulsés	13
Tableau 4 : Tableau 4 : Limites ICS et zones de génération d'hydrocarbures	15
Tableau 5 : Tableau 5 : Résultats d'analyses de la matière organique du puits DKM-2.....	32
Tableau 6 : Tableau 6 : Résultats d'analyses de la matière organique du Rf-2.....	33
Tableau 7 : Tableau 7 : Résultats d'analyses de la matière organique du Rf-3.	34
Tableau 8 : Résultats d'analyses de la matière organique du puits CVM-1.....	35
Tableau 9 : Résultats d'analyses de la matière organique du Br-1.....	36

ANNEXES

III. MICROFAUNES DES SONDAGES DU BLOC PETROLIER DE RUFISQUE

1. Espèces planctoniques de foraminifère

Dicarinella concavata (Brotzen, 1934) : Coniacien supérieur-Santonien ;
Favusella washitensis (Carsey, 1926) : Albien inférieur-base du Cénomanién ;
Hedbergella brittonensis Loeblich&Tappan, 1961 : Cénomanién ;
Heterohelix aff. *moremani* Cushman, 1938 : Cénomanién-base Turonien ;
Muricohedbergella cf. *planispira* (Tappan, 1940) : Aptien inférieur-base du Coniacien ;
Planoheterohelix globulosa (Ehrenberg, 1840) : Campanien-Maastrichtien inférieur.

2. Espèces benthiques de foraminifère

Afrobulimina afra Reyment, 1959 : Campanien/ Maastrichtien
Anchyspirocyclina lusitanica (Egger, 1902) : Tithonien à base du Berriasien
Audenusina fourcadei (Bernier, 1984) : Kimméridgien à Tithonien
Alveosepta jaccardi (Schrodt, 1894) : Oxfordien à Kimméridgien
Bulimina nannina Tappan, 1940 : Cénomanién supérieur
Bulimina petroleana Cushman & Hedberg, 1941 : Maastrichtien supérieur
Buliminella gabonica de Klsz, Magné & Rérat, 1962 : Campanien supérieur au Maastrichtien
Choffatella decipiens Schlumberger, 1905 : Barrémien-Aptien inférieur (Granier, 1992) ;
Everticyclammina aff. *Virguliana* (Koechlin, 1942) : Kimméridgien à Tithonien
Orbitolina aff. *Texana* (Roemer, 1849) : Aptien-Albien
Pseudocyclammina hedbergi (Maync, 1953) : au moins Aptien inférieur au Sénégal
Pseudocyclammina lituus (Yokohama, 1890) : Tithonien à Valanginien
Pseudocyclammina maynci Hottinger, 1967 : Jurassique moyen
Rhzeakina epigona Rjzeak, 1895 : Maastrichtien supérieur à Paléocène
Scherchorella (= *Reophax*) *minuta* (Tappan, 1940) : Albien inférieur-Cénomanién inférieur.
Spiroplectammina cf. *longa* Lalicker, 1935 : Aptien
Trocholina gr. *Alpina* (Leupold, 1936) : Jurassique supérieur (Oxfordien supérieur au Turonien)

3. Ostracodes

Buntonia cretacea Grekoff, 1951 : Sénonien
Cytherella ovata (Roemer, 1841) Bosquet, 1860 : Campanien
Cythereis aff. *nodulosa* Bosquet, 1854) : Campanien
Cythereis aff. *Ornatissima* var. *nodulosa* (Reuss) Bosquet, 1854 : Campanien
Protobuntonia numidica Grekoff, 1954 : Sénonien

4. Ammonites

Texanites aff. *bourgeoisii* de Gross : Coniacien moyen