

# Cadre géologique du compartiment

## Casamance-Bissau

### I. Cadre géographique

La zone d'étude est localisée dans la partie offshore sud du Sénégal, elle englobe les blocs Sénégal Offshore Sud, Sénégal Offshore Sud Profond et Dôme Flore (Figure 1). Ce dernier est situé dans la zone commune gérée par l'Agence de Gestion et de Coopération entre le Sénégal et la Guinée Bissau (AGC).

Au niveau du bloc Dôme Flore, trois puits situés sur les dômes Flore et Gea ont été choisis dans lesquels on a rencontré des indices d'hydrocarbures.

La zone présente une superficie d'environ 25000 Km<sup>2</sup> et la bathymétrie varie de 0 à 4000m.

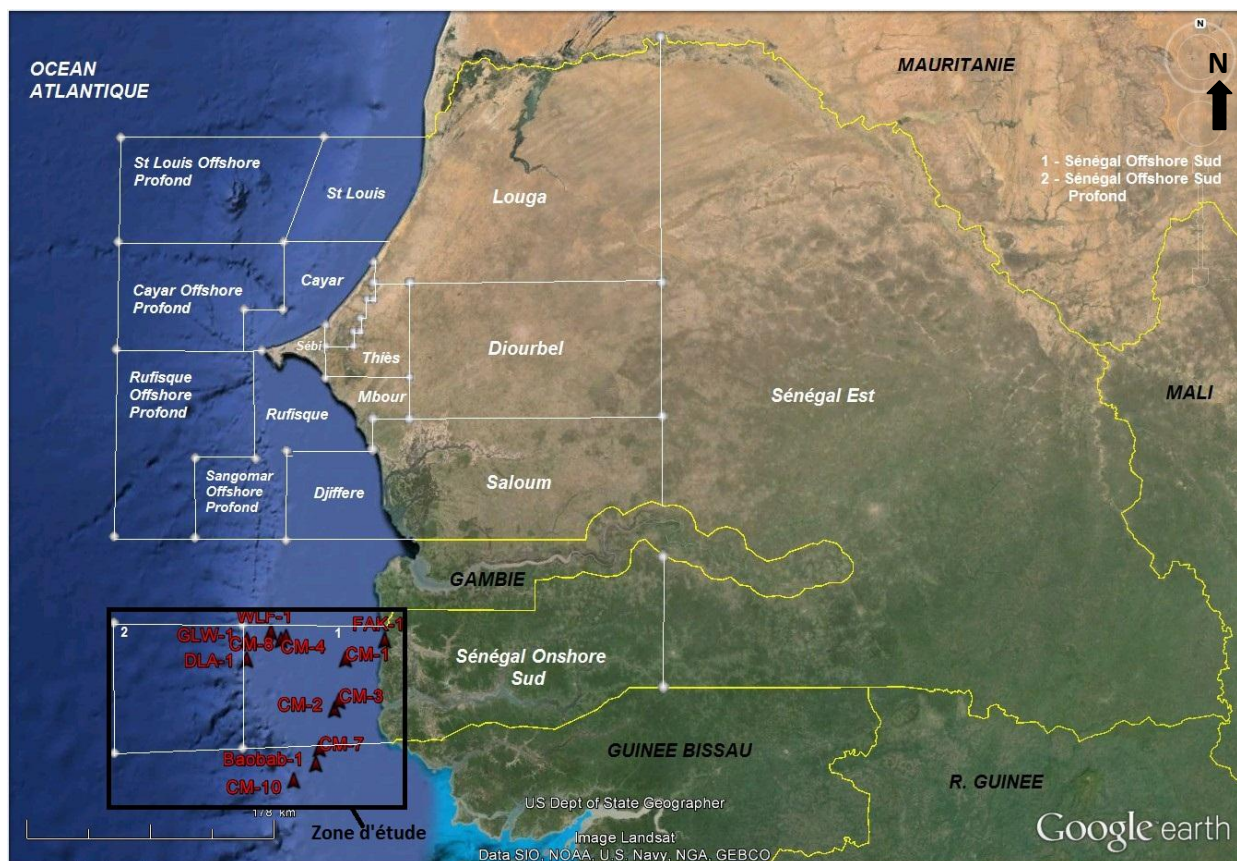


Figure 1 : La carte des blocs de recherche du Sénégal (Google Modifié, 2014)

Du point de vue morphologique, la zone comporte un plateau continental large d'environ 100Km, un talus supérieur d'une vingtaine de degrés, un talus inférieur dont la pente varie de 2° à 5° et une plaine abyssale dénommée plaine de la Gambie (Figure 2).

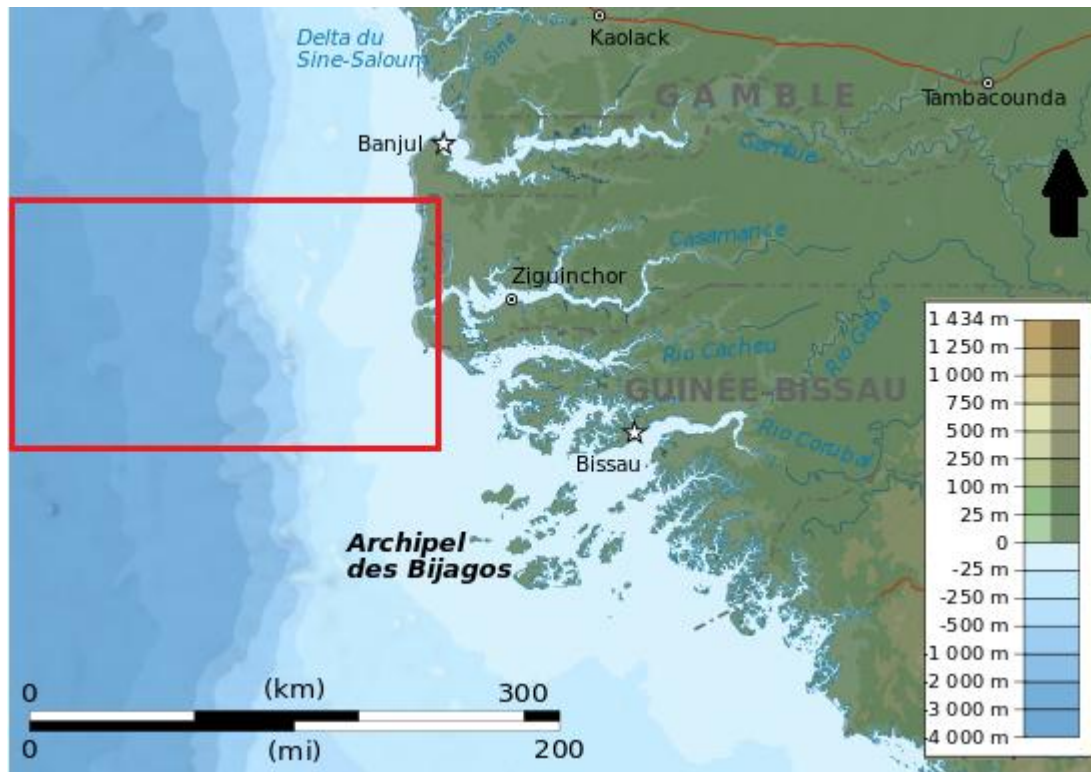


Figure 2: Carte bathymétrique de la zone d'étude (Wikimedia Commons user: Bourrichon, modifiée)

Pour avoir une meilleure compréhension de la géologie du compartiment Casamance-Bissau, il convient de parcourir la géologie du bassin sédimentaire sénégalais au sens large, afin de placer cette étude dans son cadre général.

## II.1 Cadre géologique du bassin sénégalais

Le bassin sédimentaire sénégalais occupe la partie centrale du vaste bassin côtier appelé Mauritanie-Sénégal-Guinée Bissau-Conakry (MSGBC). Ce dernier s'étend sur plus de 1300 km de côte (ARL, 1986), avec une superficie de 350.000km<sup>2</sup>. Il est limité au Nord par la

dorsale de Réguibat, à l'Est par la chaîne des Mauritanides et au Sud par la zone de fracture de Guinée Conakry (Figure 3).

Le bassin sénégalaï s'étend aussi bien à terre qu'en mer. Il couvre plus de deux tiers (2/3) de la superficie du territoire du Sénégal (Atlantic Ressources Ltd, et Petroconsultant S.A, 1989).

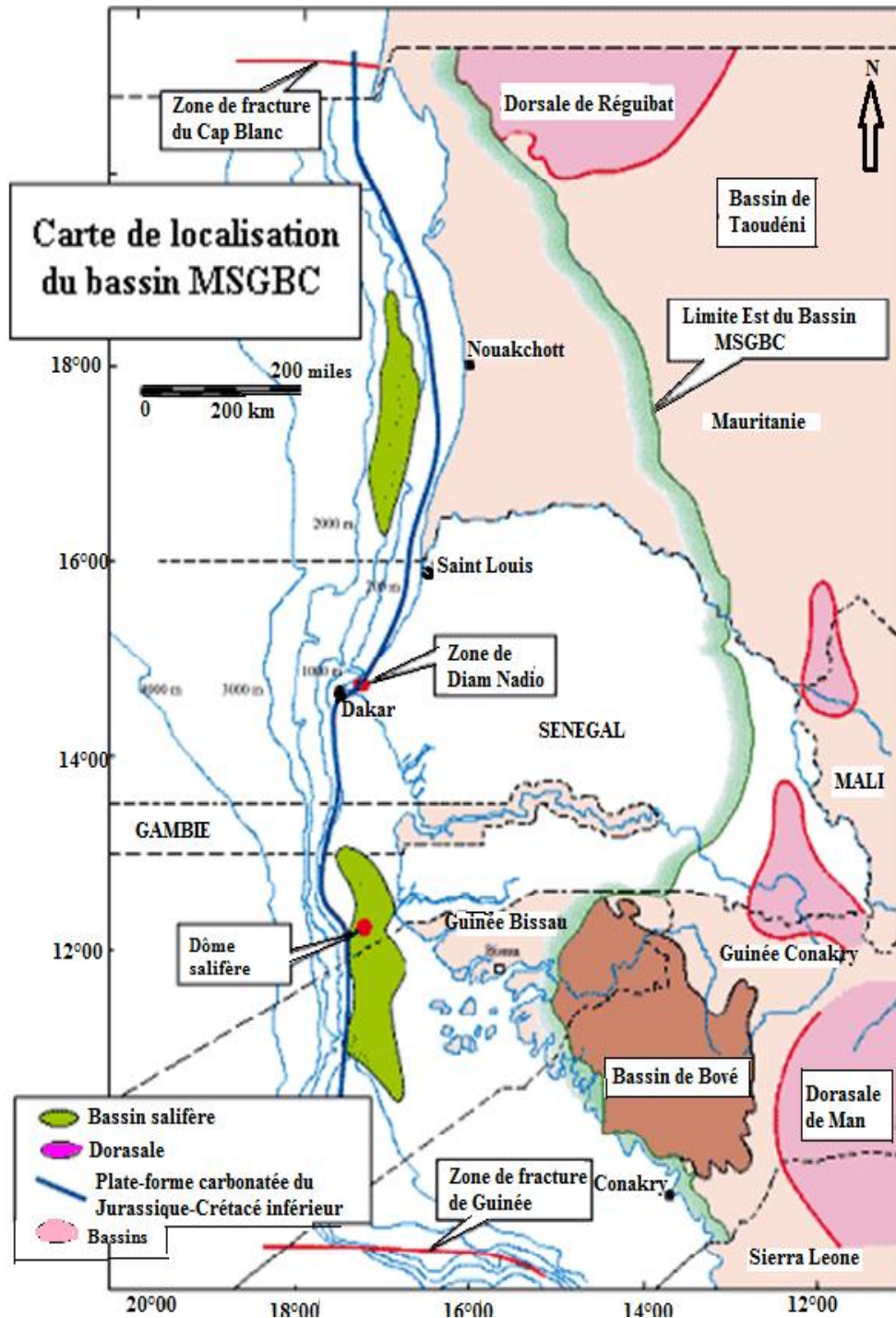


Figure 3: Carte du bassin Mauritanie-Sénégal-Guinée Bissau-Conakry (MSGBC)

L'évolution du bassin sédimentaire s'est faite en trois phases en rapport avec la fracturation du Gondwana et l'ouverture de l'Océan Atlantique. Ces phases sont nommées et détaillées de la façon suivante :

- **La phase anté-rift**

Elle est caractérisée par des séries sédimentaires d'âge Paléozoïque avec à la base un socle archéen surmonté de conglomérats et d'unités clastiques du Protérozoïque affleurant à l'Est et au Sud-est.

La phase anté-rift du Paléozoïque est représentée au Sénégal par les bassins de Toundou Besset, Diourbel et Bové (Ardjuna Ressources LTD et Provident Projects International INC, Novembre 1989);

- **La phase syn-rift**

Les sédiments de la phase syn-rift sont supposés être des sables continentaux et des argiles lacustres contemporaines d'âge Permien à Trias. Une séquence d'évaporites d'âge Triasique et Liasique est présente localement et marque la fin du cycle ;

- **La phase post-rift**

Les sédiments de la phase post-rift forment un épais biseau de sédiments d'âge Jurassique à Tertiaire qui s'épaissit d'Est en Ouest. Cette disposition est le résultat d'une série de transgressions et de régressions marines qui suit l'ouverture de l'Océan Atlantique (Ardjuna Ressources LTD et Provident Projects International INC, Novembre 1989).

Le bassin sénégalais est subdivisé en deux compartiments ou sous-bassins par un système de failles transverses Est-Ouest. Chaque sous-bassin a eu une évolution structurale indépendante.

- Au Nord, le compartiment Dakar-Banjul qui s'étend des environs de Dakar jusqu'à la frontière avec la Gambie, délimité par les failles transformantes 16° et 13° N et est caractérisé par une tectonique cassante avec la formation de horsts et grabens et des intrusions magmatiques.

- Au Sud, le compartiment de Casamance-Bissau qui s'étend de la latitude 13° N jusqu'en Guinée Bissau. Il se caractérise par une mise en place des dômes de sel sous forme de diapirs, qui traversent jusqu'à 10000m de séries sédimentaires. L'existence d'une chaîne de horsts qui subdivise le fond du graben en deux. Dans le graben interne oriental se développera le "dépôt centre" qui va s'approfondir vers le Sud avec des accumulations de 10000 à 12000m d'une série mésozoïque. Dans le graben central occidental s'est effectuée l'ouverture océanique.



Le bassin sédimentaire du Sénégal est formé de couches sédimentaires mésozoïque-cénozoïques (Figure 4) qui reposent sur les sédiments paléozoïques dont les plus anciennes atteintes par forage datent du Jurassique Supérieur (Bellion et Guiraud, 1982).

Les dépôts de cet ensemble sédimentaire traduisent une série de transgressions et de régressions engendrée par les diverses phases tectoniques et basculements du craton.

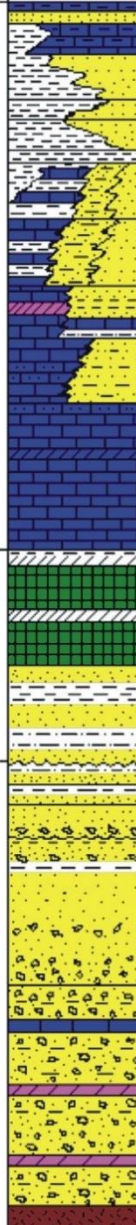
COLONNE LITHOSTRATIGRAPHIQUE DU SENEGAL						
STRATIGRAPHIE			LITHOSTRATIGRAPHIE	EPAISSEUR (m)	LITHOLOGIE	
CENEZOIQUE				300-1000	CALCAIRE,GRES,ARGILE	
MESOZOIQUE	CRETACE	MAASTRICHTIEN		200-1250	GRES,ARGILES ET SABLE	
		CAMPANIEN		100-450	ARGILE ET SABLE	
		CONACIEN SANTONIEN		150-1000	GRES	
		TURONIEN CENOMANIEN		50-150	ARGILES	
				150-950	CALCAIRE,GRES,ARGILES ET SABLES	
		ALBIEN		200-1200	CALCAIRE,GRES,ARGILES ET SABLES	
		APTIEN		150-1400	ANHYDRITE,CALCAIRE,GRES, SABLES ET ARGILES	
		NEOCOMIEN		300-1200	ARGILES ET CALCAIRES	
	JURASSIQUE	MALM & DOGGER		? - 2000 ?	CALCAIRE ET DOLOMIE	
		LIAS				
PALEOZOIQUE	TRIAS			SYN-RIFT	200-1500	SELS ET ANHYDRITES
	PERMIEN				200-1500?	ARGILES ET GRES
	DEVONIEN			ANTE-RIFT	350	GRES,SILT ET ARGILES
	SILURIEN				350	ARGILES ET SABLES
	ORDOVICIEN				300-1000	CONGLOMERAT,GRES ET QUARTZITE
	CAMBRO-ORDOVICIEN		500-3000		CONGLOMERAT GRESSEUX	
	PROTEROZOIQUE INDIFFERENCIE		2000 - 4000		CONGLOMERAT,ARGILES, GRES,CALCAIRE ET DOLOMIE	
					SOCLE	

Figure 4: Colonne lithostratigraphique du bassin du Sénégal

## II.2 Cadre géologique de la zone d'étude

L'exploration du bloc Casamance-Bissau a démarré en 1966. La zone d'étude se trouve sous une profondeur d'eau qui peut atteindre 100m (Grand Large Ouest). Au total trente-huit puits ont été forés dans la zone, avec des profondeurs totales pouvant aller jusqu'à 3000 ou 4000m dans l'Aptien ou le Néocomien.

### II.2.1 La tectonique

Après l'ouverture du rift, les failles transverses de la croûte font basculer les formations du socle paléozoïque et protérozoïque jusqu'au fond du graben. Les failles transverses affectent le rift sénégalais ainsi deux grands compartiments s'individualisent : le compartiment de Dakar et celui de la Casamance.

Le compartiment de la Casamance qui s'étend de la latitude 13°N jusqu'en Guinée. Il se caractérise par un style tectonique halocinétique en relation avec un puissant dépôt de sel avec formation de diapirs qui traversent près de 10000m de série sédimentaire. Des accidents secondaires transverses, toujours de la phase syn-rift, découpent le compartiment de la Casamance en sous-compartiments. Ainsi, on note l'existence d'une chaîne de horsts et de grabens. Dans le graben interne oriental se développe le dépôt-centre du bassin de la Casamance ; dans le graben central occidental s'effectue l'ouverture de l'Océan Atlantique.

Le jeu des failles pendant le Crétacé Supérieur et le Tertiaire Inférieur a aussi influencé le développement structural de la région. En effet la charge sédimentaire au centre du bassin a provoqué un mouvement du sel triasique à partir du Sénonien et peut-être dans un premier stade du Cénomani.

Dans l'extrême Sud, à la frontière de la Guinée Bissau l'halocinèse démarre plus tôt à l'Albo-Aptien.

Dans la zone de subsidence du "dépôt-centre" l'halocinèse prend rapidement de l'ampleur, créant plus d'une dizaine de diapirs. Dans la zone d'étude, il existe une dizaine de diapirs de sel dénommés du Nord au Sud JANUS, EOLE, CIRCE, BOREE, HERA, ARES, DANAË, IRIS, FLORE et GEA (Figure 5).

Ces diapirs alignés Nord-Sud suivent l'axe d'ouverture de l'Océan Atlantique.

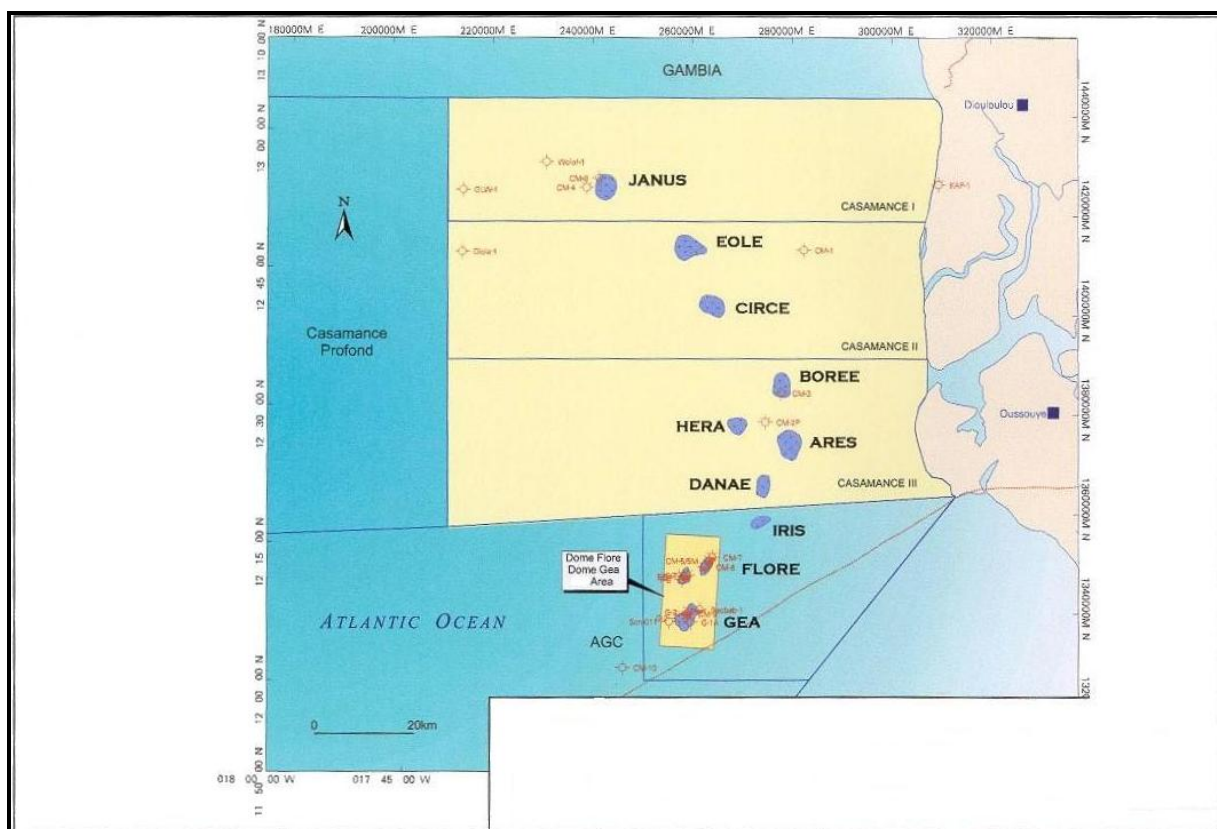


Figure 5: Les diapirs de sel au Sénégal Offshore peu Profond et au Dôme Flore (Roc Oil, 2002).

## II.1.2 Stratigraphie

La zone d'étude est caractérisée par des sédiments carbonatés du Tertiaire et des sédiments détritiques du Crétacé (Figure 6). Le rapport sur l'interprétation du bassin de la Casamance par PETRO-CANADA International (17 janvier 1985), donne la succession lithologique suivante :

- **Le Jurassique**

Les roches les plus profondes qui peuvent être liées à la production et au piégeage des hydrocarbures dans le sous bassin de Casamance-Bissau font partie du Jurassique. En effet, le puits le plus proche qui ayant traversé le Jurassique est Dakar Marine-2 (DKM-2) qui se trouve à 50km au Sud de la péninsule de Dakar. Il s'agit de calcaires micritiques comportant des traces de dolomie.

Le Jurassique devrait se trouver à une très grande profondeur dans le bloc Casamance-Bissau. Le puits Kafountine-1 foré sur la côte à environ 50m à l'Est de la zone d'étude, a traversé 3000m de sédiments du Crétacé Inférieur sans atteindre le Jurassique.

- **L'Aptien**

Dans la partie centrale de l'Offshore entre Rufisque et la structure de Grand Large, existent des faciès plus carbonatés constitués de calcaires argilo-sableux à intercalations de marnes et parfois de dolomies. Dans la partie extrême Sud-Ouest de la Casamance maritime pourrait exister un faciès exclusivement argileux avec des passées de calcaires argileux et parfois oolitiques riches en fragments de coquillage. Ces faciès calcaires sembleraient indiquer dans la zone d'étude, un milieu de dépôt très peu profond « intertidal » et peut-être « supratidal » où des passées anhydritiques présentes indiquent un milieu évaporitique (sebkha).

L'Aptien est traversé par les puits CM-4, CM-1, CM-10, WLF-1 en offshore et Kafountine-1 en onshore.

- **L'Albien**

Dans le sous bassin de Casamance-Bissau, les faciès continentaux à l'Est s'enrichissent progressivement en calcaires. Quelques-uns de ces calcaires passent, encore plus à l'Ouest dans la zone de Grand Large, à des grès calcaires, tandis que vers le Sud (CM-10) un passage latéral conduit à des argiles pélagiques grise noires à brunes. On note également dans tout cet ensemble des passées sableuses ; plus abondantes dans la zone de Grand Large et en général au toit de la formation. Ces faits témoignent du caractère néritique de la plate-forme à haute énergie au Nord de la zone d'étude en opposition au caractère pélagique au Sud.

L'Albien a été traversé dans la zone d'étude par les puits CM-1, CM-4, WLF-1 et les puits CM-2 et CM-7 qui ont atteint leur profondeur totale à l'Albien.

- **Le Cénomanién**

Le Cénomanién présente généralement un caractère plus marin que l'Albien dans le bassin sénégalais. Dans la zone d'étude, on se trouve en présence d'une alternance de calcaires, d'argiles et en moindre proportion de grès à grains fins. Les calcaires sont argileux et parfois micritiques, sparitiques, ou bitumeux et les argiles de couleur gris foncé. Vers l'Ouest (dans la zone de Grand Large) où subsiste le plateau albien, un enrichissement en sédiments



détritiques se produit avec des grès à grains fins et des calcaires gréseux. Cependant vers le Sud-Ouest, on note une diminution des sédiments détritiques accompagnée d'un intéressant changement latéral de faciès.

Ce qui permet de distinguer :

- Une partie supérieure du Cénomaniens presque exclusivement argilo-marneux, à argiles gris foncé et marnes brunes bitumineuses ; qui sont déposées dans des conditions de faible énergie, peu clastiques dans des environnements d'eau profonde.
- Une partie inférieure du Cénomaniens qui témoigne d'une diminution progressive du niveau marin (colonne d'eau devenant moins épaisse), dans des environnements plus énergétiques qui ont permis un dépôt de calcaires.

- **Le Turonien**

Le Turonien se présente de manière très uniforme dans le bassin sénégalais. Dans la zone d'étude, le Turonien se compose presque exclusivement d'argiles gris-noires, feuilletées généralement très riches en matières organiques. Vers le Sud-Ouest de la zone d'étude, on a des intercalations marneuses noires toujours riches en matière organique arrivant même à devenir exclusivement marneuses. Le caractère pélagique des faciès et leur uniformité suggèrent un milieu de dépôt profond. Ces argiles sont bien préservées sur l'ensemble du plateau continental, mais elles ont été érodées sur le talus par la discordance du Sénonien inférieur.

- **Le Sénonien Inférieur**

Une phase régressive majeure marque le début du Sénonien (progradation de la marge continentale) avec une réapparition de dépôts marins.

Le Sénonien Inférieur présente comme le Cénomaniens des faciès très variés entre le Nord et le Sud. Dans le Nord, les grès sont prédominants ; dans le Sud les schistes prédominent. Entre ces deux faciès, il existe un faciès intermédiaire formé comme dans le premier de sables et de grès calcaires mais comprenant en plus des intercalations d'argiles feuilletées grises et des passées locales de calcaires marneux ou sableux. Le Sénonien Inférieur présente une discordance régionale, cette discordance est plus marquée au niveau des puits Grand Large Ouest-1 et Wolof-1.

- **Le Campanien**

Le Campanien est essentiellement argileux. Au Nord, de petites quantités de grès et de calcaires apparaissent à la partie inférieure du Campanien. Le sable est réparti d'Est en Ouest. Cet aspect contraste avec l'orientation Nord-Sud observée dans les sédiments du Cénomaniens et de l'Albien. La puissance sédimentaire varie entre 200 et 300m. Le caractère pélagique de cette série argileuse indiquerait un milieu de dépôt de mer profonde.

- **Le Maastrichtien**

Les sédiments maastrichtiens sont des dépôts régressifs présentant une augmentation de la fraction clastique grossière vers la partie supérieure. La mise en place s'est faite selon l'orientation Est-Ouest. On y trouve plus de 100m de sable et de grès peu consolidé dans la partie Est de la zone d'étude. L'épaisseur des grès s'amincit vers l'Ouest et présente une texture plus fine et plus argileuse. Les grès maastrichtiens sont généralement de qualité uniforme avec des grains de quartz arrondis.

L'épaisseur du Maastrichtien atteint plus de 500m à CM-4. On note un changement latéral de faciès du Maastrichtien qui passe d'un faciès gréseux à l'Est (Casamance Maritime-2) à des calcaires à l'Ouest (Grand Large Ouest-1).

- **Le Paléocène**

Le Paléocène débute dans la zone d'étude par des calcaires marneux à l'Ouest (Wolof-1) qui passent à un faciès marno-argileux au caractère plus marin et plus profond à l'Est (CM-2). Dans le puits Grand Large-1 le Paléocène a été traversé à 603m.

- **L'Eocène**

Les faciès de l'Eocène Inférieur sont généralement uniformes, composés de marnes et plus ou moins argileuses, avec des passées de calcaires marneux parfois dolomitiques dénotant un faciès pélagique.

Les faciès de l'Eocène Moyen et Supérieur sont représentés par un ensemble fortement calcaire (calcaires sparitiques et calcaires marneux) avec de nombreux bancs d'argile et de sable. Dans la zone d'étude on note un caractère récifal très net (Kaf-1, CM-1 et CM-2) avec présence d'importants calcaires construits dont la puissance est de 240m environ.

- **L'Oligocène**

Les faciès sont sublittoraux à récifaux, composés de calcaires vacuolaires sparitiques, parfois lumachelliques à algues. Vers le Sud, les faciès se montrent plus pélagiques présentant d'abondantes intercalations marneuses. Sur le diapir de Dôme Flore, l'Oligocène est représenté par une foraminiférite peu ou mal consolidée qui passe très vite à une foraminiférite consolidée. La puissance maximum traversée est de 134m à CM-4 et un minimum de 12m à Gea-1bis.

- **Le Miocène**

Il a été atteint par l'ensemble des puits réalisés dans la zone avec une puissance qui peut atteindre 350m (CM-1). La série du Miocène Inférieur commence par des dépôts d'argiles à intercalations de calcaires coquilliers généralement surmontés de sables à grains fins à moyens. Ces dépôts sont couverts à leur tour par des argiles à lignite dans un faciès où les dépôts marins et continentaux alternent. La tendance marine s'accroît vers le Sud-ouest ; elle est marquée par la microfaune et les grès glauconieux.

Le Miocène moyen surmonte la série détritique citée en haut. Il est caractérisé par un ensemble de calcaires vacuolaires biosparitiques, sublittoraux à grands foraminifères, parfois argilo-sableux. La puissance sédimentaire varie entre 50 et 100m. Cet ensemble caractérise un passage à des conditions marines, d'eaux agitées et peu profondes.

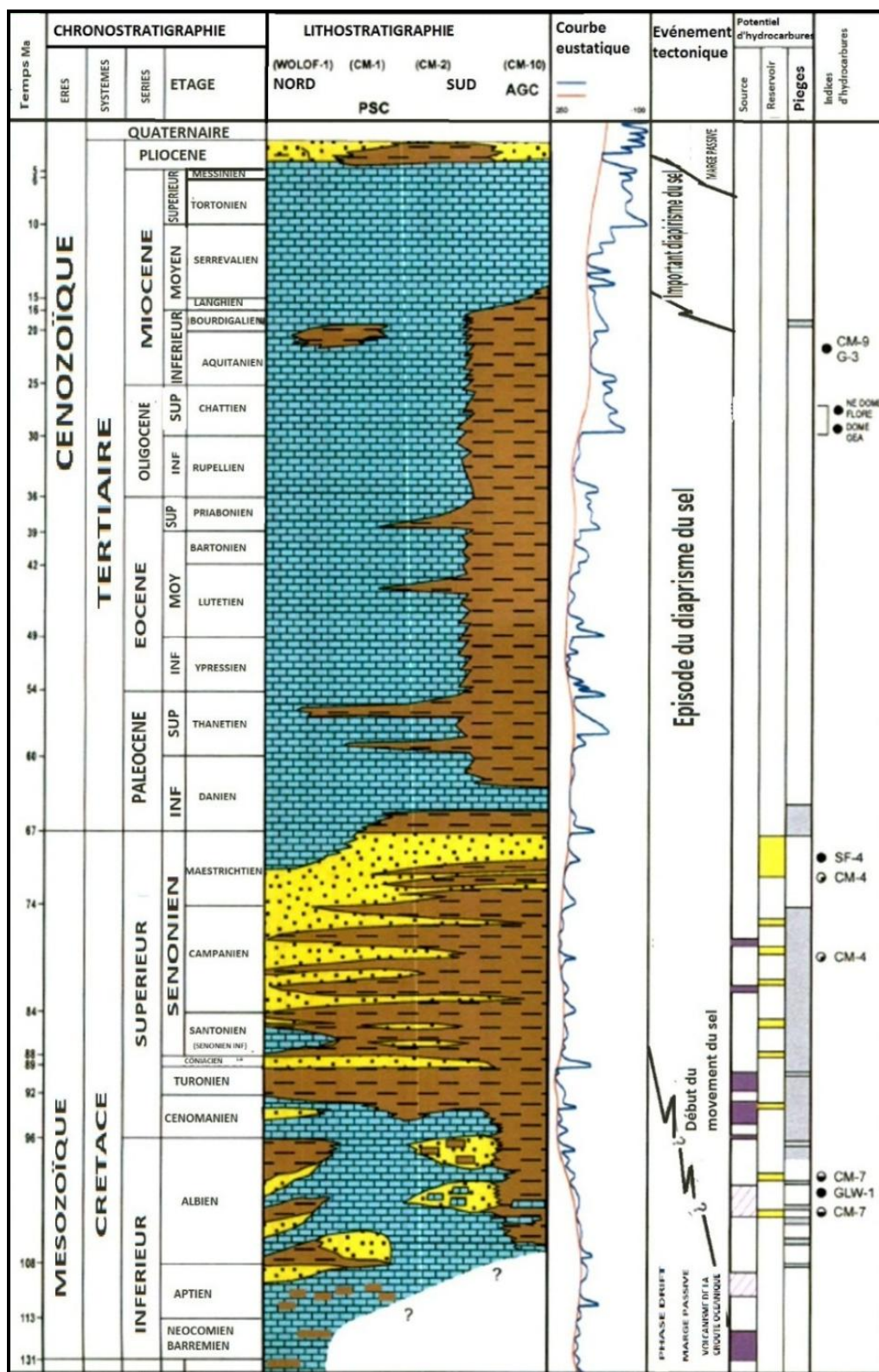


FIGURE 6: COLONNE LITHOSTRATIGRAPHIQUE WLF-1, CM-1, CM-2 ET CM-10 (ROC OIL 2001

MODIFIE)

### **III. Historique de l'exploration dans le sous bassin**

#### **Casamance-Bissau**

L'exploration pétrolière dans les blocs Sénégal Offshore Sud et Dôme Flore a commencé en 1966 avec la Compagnie des Pétroles Total Afrique Ouest (COPETAO).

Au total 25 puits d'exploration y ont été forés dont 16 pour la prospection du soufre. D'après les rapports de fin de sondage des puits (voir références bibliographiques) une brève présentation des puits du secteur a été faite.

Le puits Casamance Maritime-1 (CM-1) est le premier forage effectué en 1966 dans l'offshore Sud du Sénégal par la COPETAO. Le forage a été implanté près du toit d'une structure assez calme et de grande surface observée sur la sismique. D'après les résultats pétroliers, les qualités de réservoirs du Tertiaire s'améliorent d'Est en Ouest. Le Tertiaire n'a malheureusement pas de couverture valable à CM-1, mais on peut espérer une apparition de cette couverture vers le Sud-ouest, direction dans laquelle la sismique montre un épaissement très net de la série tertiaire.

Ce forage est suivi par trois autres : CM-2, CM-3 et CM-4, effectués par la COPETAO.

Le puits Casamance Maritime-2 (CM-2) a été foré dans la zone des diapirs, elle est entourée par trois diapirs proches (moins de 7Km). La zone peut former un excellent piège à hydrocarbures du fait de sa formation progressive.

De nombreux indices d'hydrocarbures ont été observés au cours du forage de CM-2 contrairement au forage de CM-1.

Le forage Casamance Maritime-3 (CM-3) implanté au toit de l'anomalie gravimétrique et sismique du dôme B, avait pour but la reconnaissance (minéralisations, réservoirs, accumulation d'hydrocarbures) du cap-rock de ce dôme. L'objectif premier de ce puits est la recherche de soufre.

Aucun indice, réservoir, ou minéralisation n'a été rencontré dans le cap-rock, ni a fortiori dans le dôme, malgré les 22 carottes prises en continu de 105 à 380m.

Le forage Casamance Maritime-4 (CM-4) a été implanté dans le Nord-Ouest du bloc Sénégal offshore Sud, à environ 1,5 à 2Km du diapir Janus (Dôme J) sur son flanc Ouest. Cet emplacement a été choisi en raison de sa position structurale haute vis-à-vis de la structure de Grand Large, de la proximité du Dôme J.



L'objectif de ce puits est son caractère d'un puits de flanc, la nécessité de connaître la stratigraphie dans le Nord-Ouest du permis et la possibilité de profiter d'un développement des réservoirs dû à la montée du dôme.

On considère dans le forage CM-4 que les hydrocarbures ont pu migrer directement de zones plus profondes à la faveur des failles entourant le dôme J. Les hydrocarbures piégés autour du dôme peuvent être du gaz ou une huile extrêmement légère qui aura fort bien pu ne pas laisser de traces, et que les hydrocarbures n'ont pas obligatoirement migré vers CM-4, en imaginant par exemple une migration venant du Nord.

Le dernier puits foré par la COPETAO dans le bloc Sénégal Offshore Sud est CM-8. Il a été implanté dans le Nord-Ouest du permis Casamance Maritime détenu conjointement par COPETAO et Casamance Petroleum Company (CPC). L'emplacement prévu était situé à 2,5Km au Nord-Nord-est du forage CM-4 de COPETAO et devrait être implanté à 900m du surplomb Ouest du Dôme J, mais une erreur dans le procédé de radio localisation a placé le forage à 3,200Km au Nord-est du forage CM-4. Aucun réservoir intéressant n'a été traversé. Toutefois les sables de la base du Maastrichtien ont retenu un peu l'attention mais ils sont très argileux et calcaires.

Aucun indice d'hydrocarbures liquide, gazeux (sauf de microtraces de méthane dans les 1000 premiers mètres) n'a été rencontré

Plus vers le Nord du bloc, le puits Grand Large Ouest-1 (GLW-1) est foré en 1975 par SHELL. L'emplacement du forage a été choisi au sommet d'une structure allongée d'axe Nord-Sud à la limite de la plateforme continentale du Crétacé Inférieur à Moyen. Les réservoirs gréseux connus à l'Est de CM-4 constituaient l'objectif de ce forage. Il y a une faible fluorescence verdâtre qui a été observée sur l'intervalle 2647m à 2692m et des micro gouttes d'huiles ont été obtenues après traitement à l'acide chlorhydrique de déblais de grès très fins provenant de l'intervalle 2635 à 2690m. Des traces de méthane ont été aussi observées dans la boue pendant le forage.

Le puits Wolof-1 a été foré 1992 par UNOCAL (Union Oil of California) à la partie Nord-Ouest du bloc Sénégal Offshore Sud. Il se situe à 10Km du puits CM-4 à une profondeur d'eau allant jusqu'à 53m. Le principal objectif du puits WLF-1 est d'évaluer le potentiel pétrolier des réservoirs du Crétacé. Aucun indice d'hydrocarbures n'a été rencontré dans le puits WLF-1.

Le puits Diola-1 est le dernier foré dans la partie ouest de la zone d'étude. Il a été foré en 1993 par UNOCAL à 42m de profondeur d'eau. Le but de ce puits est l'étude des réservoirs gréseux du Cénomaniens ; aucun indice d'hydrocarbures n'a été rencontré.

Le puits Kafountine-1, foré en janvier 1982, avait pour objectif la reconnaissance du potentiel pétrolier des séries anté-turonniennes. Les résultats de KAF-1 s'inscrivent dans le schéma général de la Casamance à savoir un approfondissement et un épaississement progressifs des formations d'Est en Ouest. Des traces de gaz associées aux argiles noires du Sénomaniens et du Turonien ont été observées dans le puits KAF-1.

Le puits Casamance Maritime-7 (CM-7) a été foré en août 1967 par COPETAO sur le flanc Nord-est du Dôme Flore. L'emplacement initial a été prévu à 700m de CM-5, mais les difficultés techniques lors du déplacement de la plateforme ont nécessité sa mise en place à 900m au NNE en s'éloignant du Dôme.

Le but de ce forage était la reconnaissance stratigraphique et pétrolière du Crétacé, l'étude structurale de la partie Nord -Est du Dôme Flore et la forme du Dôme à l'aide de la sismique. Des indices d'huiles et de gaz ont été rencontrés dans le puits CM-7.

Le puits Casamance Maritime-10 (CM-10) a été foré en 1970 par Total Texas Gulf. Le forage a été implanté dans le Sud-ouest du permis Sénégal Offshore Sud profond, à 31km de CM-7. Le but du forage est la recherche d'hydrocarbures dans les réservoirs maastrichtiens productifs à SF-4 et la recherche du développement éventuel des réservoirs albiens de CM-4 qui ont montré des indices à CM-7.

Le puits Baobab-1(BAO-1) a été foré en mai 1996. C'est l'avant dernier forage dans la zone d'étude. Il a été implanté au flanc Nord-est du Dôme GEA. L'objectif premier de ce forage est de confirmer le potentiel commercial de l'huile lourde dans les sables du Maastrichtien Supérieur. Plusieurs indices ont été rencontrés dans le puits Baobab-1 notamment dans l'Oligocène.

Le forage de BAO-1 est suivi par celui de Kora-1 implanté dans la partie offshore profonde de la zone AGC en 2011.

- Des données sismiques ont été également acquises dans la zone d'étude : 3100 km<sup>2</sup> de sismique à trois dimensions (3D) et 16212km de sismique à deux dimensions (2D).

Tableau I: Les puits d'exploration étudiés au Sénégal Offshore Sud et au Dôme Flore

Nom de puits	Mois et années de forage	Opérateur	Indices	Formation finale atteinte	Réservoirs Potentiels
CM-1	Mars. 66	COPETAO	Pas d'indices	Aptien (4110m)	Sables du Maastrichtien
CM-2	Oct. 66	COPETAO	Bitume	Albien (3788m)	Sables et grès du Maastrichtien Supérieur
CM-3	Juil. 66	COPETAO	Pas d'indices	Sel (1765m)	Pas de réservoirs
CM-4	Fév. 67	COPETAO	Marnes bitumineuses Traces de méthane Argiles bitumineuses	Aptien (4238m)	Calcaires du Tertiaire et les calcaires sableux du Maastrichtien
CM-7	Août-67	COPETAO	Indices d'huiles et de gaz	Albien	Grès poreux de l'Albien, les marnes du Turonien, les calcaires du Tertiaire
CM-10	1970	Total Texas Gulf	Indices de gaz et d'huiles lourdes	Albien	Grès du Maastrichtien
CM-8	Déc. 69	COPETAO	Pas d'indices	Sel (2523m)	Les sables du Maastrichtien Inférieur avec une faible porosité
GLW-1	Juin 75	SHELL	Faible fluorescence et des traces de méthane dans la boue pendant le forage	Albien (2832m)	Grès albiens et cénomaniens
KAF-1	Jan. 82	SNEA	Traces de gaz associées aux argiles noires du Sénonien et du Turonien	Néocomien (5395m)	Sables du Maastrichtien
WLF-1	Sept. 92	UNOCAL	Pas d'indices	Néocomien (4763m)	Sables du Maastrichtien et du Sénonien Inférieur
DLA-1	Jan-93	UNOCAL	Pas d'indices	Cénomaniens (1818m)	Calcaires du Maastrichtien Inf. Sables du Sénonien Inf. et du Cénomaniens
BAO-1	Mai-96	PECTEN	Indices d'huiles	Maastrichtien	Calcaires l'Oligocène et les grès du Maastrichtien

## IV. Le système pétrolier dans la zone d'étude

Le système pétrolier peut être défini comme un ensemble naturel susceptible de prendre en compte dans les processus de formation et d'accumulation des hydrocarbures. Ainsi n définir le système pétrolier d'une zone d'exploration consiste à préciser les éléments suivants:

- La nature et l'âge des roches mères et des roches couvertures potentielles;
- La nature et l'âge des potentielles roches réservoirs, ainsi que leurs propriétés pétrophysiques;
- Identification les types de pièges, et les mécanismes de migration qui favorisent l'accumulation des hydrocarbures depuis la roche mère jusqu'aux réservoirs;
- Définition les environnements de dépôt.

La définition du système pétrolier suppose aussi la détermination de l'ordre temporel dans lequel les différents paramètres de ce système se développent. Cette notion de temps est indispensable dans une perspective d'exploration pétrolière en ce sens qu'il permet d'intégrer une dimension quantitative dans le processus d'accumulation des hydrocarbures.

### IV.1 Les roches mères et la maturation

Ce sont les roches dans lesquelles sont générés les hydrocarbures. Elles sont caractérisées par leur teneur en matières organiques et leur maturité.

#### IV.1.1La teneur en matières organiques

On a relevé des intervalles de sédiments présentant des teneurs en carbone organique élevées dans l'Eocène, le Turonien, le Cénomanién et l'Albien. La teneur totale en carbone organique est légèrement supérieure dans le Sud de la zone d'étude, avec le dépôt de sédiments plus épais et plus riches en carbone dans des eaux plus profondes.

Dans l'ensemble de la sous-région, la principale roche mère pour le pétrole est la section Turonien-Cénomanién d'une d'épaisseur nette de 250m. C'est une roche mère de kérogène de Type II (riche en lipides), « oil prône ». Les Teneurs en Matières Organiques Totales« TOC »sont supérieures à 2%, avec des pics qui dépassent 10% dans cet intervalle (Figure 7). Ces valeurs indiquent d'excellentes qualités de roches mères (Pecten Sénégal Limited, 1995).

Cependant l'épaisseur du Turonien seul ne dépasse pas 150m.

L'Albien est une roche mère potentielle et présenterait des caractères de kérogène de Type III donc gaz-prône.

Les études géochimiques faites sur le puits Casamance Maritime-4 donnent une teneur en matières organiques « Total Organique Content » (TOC) égale à 2,3 dans le Turonien.

Il est possible qu'il existe des roches mères plus profondes car le Crétacé Inférieur et le Jurassique n'ont pas fait l'objet d'études qui permettent de déterminer leur potentiel en roches mères. Les hydrocarbures provenant de ces roches peuvent avoir migré le long des failles et des flancs des diapirs pour se réfugier dans les réservoirs moins profonds.

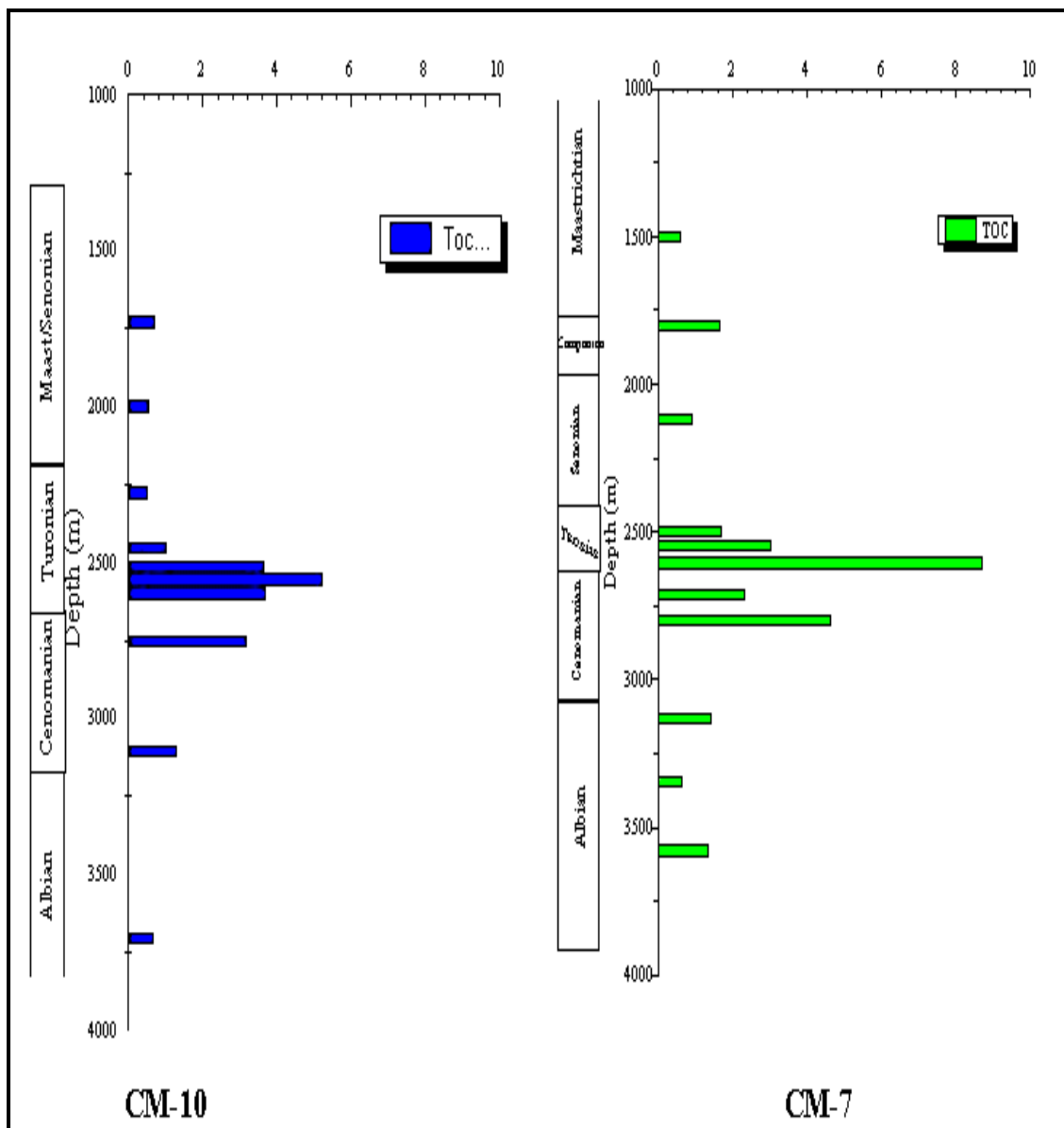


Figure 7: Teneurs en matières organiques totales à CM-10 et CM-7



## IV.1.2 La maturation

Outre la teneur en carbone organique, le niveau de maturité est l'un des paramètres clefs dans l'évaluation du potentiel pétrologène d'une roche mère. Il donne une indication sur le degré d'évolution thermique de la matière organique.

La maturation n'est pas généralement rapide dans les bassins de marge passive à cause du bas gradient thermique. Un fort enfouissement est ainsi nécessaire pour atteindre la fenêtre à huile. Au Sénégal Offshore Sud, le diapirisme a certainement induit une modification des gradients de maturation.

Il existe plusieurs approches pour évaluer le niveau de maturité d'une roche mère. Parmi lesquelles nous avons l'analyse de la réflectance de la vitrinite et la coloration des spores. Ces dernières montrent que le Turonien atteint le stade de maturité à une température de 75°C pour une profondeur de 2140m sous la mer (PETRO-CANADA International, 1985). Le niveau de maturation du Cénomanién et de l'Albien se produira donc à des températures progressivement plus grandes que dans le cas des roches mères du Turonien.

La maturité des roches mères dans le secteur d'études est illustrée par les nombreux indices de pétrole rencontrés dans les différents puits (les formations du Tertiaire et du Crétacé Supérieur). Les mesures de maturité indiquent que la fenêtre à huile se situe approximativement à 2450m (8038feet). Ainsi la principale roche mère (Turonien-Cénomanién) se trouverait dans la fenêtre à huile dans le bloc Dôme Flore (Pecten Sénégal Limited, 1995).

Dans le rapport de fin de sondage du puits Kafountine-1, les études géochimiques ont donné le résultat suivant :

-Le pouvoir réflecteur de la vitrinite sur un échantillon prélevé à 4000m de profondeur est de 0,85 (Fenêtre à huile).

-A 5200m l'Indice d'Altération Thermique (IAT) est de 4 (zone à gaz).

La carte ci-après (Figure 8) représente les teneurs en Matières Organiques Totales exprimées en pourcentages et de la maturité de la Réflectance de la Vitrinite (VR).

La carte est générée en multipliant le pourcentage de « Total Organic Content » (TOC) par unité d'épaisseur.

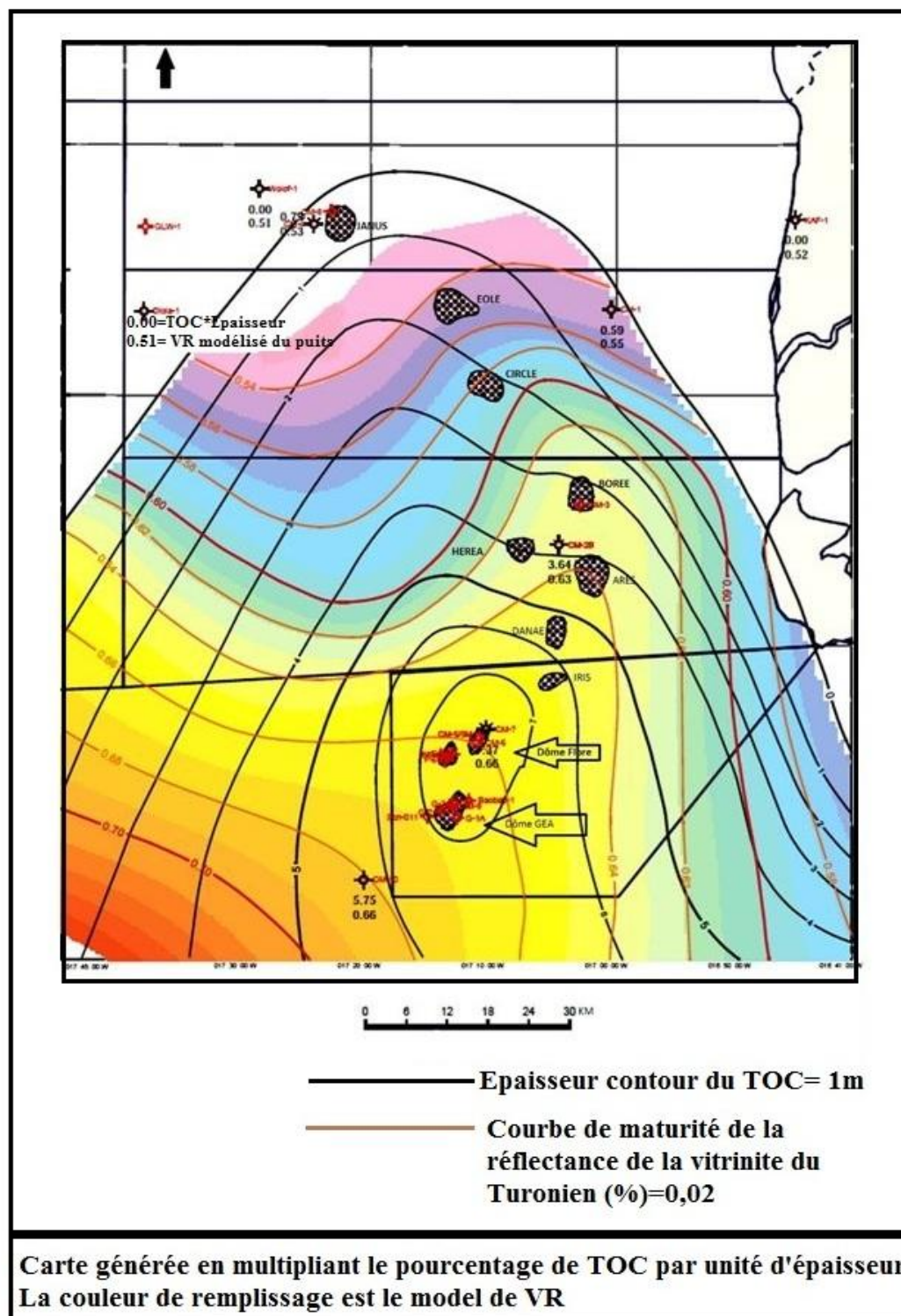


Figure 8: Carte des teneurs en Matières Organiques Totales « TOC » et de la maturité de la réflectance de la vitrinite du Turonien du compartiment Casamance-BISSAU (ROC OIL, 2002)

## IV.2 Les roches réservoirs et couvertures

- Une fois formés, les hydrocarbures sont expulsés de la roche mère et migrent vers des roches à plus forte porosité : roches réservoirs.
- Une roche couverture est une roche dont la perméabilité est très faible et qui présente une barrière que les fluides ne peuvent pas traverser. Les argiles et les évaporites constituent des roches couvertures.

### a. Les réservoirs et couvertures dans la zone d'étude

#### ▪ Les réservoirs prouvés

Dans la zone d'étude les réservoirs prouvés au niveau du Dôme Flore et Dôme GEA sont les foraminifériles de l'Oligocène ; les grès à ciment carbonaté du Miocène Inférieur et les grès du Maastrichtien Supérieur.

Le rapport de ROC OIL (juin, 2001) nous permet de dresser le tableau II suivant en se basant sur les études antérieures:

Tableau II: Caractéristiques des réservoirs prouvés dans la zone d'étude (Roc Oil, 2001).

	Maastrichtien Supérieur	Oligocène	Miocène Inférieur
<b>Epaisseur (m)</b>	<b>234</b>	<b>80-120</b>	<b>86-233</b>
<b>Porosité (%)</b>	<b>25-36</b>	<b>40-60</b>	<b>32-45</b>
<b>Lithologie du réservoir</b>	<b>Grès</b>	<b>Calcaires</b>	<b>Grès à ciment calcaires</b>
<b>Couvertures</b>	<b>Argiles de la base du Paléocène</b>	<b>Argiles de la base du Miocène</b>	<b>Argiles ou marnes du Miocène inférieur</b>
<b>Puits</b>	<b>SF-4, BAO-1</b>	<b>BAO-1, CM-9, CM-5, CM-6, F-5 G-2</b>	<b>CM-9, G-3</b>

## ▪ Les réservoirs potentiels de la zone d'étude

D'après les logs et les rapports de fin de sondage nous avons pu identifier d'autres réservoirs potentiels ; le Maastrichtien, le Sénonien Inférieur et l'Albien.

### *Le Maastrichtien*

Il a été traversé par 8 puits dans la zone d'étude et une petite épaisseur dans le puits CM-8 au-dessus du Cap-rock.

Les faciès reflètent un environnement d'eau peu profond. La lithologie est caractérisée par les sédiments détritiques à l'Est (CM-2) et des sédiments carbonatés à l'Ouest de la zone (GLW-1). La porosité varie entre 20 et 35%.

Des traces de gaz ont été détectées dans le puits CM-4, et des traces d'huiles lourdes dans le puits CM-10.

### *Le Sénonien Inférieur*

Il a été rencontré dans tous les puits de la zone d'étude. Les meilleurs réservoirs potentiels sont observés dans les puits CM-4, CM-7, WLF-1, et DLA-1 (Roc Oil 2001).

Dans le puits CM-4, le Sénonien inférieur (1448m-1625m) est caractérisé par une alternance de grès, calcaires et argiles. Des traces de méthane ont été détectées dans le Sénonien Inférieur. Les argiles du Campanien peuvent assurer le rôle de couverture.

Dans le forage WLF-1, Sénonien Inférieur (1394m-1541m) est constitué par des sables, des silstones, des argiles et de minces couches de calcaires.

D'après le rapport de ROC OIL (Senegal Project 2001), deux couches de sables propres ont été décelées dans le Sénonien Inférieur ; la première à 1503mKB avec une épaisseur de 4m et une porosité moyenne de 25% ; et la deuxième à 1526mKB avec 9m d'épaisseur et une porosité de 24%.

Le forage DLA-1 a rencontré un Sénonien Inférieur (1323m-1498m) constitué par des argiles avec des bancs de grès et de calcaires et de silts.

D'après le rapport de ROC OIL (Senegal Project 2001), le banc de grès dans la partie inférieure du Sénonien Inférieur a une épaisseur de 14m et une porosité moyenne de 20%.

Ces grès sont surmontés d'argiles dans la partie supérieure du Sénonien Inférieur et ces dernières peuvent servir de couverture.

#### *L'Albien*

Les réservoirs de l'Albien présentent une qualité de réservoir potentiel. L'Albien a été traversé par les puits de la partie Nord-Ouest de la zone d'étude, le puits KAF-1 dans la partie Onshore et les puits CM-7 et CM-10 dans la partie Sud.

### IV.3 Les pièges et la migration

Le volume fermé de la figure 9 est un piège. Il est créé par des déformations des couches rocheuses. Il existe trois principaux types de pièges, les pièges structuraux (anticlinal et faille), les pièges stratigraphiques (discordance, biseaux) et les dômes de sel.

Dans le sous bassin Casamance-Bissau, il existe différents types structures et de fermetures.

A l'Ouest du Dôme Flore, on note une série de fermetures par failles. Au Nord-Ouest du plateau les cartes sismiques montrent une fermeture anticlinale de faible amplitude. L'anticlinal Nord-Sud plonge rapidement vers le Sud.

Le pendage régional est contrarié par une série de failles parallèles en échelon, d'orientation Nord-Ouest, sous la discordance du Sénonien Inférieur (Figure 10); ce qui donne une série de blocs faillés basculés. Ces failles assurent la fermeture vers le Nord-est ; tandis que l'érosion pré-sénonienne assure celle du côté Ouest.

Ces failles se seraient formées par la suite de la dissolution du sel ou de sa migration.

On distingue généralement deux phases de migration. La première, dite *primaire*, correspond au passage des hydrocarbures de la roche mère à la roche réservoir ; de nombreuses controverses existent sur les différents facteurs et mécanismes déterminant la migration primaire. Parmi les facteurs les plus connus on peut citer la température, la pression, la compaction, la porosité des formations. La migration peut se faire en vraie solution moléculaire, en deux phases (huile et gaz séparés) ou en une phase.

La *migration secondaire* désigne le déplacement des hydrocarbures à l'intérieur de la roche réservoir, pour trouver un *piège étanche*.



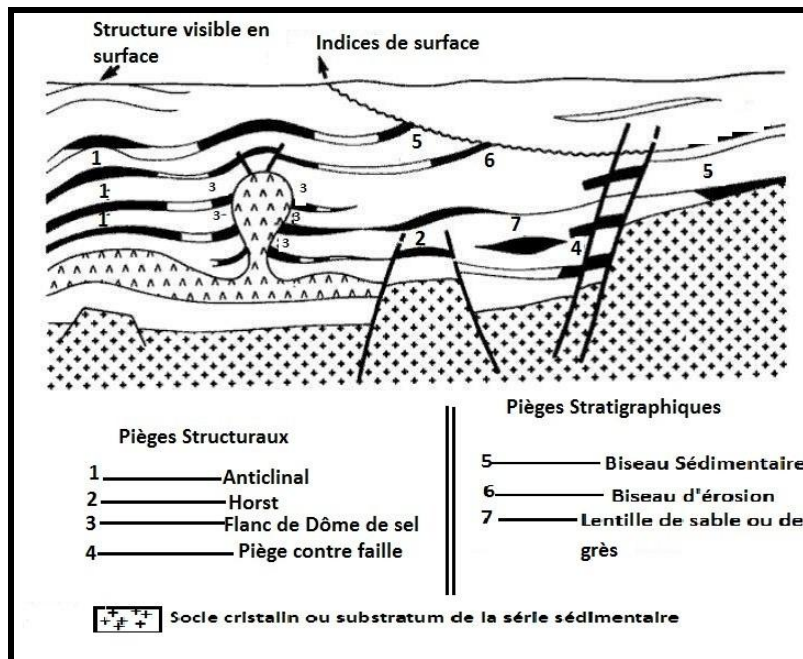


Figure 9: Coupe géologique synoptique montrant les différents types de pièges à hydrocarbures

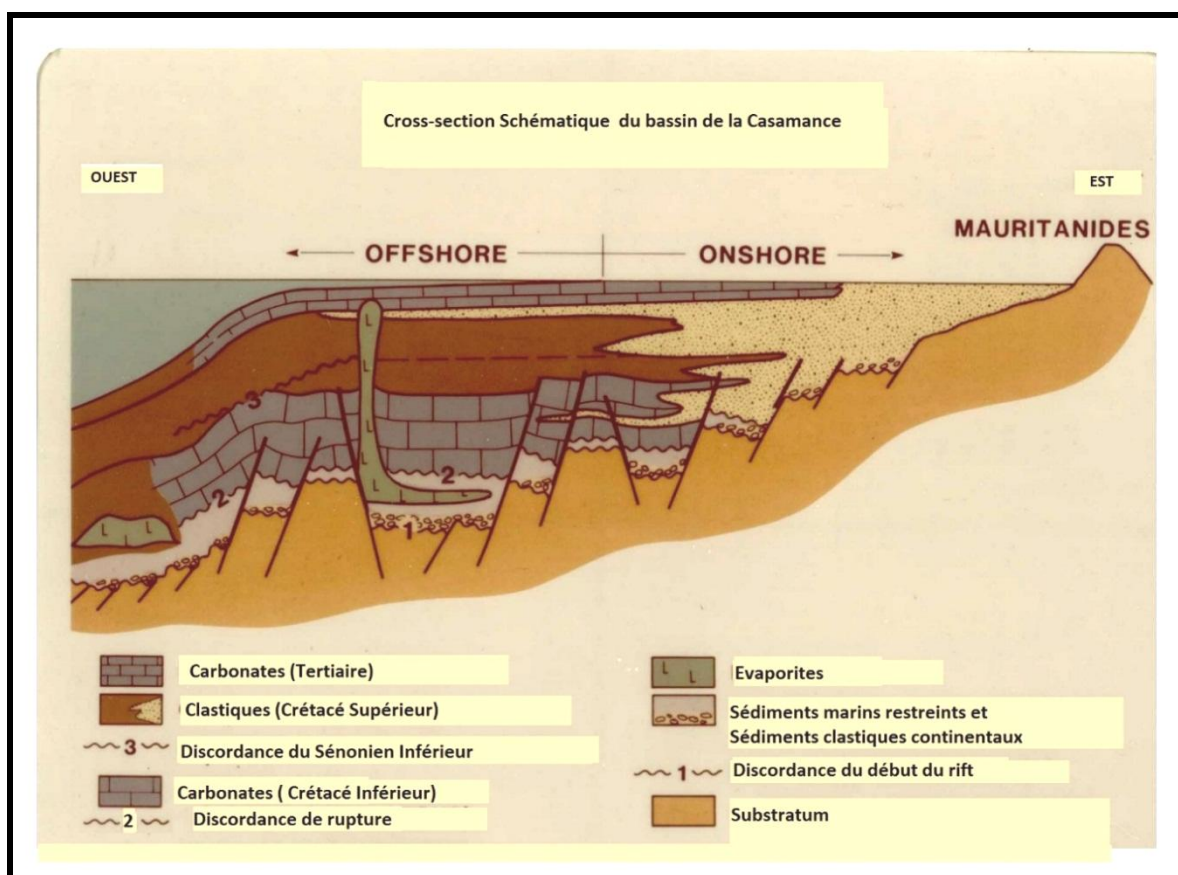


Figure 10: Coupe schématique Est-Ouest (PETRO-CANADA International, Jan-1985)