Abréviations et Acronymes

PETROSEN : Société des Pétroles du Sénégal
GTA : Grand Tortue Ahmeyim
NMO : Normal Move Out (Correction Dynamique)
ms : Milliseconde
MSGBC (bassin) : Mauritanie Sénégal Gambie Bissau Conakry (bassin)
DM-1 : Diana Malari-1
KO-1 : Kolda-1
SLOP : Saint-Louis Offshore Profond
COP : Cayar Offshore Profond
OUP-Nord 1 : Offshore Ultra-profond-Nord 1
UDO-Nord Total : Ultra Deep Offshore-Nord Total
OUP-Nord 2 : Offshore Ultra-profond-Nord 2
OUP-Nord 3: Offshore Ultra-profond-Nord 3
CO-1 : Cayar Offshore-1
ESSO : Eastern States Standard Oil
NSO-1 : Nord Sénégal Offshore
GL-1 : Geumbeul-1
TGS : Texas Golf Surphur
TOC : Total Organic Content (Teneur en Carbone Organique)
Tcf : Trillion cubic feet (trillion de pieds cubes) ; 1 Tcf = 0.028 m ³
NWAAM : North-West African Atlantic Margin

MTD : Mass Transport Deposit (Dépôts de Transport de Masse)

RESUME

L'objectif de ce mémoire est d'effectuer une interprétation sismique 2D pour la caractérisation de la partie septentrionale de l'offshore profond et ultra-profond du bassin sédimentaire sénégalais.

Cette interprétation s'est faite sur la base des données sismiques acquises par la compagnie américaine TGS et traitées à partir du logiciel Kingdom Suite 2017. Le calage du puits de Yakaar-1, le pointage et l'analyse des différentes limites de séquences, ainsi que leur cartographie, ont permis de définir la stratigraphie de la zone d'étude ainsi que sa configuration structurale.

C'est à partir de cette méthodologie qu'on a pu montrer un Albien constitué de plus de 60% d'argiles qualifiées de potentielles roches mères, de 10 à 40% de grès (roches réservoirs) et des calcaires en trace. L'Albien est surmonté par le Crétacé supérieur constitué d'argiles et de grès associés aux calcaires du Turonien (0 à 30%). Le Cénomanien inférieur montre des réservoirs d'épaisses couches de sables empilées dans des structures en chenaux. Les roches mères de cette zone profonde sont pour la plupart d'âge Cénomanien. Le Tertiaire par contre montre une lithologie très diversifiée.

L'interprétation et la cartographie structurale des horizons d'intérêt ont bien marqué le volcanisme du Miocène à travers la zone faillée de Cayar et les deux monts sous-marins. Cette intense activité volcanique est également à l'origine des intrusions magmatiques, des épanchements latéraux de sills ainsi que de la maturation précoce des potentielles roches mères de la zone. Aussi, l'analyse des sept faciès sismiques identifiés à partir de l'interprétation sismostratigraphique a montré des processus de sédimentation lente en zone ultra-profonde et un paléo-environnement à lithologie et énergie de sédimentation variables dans les zones de pente (du talus vers le bassin peu profond). L'interprétation sismique a également mis en exergue des anticlinaux, des chenaux et des anomalies d'amplitude de type "bright spot" recouverts pour la plupart par des dépôts de transport de masse (MTD). Ces dépôts gravitaires étanches constituent les principales roches couvertures de la zone.

ABSTRACT

The objective of this thesis is to perform a 2D seismic interpretation for the characterization of the northern part of the deep and ultra-deep offshore of the senegalese sedimentary basin.

This interpretation was made based on seismic data acquired by the American company TGS and processed using the Kingdom Suite 2017 software. The setting of the Yakaar-1 well, the picking and analysis of the various sequence limits, as well as their mapping, allowed to define the stratigraphy of the study area as well as its structural configuration.

It is thus from this methodology that we have been able to show an Albian consisting of more than 60% of clays qualified as potential source rocks, 10 to 40% of sandstone (reservoir rocks) and trace limestones. The Upper Cretaceous made up of clays and sandstones associated with Turonian limestones (0 to 30%) surmounts the Albian. The Lower Cenomanian shows reservoirs of thick layers of sand piled up in channel structures. The source rocks of this deep zone are mostly Cenomanian in age. The Tertiary, on the other hand, shows a very diverse lithology.

The interpretation and structural mapping of the horizons of interest clearly marked Miocene volcanism across the Cayar fault zone and the two seamounts. This intense volcanic activity is also at the origin of magmatic intrusions, lateral sill effusions as well as the early maturation of potential source rocks in the area. Also, the analysis of the seven seismic facies identified from the seismostratigraphic interpretation showed slow sedimentation processes in the ultra-deep zone and a paleo-environment with variable lithology and sedimentation energy in the slope zones (from the slope towards the shallow basin). The seismic interpretation also highlighted anticlines, channels and bright spot amplitude anomalies mostly covered by mass transport deposits (MDT). These impervious gravity deposits constitute the main cover rocks of the area.

Table des matières

INTROE	DUCTION GENERALE	. 1
CHAPIT	FRE 1 : PRINCIPE ET INTERPRETATION SISMIQUE	3
1. Les	s systèmes d'acquisition des données sismiques 2D	5
1.1.	Emission d'ondes sismiques	5
1.2.	Récepteurs ou capteurs	5
1.3.	Enregistrement numérique	5
2. Tra	aitement sismique 2D	6
2.1.	Prétraitement	6
2.2.	Traitement proprement dit	7
3. Les	s méthodologies d'interprétation	8
3.1.	Le calage	8
3.2.	Le pointage des horizons ou "Picking"	8
CHAPI	FRE 2 : PRESENTATION DU SECTEUR D'ETUDE	12
1. Ca	dre géographique	.13
2. Ca	dre géologique	. 16
2.1.	Géologie générale du bassin	. 16
2.2.	Géologie de la zone d'étude	. 18
2.2.	1. Stratigraphie	. 18
i.	L'Albien	. 18
ii	i. Le Cénomanien	. 19
ii	ii. Le Turonien	. 19
iv	v. Le Sénonien inférieur	. 19
v	z. Le Campanien	. 20
v	i. Le Paléocène	. 20
2.2.	2. Contexte structural	. 20

CHAPITRE 3 : BASE DE DONNEES DE L'INTERPRETATION	
1. Présentation des données sismiques	
1.1. Paramètres d'acquisition et de traitement	
1.2. Contrôle de qualité des lignes sismiques	27
2. Analyse des données de forage	
CHAPITRE 4: INTERPRETATION ET DISCUSSION	30
1. Logiciel utilisé	
2. Méthodologie appliquée	
3. Interprétation sismique et commentaire des résultats	
3.1. Interprétation sismostratigraphique	
3.2. Interprétation structurale	44
3.2.1. Cartographie structurale du fond marin	47
3.2.2. Cartographie structurale de la base du Miocène	50
3.2.3. Cartographie structurale du toit du Cénomanien supérieur	53
3.2.4. Cartographie du toit de l'Albien	55
CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS	60

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Principe de la sismique réflexion	4
Figure 2 : Différents types de terminaisons des réflecteurs (Emery D. and Myers KJ, 1996).	10
Figure 3 : Les différents types d'arrangements des réflecteurs	11
Figure 4 : Localisation du bassin MSGBC (Atlantique Ressources Ltd, 1989, modifiée)	14
Figure 5 : Carte de localisation de la zone d'étude	15
Figure 6 : Diagramme des compartiments du bassin MSGBC (Petroconsult, 1988)	16
Figure 7 : Le "seamount" et la zone faillée de Cayar (Rapport de Shell, 1997)	21
Figure 8 : Espacement des lignes sismiques da la campagne de TGS	25
Figure 9 : Calage du puits de Yakaar-1 dans la section sismique L13	33
Figure 10 : Image montrant le comportement des réflecteurs (ligne L7)	34
Figure 11 : Ligne L6 montrant les différents faciès sismiques	36
Figure 12 : Ligne L7 montrant les différents faciès sismiques	39
Figure 13 : Ligne L8 montrant les différents faciès sismiques	42
Figure 14 : Phénomènes intrusifs	45
Figure 15 : Section sismique de la ligne L1 montrant les anticlinaux	46
Figure 16 : Carte d'isochrones du fond marin	48
Figure 17 : Vue de profil 3D du fond marin	49
Figure 18 : Carte d'isochrones de la base du Miocène	51
Figure 19 : Ligne L4 montrant le seamount de Cayar	52
Figure 20 : Carte d'isochrones du toit du Cénomanien supérieur	54
Figure 21 : Carte d'isochrones du toit de l'Albien	56
Figure 22 : Section sismique de la ligne L8 montrant les failles	57
Figure 23 : Carte d'isochrones du top syn-rift	59

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Les différents appareils d'un laboratoire d'enregistrement numérique	6
Tableau 2 : Définition des terminaisons des réflecteurs	10
Tableau 3 : Paramètres d'acquisition sismique	26
Tableau 4 : Paramètres de traitement	26
Tableau 5 : Coupe stratigraphique de la zone d'étude	
Tableau 6 : Description et analyse des faciès sismiques	37
Tableau 7 : Section ultra-profonde de la ligne L7	40
Tableau 8 : Section ultra-profonde de la ligne L8	43

INTRODUCTION GENERALE

L'interprétation sismique, qui constitue le principal sujet de notre étude, est une opération primordiale dans la caractérisation des bassins sédimentaires et dans l'exploration des hydrocarbures.

Le bassin sédimentaire sénégalais, potentiellement riche en ressources naturelles, a longtemps été la cible de plusieurs campagnes de forages hydrauliques, pétroliers et gaziers. Les premiers travaux étaient uniquement focalisés sur les parties onshore du bassin et offshore Sud de la Casamance. Malgré les multiples phases de ralentissement de l'exploration, plusieurs gisements de pétrole et de gaz ont été découverts au large des côtes sénégalaises.

En 1965, une license d'exploration sur les blocs offshores de Saint-Louis et de Cayar a été décernée à la compagnie ESSO. Cela marque le début de l'exploration des hydrocarbures dans la partie offshore Nord du Sénégal. ESSO a commencé une activité d'exploration en 1966 en acquérant des données sismiques offshore dans le permis de Dakar-marine. Des acquisitions supplémentaires de données sismiques entre 1968 et 1969, ont conduit au forage du puits NSO-1 qui montre des émissions mineures de gaz dans le Campanien/Santonien.

Cette exploration continue avec l'installation de la compagnie Shell Senrex de 1972 à 1977. Elle devient très active au Sénégal établissant une Joint-Venture avec d'autres compagnies telles que Deminex, Pecten et ESSO. Le puits CO-1, foré par ces dernières, a intersecté une séquence importante de sables du Maastrichtien (Shell EP International Venture BV, 1997. Prospectivity Review, Saint-Louis and Cayar blocks, Offshore Norther Sénégal.).

C'est en 1981 qu'a été fondée la Société des Pétroles du Sénégal (PETROSEN) pour le contrôle de l'exploration du bassin MSGBC. La compagnie Vanco a officiellement obtenu sa licence d'exploration dans la région de Dakar offshore profond le 13 Décembre 1999. Durant les premières années d'exploration, quatre prospects ont été développés par acquisition sismique et interprétés en conjonction avec plusieurs milliers de kilomètres de données sismiques préexistantes. Il s'agit des prospects de Cayar et de Saint-Louis au Nord, de Palmarin et de Djiffère au Sud de Dakar (Vanco Energy, 2003). Au cours de la seconde sous-période du contrat d'exploration, Vanco, PETROSEN et la République du Sénégal ont convenu d'effectuer des campagnes sismiques 2D et 3D supplémentaires, pour une bonne étude de faisabilité technique et commerciale de la réserve de gaz en offshore ultra- profond.

La zone dans laquelle nous avons concentré notre étude renferme un important gisement de gaz (annexe 1). Il s'agit du gisement GTA découvert avec le puits d'exploration Tortue-1, foré en



2015. Ce dernier montre une réserve estimée à 530 milliards de mètre cube. Ce projet dénommé « Greater Tortue Ahmeyim » est développé par la société BP en partenariat avec Kosmos Energy Ltd et PETROSEN (article du magazine Jeuneafrique). Sa productivité estimée à 2.5 milliards de tonnes de gaz/an est prévue à partir de 2023.

De plus, entre 2016 et 2018, de multiples forages ont été effectués dans les blocs de SLOP et COP. Il s'agit de GL-1 traversant deux réservoirs de gaz d'excellente qualité, de Teranga-1, de Yakaar-1, montrant d'importants réservoirs de gaz et de Requin-tigre considéré comme un puits sec.

La partie offshore ultra-profonde quant à elle, a récemment été découpée en blocs distincts et aucun puits n'y est encore foré. Un appel d'offres international portant sur douze (12) blocs libres offshores, a été lancé le 4 Novembre 2019. C'est ainsi que la compagnie pétrolière Total E&P Sénégal a mené une étude dans tout l'offshore ultra-profond du bassin sénégalais avant d'acquérir la licence sur une partie du secteur d'étude (UDO Nord) pour y mener des études d'explorations plus approfondies.

C'est dans ce contexte historique que nous avons élaborer le sujet de notre mémoire, qui consiste à interprétation des données sismiques 2D pour la caractérisation sédimentaire et pétrolière des zones offshores profond et ultra-profond Nord du bassin sénégalais.

Les données de base de notre étude ont été acquises, en multiclient, par la compagnie TGS qui a effectué des études d'évaluation régionale de la marge Nord-Ouest de l'Atlantique suivant deux phases. En 2017, TGS effectue une phase d'acquisition couvrant ainsi une zone de 24 168 km de lignes sismiques allant de l'offshore profond à l'ultra-profond. Ces données, intégrées à celles de la première phase, ont permis de prouver et de confirmer le système pétrolier Crétacé-Tertiaire du Sénégal. Ce dernier, mis en évidence après plusieurs années d'exploration, est défini comme étant un système regroupant des éléments et des processus géologiques propices à l'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 1994 ; Klemme et Ulmishek, 1991).

Ainsi, ce mémoire sera subdivisé en quatre chapitres distincts. D'abord, nous allons définir le principe de l'interprétation sismique et élaborer leurs systèmes d'acquisition en milieu marin. Le second chapitre constituera à présenter le secteur dans lequel nous avons orienté notre étude. Il s'en suit alors la présentation de la base de données nécessaires à l'interprétation, avant de terminer par la présentation des résultats obtenus ainsi que leur commentaire.

CHAPITRE 1 :

PRINCIPE ET INTERPRETATION SISMIQUE

CHAPITRE 1 : PRINCIPE ET INTERPRETATION SISMIQUE

Introduction

L'interprétation sismique constitue une étape très importante dans la chaine de traitement relative à l'exploration pétrolière. C'est une interprétation d'imagerie sismique, dont le principe consiste à analyser des données sismiques en vue de générer des modèles et des prédictions sur les propriétés et la structure du sous-sol. Les images sont ainsi obtenues suite à des procédés de mesure géophysiques telles que la sismique réfraction et la sismique réflexion.

La sismique réfraction repose sur la mesure du temps le plus court pour qu'une impulsion sismique se déplace de sa source vers une série de récepteurs (temps de parcours des ondes réfractées). Cette impulsion est induite par vibration transitoire. Les vitesses sismiques et les profondeurs des diverses couches peuvent être calculées à partir de ces temps de parcours.

La sismique réflexion (figure 1) par contre utilise les ondes réfléchies au niveau des interfaces séparant plusieurs niveaux géologiques. Le principe de cette méthode consiste à générer artificiellement une onde acoustique depuis la surface et d'en mesurer numériquement l'écho (Sciboz, 2010). Cette mesure a lieu à partir d'une série de capteurs sismiques (géophones ou hydrophones) disposée en surface. Il est important de préciser que c'est la méthode géophysique la plus développée du fait de son utilisation à grande échelle dans l'exploration des hydrocarbures.

Les ondes émises sont réfléchies ou réfractées en fonction des changements d'élasticité et/ou de densité observés à la surface des couches géologiques. Plusieurs étapes s'opèrent de l'acquisition des données jusqu'à la mise en place des images sismiques.



Figure 1 : Principe de la sismique réflexion

1. Les systèmes d'acquisition des données sismiques 2D

Les campagnes de prospection géophysique débutent toujours par une phase d'acquisition de données sismiques. Elle consiste en une collecte maximale de données utiles existant dans le secteur d'étude.

Ces systèmes d'acquisition comprennent essentiellement un dispositif d'émission, un dispositif de détection et un appareillage d'enregistrement numérique (Mbodji, 2016).

1.1. Emission d'ondes sismiques

En milieu marin, l'émission des ondes sismiques se produit à partir d'une source sismique de haute fréquence (écho-sondeurs, étinceleurs ou "sparker", les canons à gaz, les canons à eau etc.). Elle a lieu grâce à des phénomènes d'explosions artificielles (dynamites, cordeaux détonants) à intervalle de temps régulier. Les sources d'émission les plus utilisées en exploration pétrolière sont les canons à air et les canons à eau, car ils constituent des sources très pénétrantes. Elles permettent de générer une impulsion acoustique (signal) qui va instantanément produire la quantité d'énergie nécessaire à l'étude du fond marin. Le canon à air (Air-Gun) est utilisé de préférence car il ne génère pas une impulsion secondaire juste après l'impulsion initiale, contrairement au canon à eau (Water-Gun). En effet, la seconde impulsion parasite perturberait et déformerait la première donnant ainsi des informations erronées. Le canon à eau envoie de l'eau aux alentours du navire, produisant des vibrations acoustiques pouvant être lues par les récepteurs

1.2. <u>Récepteurs ou capteurs</u>

Les ondes acoustiques réfléchies au niveau des interfaces des différentes structures rencontrées, sont récupérées à la surface par des capteurs (géophones ou hydrophones). Ces derniers sont montés en parallèle ou en série, formant des traces échelonnées à intervalle constant le long des câbles d'enregistrement. L'ensemble de ces traces constitue un dispositif flottant appelé flûte ou "streamers". Les hydrophones sont des capteurs de pression acoustique qui mesurent les variations des pressions sonores de l'onde réfléchie. Les informations récupérées sont collectées et enregistrées sous forme de signaux électriques.

1.3. Enregistrement numérique

L'enregistrement des données du capteur est représenté sous forme de trace sismique. La trace est une ligne verticale qui traduit l'amplitude des paramètres mesurés en fonction du temps. L'enregistrement numérique, caractérise l'information comme une succession discontinue de valeurs discrètes (Lavergne, 1986). Il s'effectue alors dans un laboratoire dont les composants sont résumés dans le tableau 1.

Laboratoire d'enregistrement sismique				
Appareils d'enregistrement	Rôles			
Préamplificateurs et filtres	Accorder la bande passante enregistrée aux fréquences du signal			
analogiques	sismique et éliminer autant que possible les bruits			
Multiplexeur	Commuter un à un les canaux sismiques avec une fréquence constante de quelques millisecondes pour effectuer la mesure du signal sismique			
Amplificateur de cadrage de gain	Maintenir à un niveau approprié l'information transmise au convertisseur analogique-numérique pour que l'enregistrement conserve une précision satisfaisante. C'est en fait un adaptateur de sensibilité dont le gain varie au cours de l'enregistrement			
Convertisseur analogique-	Traduire une grandeur analogique en une valeur numérique			
numérique	proportionnelle au rapport entre la grandeur analogique d'entrée			
(montage électronique)	et la valeur maximale du signal			
Formateur	Permettre la mise en forme de l'information numérisée avant			
(ensemble de circuits)	l'enregistrement sur une bande magnétique			
Dérouleur de bande	Enregistrer l'information sortie du formateur en bande magnétique			
Système de rejeu	Contrôler la bonne qualité des enregistrements obtenus, en donnant une représentation analogique sur caméra ou sur console.			

Tableau 1 : Les différents appareils d'un laboratoire d'enregistrement numérique

Plusieurs phénomènes, tels que les mouvements du navire, peuvent affecter le signal reçu par les capteurs. Pour amoindrir cet effet, on place un tronçon supplémentaire sans hydrophone en tête de flûte. Lors de l'enregistrement numérique, des signaux parasites peuvent interférer la réponse du capteur ; d'où la nécessité d'effectuer des traitements sismiques.

2. Traitement sismique 2D

Le traitement numérique de l'information sismique consiste à normaliser et à améliorer le résultat graphique du sous-sol obtenu après acquisition (Ameur, 2005). Le traitement classique comporte deux phases essentielles : le prétraitement et le traitement proprement dit.

2.1. Prétraitement

Le prétraitement s'effectue suivant deux phases :

 <u>le démultiplexage</u> : qui consiste à réarranger les signaux sismiques de manière à rassembler séquentiellement la suite des échantillons correspondant à chaque détecteur d'une même trace. <u>l'édition</u>: qui vise à supprimer les traces bruitées causées par des arrivées parasites telles que les réfractions, à améliorer la résolution du signal, mais également à compenser les retards à l'enregistrement. Elle comprend le calibrage en temps et en amplitude des données sismiques.

2.2. Traitement proprement dit

- <u>la déconvolution</u> : l'objectif est de contracter l'impulsion émise en une impulsion brève, avec un faible nombre d'oscillations ; soit en comprimant le signal, soit en éliminant les phénomènes répétitifs qui affectent la trace sismique (Yilmaz, 1987).
- <u>l'analyse de vitesse</u> : sur les traces correspondant à un même point miroir, les réflexions s'organisent le long d'une hyperbole. Le principe des analyses de vitesse est de rechercher l'équation de l'hyperbole qui passe au mieux, à travers les signaux correspondant à une réflexion. Les traces sismiques sont ensuite corrélées et la vitesse qui donne la meilleure corrélation ou l'amplitude maximale correspond à la vitesse de correction. Pour obtenir de bonnes analyses de vitesse, il est nécessaire d'avoir un bon rapport signal/bruit, de choisir des réflecteurs plans ou avec un pendage faible, d'éviter les failles, les niveaux d'anomalies et les zones à multiples interférence ;
- <u>corrections statiques et dynamiques</u> : les corrections statiques ne dépendent pas du temps. Elles permettent le réajustement des enregistrements par rapport à une même surface de référence horizontale (Datum Plan). Appliquées surtout en sismique terrestre, elles permettent d'éliminer les effets de relief et les perturbations créées par la couche superficielle altérée. Par contre les corrections dynamiques ou d'obliquité, dites aussi NMO (Normal Move Out) varient en fonction du temps. Les corrections dynamiques correspondent ainsi à une correction de temps (ms), apportée aux traces du dispositif en fonction de leur distance par rapport aux points de tir et du temps double de réflexion. Il est important de préciser que la correction dynamique provoque un allongement de l'ondelette (signal initial) mesuré. Si toutefois cet allongement est supérieur à un seuil donné, le signal est supprimé (muté).
- <u>sommation en couverture multiple ou "stack"</u> : il s'agit du regroupement, par addition, de toutes les traces sismiques de la couverture multiple ayant le même point miroir. C'est un procédé couramment utilisé pour augmenter le rapport signal/bruit et réduire le volume de données. La sommation renforce le signal au niveau des interfaces et atténue fortement le bruit aléatoire par interférence destructive.

 traitement après sommation : il comprend des traitements spécifiques tels que la migration qui permet le repositionnement des évènements pentés et l'augmentation de la résolution latérale, le filtrage des traces sismiques qui consiste à éliminer les bruits indésirables ayant des caractéristiques fréquentielles différentes de celles des signaux utiles. Nous avons également l'égalisation dynamique ou préservation des amplitudes qui permet une pondération statistique des signaux de chaque trace sismique, supposés stationnaires au cours du temps. Ce traitement s'effectue en jouant sur les amplitudes de réflexion.

Après acquisition, les données sismiques sont expédiées au centre de traitement informatique où elles sont rejouées suivant plusieurs processus. Les traces sismiques obtenues sont rassemblées et représentées sous forme d'images sismiques qui mettent en évidence l'ensemble des différentes structures géologiques du sous-sol. Ces dernières sont ensuite interprétées du point de vue stratigraphique et/ou structural suivant une méthologie bien particulière.

Le principe de l'interprétation stratigraphique est d'examiner les réflexions qui se produisent au niveau des interfaces séparant deux milieux d'impédance acoustique différente (réflecteurs). Son objectif final est d'identifier les séquences sismiques mais également d'analyser les faciès sismiques en termes de lithologie et d'environnement de dépôts sédimentaires.

Par contre l'interprétation structurale permet à partir d'une image sismique, d'identifier les structures tectoniques telles que les failles, les plis, les chevauchements etc. La localisation des failles est basée sur le repérage des décalages horizontaux des réflecteurs de part et d'autre de la faille. De plus, elle permet de déceler l'ensemble des événements volcaniques qui se sont produites dans la zone à étudier.

3. Les méthodologies d'interprétation

3.1. Le calage

Il s'effectue grâce aux données de forage et consiste à faire correspondre les données de puits, exprimées en profondeur, aux données sismiques, exprimées en temps. Cette méthode permet de dater les différents événements géologiques identifiés à travers les images sismiques. Pour effectuer un bon calage, il faut préalablement convertir les profondeurs des puits en temps. Cette conversion s'effectue sur la base des "Checkshot" (courbe de profondeur en fonction du temps).

3.2. Le pointage des horizons ou "Picking"

Le "picking" représente l'opération la plus basique de l'interprétation sismique. Elle vise à pointer manuellement ou de façon automatique, avec l'aide de la souris, les réflecteurs sur des coupes 2D

de l'image sismique. L'ensemble des positions cliquées représente une partie d'un objet à extraire de l'image. Il se fait généralement sur plusieurs coupes 2D du bloc sismique afin de suivre le comportement d'un horizon d'intérêt dans un espace bien défini.

Le "Picking" est une opération très délicate car il nécessite le maximum de concentration et de vigilance pour suivre correctement le réflecteur, qui est l'objet sismique le plus simple à pointer. Toutefois, la qualité de l'image sismique peut rendre cette opération très fastidieuse. L'interprétateur ne doit pas se limiter à une simple lecture de l'image, car cette opération nécessite un raisonnement plus poussé, basé aussi bien sur l'image que sur la connaissance du domaine d'étude. Dans la pratique, on ne pointe jamais l'ensemble des réflecteurs d'une image sismique, mais plutôt ceux qui représentent des interfaces sédimentaires clés nécessaires à la construction du modèle d'étude (Verney, 2010). Dans la plupart des cas, les campagnes sismiques comportent des "inlines" (lignes droites) et des "crosslines" (lignes qui se croisent). Ces "crosslines" permettent, au cours du pointage de suivre le même horizon sur les autres lignes.

En dehors des horizons, d'autres structures complexes telles que les failles, les chenaux, les dômes de sel etc, peuvent être identifiées et pointées sur les images sismiques. Ces dernières sont, pour la plupart, signalées par une ou plusieurs caractéristiques particulières telles que, des déconnections de réflecteurs accompagnées d'un léger soulèvement ou affaissement (cas d'une faille) ou des changements de pendages dans le cas d'une succession de séquences sédimentaires.

Quatre paramètres sont nécessaires pour effectuer un bon pointage. Il s'agit de :

- <u>l'amplitude des réflecteurs</u> : c'est la réponse au contraste d'impédance acoustique au niveau des réflecteurs. L'amplitude est directement proportionnelle au coefficient de réflexion des couches géologiques et dépend de l'énergie et de la fréquence de la source d'émission. En stratigraphie sismique appliquée à l'exploration pétrolière, la présence d'anomalies sismiques de forte amplitude (*Bright spot*) dans des contextes sismostratigraphiques précis est parfois révélatrice de la présence d'hydrocarbures (Helbig, 1998). Ces anomalies d'amplitude peuvent également renseigner sur la lithologie d'une séquence sismique ou sur la nature d'une quelconque intrusion identifiée ;
- <u>la continuité des réflecteurs</u> : ce paramètre dépend du prolongement du contraste d'impédance acoustique le long de la surface délimitant deux corps géologiques présentant des propriétés élastiques différentes. La continuité des réflecteurs peut être bonne, moyenne, passable, médiocre ou discontinue. Une bonne continuité des réflecteurs sur une

grande distance est souvent associée à un environnement de dépôts sédimentaire calme à l'exemple des milieux marins profonds et ultra profonds ;

<u>la terminaison des réflecteurs</u> : elle détermine la relation stratigraphique existante entre les différentes interfaces sédimentaires. En plus de renseigner sur le mode de dépôt des strates et éventuellement sur les événements ultérieurs qui les ont affectées, l'analyse de ces terminaisons permet de définir les discontinuités qui délimitent les différentes séquences d'une image sismique. Mitchum et al. (1977) puis Catuneanu (2002) ont caractérisé (figure 2) et défini (tableau 2) les différents types de terminaisons d'un horizon.



Figure 2 : Différents types de terminaisons des réflecteurs (Emery D. and Myers KJ., 1996)

Terminaison des réflecteurs	Définition
Troncature érosive	Terminaison sur une surface érosive sous-jacente
	Contact de biseau sommital entre la terminaison des
Toplap	horizontale recouvrante non érosive
Onlap	Reconnu sur les données sismiques par la terminaison des réflecteurs sub-horizontaux sur une surface raide
Downlap	Terminaison de réflecteurs inclinés sur une surface sub- horizontale plus ancienne
Offlap	Unité de progradation mise en place au cours d'une régression

<u>Tableau 2</u> : Définition des te	rminaisons o	des réflecteurs
--------------------------------------	--------------	-----------------

• <u>la configuration interne des réflecteurs</u> : correspond aux différentes géométries des réflecteurs internes qui donnent des informations sur la paléogéographie et les processus

sédimentaires. On peut, suivant la continuité des réflecteurs, les classer en trois groupes (figure 3) :

Configuration clinoforme de progradation Sigmoïde (S) Oblique-tangentiel Oblique-parallèle Complexe S-O «Shingled» «Hi (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O) (O)	lummocky
Configuration clinoforme de progradation Sigmoïde (S) Oblique-tangentiel Oblique-parallèle Complexe S-O «Shingled» «Hi (O)	lummocky
Sigmoïde (S) Oblique-tangentiel Oblique-parallèle Complexe S-O «Shingled» «H (O) (O) </td <td>lummocky</td>	lummocky
Sigmoïde (S) Oblique-tangentiel Oblique-parallèle Complexe S-O «Shingled» «Hi Image: Complexe S-O Image: C	lummocky
Sigmoïde (S) Oblique-tangentiel Oblique-parallèle Complexe S-O «Shingled» «Hi (O)	lummocky
Sigmoïde (S) Oblique-tangentiel Oblique-parallèle Complexe S-O «Shingled» «H (O)	lummocky
(O)	
Configuration chaotique	
- Fine C	
ALCONT AND	

Figure 3 : les différents types d'arrangement des réflecteurs

Conclusion partielle

Le principe de la prospection sismique consiste à émettre des ondes sismiques à partir d'une source et d'en analyser la propagation. Les enregistrements bruts présentent des déformations qui sont corrigées après plusieurs phases de traitement. A l'issue de ce traitement, il en résulte une image représentative des caractères du sous-sol, dont l'interprétation stratigraphique et/ou structurale permet d'identifier les structures tectoniques présentes dans le milieu, de définir les processus de sédimentation, ainsi que la nature et les environnements des dépôts. Le but de l'ensemble de ces procédés est la reconstitution de l'historique des dépôts ainsi que la reconnaissance d'indicateurs directs d'hydrocarbures.

Néanmoins, l'interprétation sismique présente des limites qui peuvent être compensées par les forages. Pour une meilleure caractérisation des formations géologiques le long des côtes sénégalaises, nous allons effectuer une interprétation sismique 2D au niveau de la zone Nord de l'offshore profond et ultra-profond du bassin sédimentaire sénégalais.

CHAPITRE 2 : PRESENTATION DU SECTEUR D'ETUDE

CHAPITRE 2 : PRESENTATION DU SECTEUR D'ETUDE

Introduction

L'offshore profond et ultra-profond Nord du bassin sédimentaire sénégalais, situé au Sud de la Mauritanie, constitue notre principale zone d'étude.

Cette dernière se localise dans le grand bassin MSGBC dont sa partie offshore est un système de plateau à bassin subdivisée en trois compartiments : la zone Nord au Sud de la Mauritanie, le sous bassin au Nord de Rufisque et la partie Nord du sous bassin de la Casamance-Bissau.

1. <u>Cadre géographique</u>

Le bassin sédimentaire sénégalais, situé entre les coordonnées 10°50 'et 22°50' latitude Nord et 17°30 'et 13°30' longitude Ouest, représente la partie centrale du bassin côtier Ouest africain. Il est limité au Nord par la dorsale marocaine de Réguibat, au Sud par le bassin Paléozoïque de Bové, à l'Est par la chaîne panafricaine et hercynienne des Mauritanides et à l'Ouest par l'Océan Atlantique. Son extension géographique couvre la Mauritanie occidentale, la majeure partie du Sénégal, la Guinée-Bissau, la Gambie et une partie de la Guinée Conakry d'où le nom de MSGBC (figure 4).

Cependant, le secteur sur lequel nous allons concentrer notre interprétation englobe les blocs du bassin offshore profond et ultra-profond Nord du compartiment de Dakar-Banjul. La partie profonde est constituée par les blocs SLOP (4763 km²) et COP (3829 km²), et est limitée par la Mauritanie au Nord et le sous-bassin de Rufisque Nord au Sud. Elle se situe au Nord-Ouest du bassin sédimentaire sénégalais entre les coordonnées 14°45'- 16°04' latitude Nord et 17°35'- 18°30' longitude Ouest (Vanco Energy, 2003). Cette zone couvre une superficie totale de 8565 km².

La partie ultra-profonde quant à elle, se situe à l'extrême Nord-Ouest du bassin et est découpée en quatre blocs libres : OUP-Nord 1 (2050 km²), UDO-Nord Total (10.000 km²), OUP-Nord 2 (3751 km²) et OUP-Nord 3 (6565 km²). Elle se localise entre les coordonnées 14°45'- 16°04' latitude Nord et 18°30'- 20° longitude Ouest (figure 5).



Figure 4: Localisation du bassin MSGBC (Atlantique Ressources Ltd, 1986 ; modifiée)



<u>Figure 5</u> : Carte de localisation de la zone d'étude

2. <u>Cadre géologique</u>

2.1. Géologie générale du bassin

Le bassin sédimentaire sénégalais, d'âge Méso-cénozoïque, est un large bassin de marge passive qui s'ouvre sur l'océan Atlantique vers l'Ouest. C'est le plus vaste bassin du littoral africain (350 000 km² de superficie et sur 1 300 km d'extension entre Mauritanie et Guinée Bissau) qui s'est formé suite à la mise en place d'un système de failles du Permo-Trias. Ce bassin est formé d'assises sédimentaires mésozoïques et cénozoïques, qui reposent en discordance sur le substratum précambrien. Les plus anciennes formations reconnues par forage datent du Jurassique supérieur (Bellion et Guiraud, 1982). Le bassin MSGBC est subdivisé en cinq sous-bassins alignés Nord-Sud et présente deux bassins offshores évaporitiques (les dômes Flore et Gea et le dôme de Mauritanie). Ses compartiments (figure 6) sont séparés les uns des autres par des failles de direction Est-Ouest ou par des structures liées à la tectonique du synrift (Petroconsult S.A. 1988)



3. COMPARTIMENT ORANGO-CONACRY



L'évolution stratigraphique du bassin MSGBC a été bien mise en évidence grâce aux données de forages pétroliers et hydrauliques, du fait de la rareté des affleurements. Elle a connu trois phases principales : le pré-rift, le syn-rift et le post-rift.

- <u>Pré-rift</u> (Protérozoïque-Paléozoïque) : correspond à la phase précédant l'affaissement du bassin. Sa stratigraphie est mal connue du fait de la rareté des informations géologiques. Le Cambrien n'a été traversé par aucun forage et la section la plus complète précédant le rift a été reconnue dans les puits Diana-Malari (DM-1) et Kolda (KO-1) forés dans l'extrême Sud du Sénégal. Ces puits ont traversé des formations ordoviciennes (grès quartzites fins, argiles silteuses micacées), siluriennes (argiles schisteuses noires, grès quartzites) et dévoniennes (grès feldspathiques, quartzites roses).
- <u>Syn-rift</u> (Permien-Jurassique inférieur): c'est la phase du "rifting" associée à l'ouverture de l'océan Atlantique central. Les récents travaux de Villeneuve et al. (2015) ont permis de dater l'intervalle Carbonifère inférieur-Permien inférieur grâce aux palynomorphes. Cet intervalle épais de 370 m est constitué d'argiles brunes rouges, de grès conglomératiques, de quartzites etc. Le Lias par contre est essentiellement évaporitique et recouvre des roches clastiques du Trias suite à une transgression marine. Ces évaporites sont à l'origine des diapirs de sels.
- Post-rift (Jurassique Moyen-l'actuel) : cette phase est essentiellement marquée par la mise en place de la plateforme carbonatée tout au long de la marge ouest africaine. Cette plateforme du Jurassique, épaisse de 4 à 5 km, marque l'unité basale de la série du post-rift. Ces dépôts localisés de calcaire se sont poursuivis jusqu'à l'Aptien et sont surmontés d'une alternance de séquences schisteuses et sableuses (Albien). L'intervalle Cénomano-Turonien est marqué par une phase transgressive (Atlantique Ressources, 1986). Cette transgression a provoqué aussi bien une inondation régionale qu'un dépôt de roches mères potentielles dans le bassin offshore sénégalais (Mbassani, 2003). C'est également au cours de cette phase qu'a eu lieu la discordance régionale du Sénonien, marquée par un important apport d'éléments clastiques dans le bassin. Le Maastrichtien constitue une période régressive marquée par le remplissage des canaux d'érosion du Campanien par des sédiments deltaïques (des sables en particulier). Le Crétacé supérieur, dont le toit correspond à la discordance du Paléocène (transgression marine), est caractérisé par une intense activité volcanique qui s'est poursuivi jusqu'au

Cénozoïque. En offshore profond, l'intervalle Paléocène-Eocène est caractérisé par des carbonates sur lesquels reposent en discordance les marnes du Miocène.

Du point de vue structurale, le bassin présente à première vue une structure d'ensemble simple qui se caractérise par un socle s'abaissant d'Est en Ouest et surmonté par des couches subhorizontales. Cependant, le fond est affecté par une tectonique cassante marquée par la formation de nombreuses failles normales, réactivées à plusieurs reprises (Bellion, 1987). L'épaisseur et l'âge des assises sédimentaires du bassin permettent de distinguer un domaine oriental (à l'Est du méridien 15°50 Ouest) et un domaine occidental (à l'Ouest du méridien 16°30 Ouest) séparés par une zone de flexure (entre les méridiens 15°30 et 16°30 Ouest) dont le socle est traversé par des venues magmatiques (Liger et Roussel, 1979). Le domaine occidentale est marquée par un réseau de failles méridiennes orientées N 20°. Le bassin présente des structures cassantes complexes telles que des hosts et des grabens dont les plus connus sont le Horst de Diass et le Graben de Rufisque séparés par des failles synsédimentaires. Des diapirs de sel (Trias-Lias) percent la couverture sédimentaire du plateau continental casamançoguinéen et celle du talus continental mauritanien.

2.2. <u>Géologie de la zone d'étude</u>

2.2.1. Stratigraphie

Elle a été définie à partir des puits forés dans la zone d'étude. Le puits Yakaar-1 en particulier a été foré dans le bloc COP par la compagnie BP.

i. <u>L'Albien</u>

Le forage de Yakaar-1 nous a permis d'identifier deux réservoirs au niveau de l'Albien.

Le 106_Albien épais de 57 m est essentiellement constitué d'argiles, de grès et de calcaires.

Les argiles, atteintes à 4875 m de profondeur, sont amorphes, partiellement striées et légèrement calcaro-limoneuses. Les grès, légèrement calcaires et non cimentés, montrent de rares traces de siltstones. Les fins grains de quartz fortement cimentés sont caractérisés par un tri moyen et des formes sub-anguleuses à sub-arrondies. Des calcaires en trace, de type craie et à texture microcristalline constituent la base du 106_Albien limitée à 4932 m de profondeur. D'autres types de lithologies telles que des Mudstones, Wackestones à grains serrés et non poreux, sont identifiés à l'Albien. Une fluorescence minérale jaune orangé caractérise ces calcaires.

La stratigraphie du 100_Albien, identifiée entre les profondeurs 4875 m et 4808 m, n'est pas très variée. Elle montre deux types de formation à savoir 10 à 100% d'argile et 0 à 10% de grès. Les argiles sont localement silteuses et dépourvues de calcaires. Il est important de noter que de rares traces de grains de quartz sont observés à la base de la formation argileuse. Ceci montre

le passage à une lithologie gréseuse, caractérisée par une granulométrie très fine, des formes arrondies à sub-arrondies, un bon tri, une cimentation non visible et une faible porosité.

ii. Le Cénomanien

Dans cette zone, le Cénomanien inférieur est bien différencié du Cénomanien supérieur.

Le 098_Cénomanien inférieur épais de 168 m, est principalement constitué d'argiles et de grès. Les argiles, partiellement silteuses et non calcareuses, présentent des fentes contenant du sable et les grès à caractère limoneux sont constitués de fins grains de quartz bien triés et pluri-formes.

Le 096_Cénomanien inférieur, épais de 148 m comprend des argiles ayant les mêmes caractéristiques que celles rencontrées au niveau du 098_Cénomanien inférieur. La formation gréseuse sous-jacente, transparente à translucide est constituée de grains de quartz de petite taille et de forme variée. D'autres caractères telles que des taches localement noirâtres et une faible porosité sont à noter au niveau de cette formation. A partir de 4437 m, on observe des argiles grises tachetées, légèrement limoneuses voire calcaires et présentant des stries. Elles surmontent des grès gris caractérisés par une granulométrie très fine, un bon tri et une faible porosité.

Contrairement au Cénomanien inférieur argilo-gréseux, le Cénomanien supérieur, foré entre 4437 m et 4334 m de profondeur, est exclusivement constitué d'argiles grises. Elles sont partiellement calcaires, à plus ou moins limoneuses.

iii. Le Turonien

Sa composition lithologique est plus diversifiée avec 0 à 10% de grès, 0 à 30% de calcaire et 70 à 100% d'argile. Les grès sont constitués de très fins grains de quartz, striés, à morphologie divers, et faiblement poreux. Les calcaires blancs et à texture microcristalline, se présentent en forme de bloc laminé de faible porosité. Ils montrent une fluorescence minéral jaune pâle (Yakaar-1). Les argiles constituent le toit du Turonien. Ce sont des argiles noires contrairement aux autres formations argileuses sous-jacentes traversées par le puits. Elles sont légèrement limoneuses, plus ou moins calcareuses et montrent une florescence par écrasement jaune vif à blanc laiteux.

iv. Le Sénonien inférieur

Le puits de Yakaar-1 a traversé le Coniacien essentiellement argileux à gréseux sur une épaisseur totale de 155 m (4125 m à 3970 m). La formation gréseuse présente un bon tri granulométrique et des grains à morphologie variée. Leur cohésion est assurée par un ciment calcaire. Les argiles sont grises, légèrement limoneuses et non calcaires.

L'unité basale du Santonien, limitée à 3970 m de profondeur, est constitué de grès blanc à grains fins. Le transport est hétérogène car les grains à tri moyen présentent des morphologies diverses. La porosité de cette formation est faible et le ciment n'est pas visible. Ces grès sont surmontés par des argiles (3868 m) gris sombres, partiellement limoneuses et non calcaires.

v. <u>Le Campanien</u>

Le forage de Yakaar-1, a traversé, à 3868 m de profondeur, une formation gréseuse montrant une large gamme de taille des grains. Ils sont majoritairement fins et associés à d'autres de taille moyenne, sub-arrondie à sub-anguleux. Les grains de quartz présentent une bonne porosité. La limite supérieure du Campanien, atteint à 3762 m de profondeur, est marquée par des argiles noires à éclat cireux, limoneuses et non calcareuses.

vi. <u>Le Paléocène</u>

Il correspond à la limite inférieure du Tertiaire et son mur marque une discordance de type régionale, suite à une période de régression marine du Crétacé supérieur. Au niveau du forage de Yakaar-1, le Paléocène est composé de trois faciès différents suivant une épaisseur totale de 285 m. Il s'agit de 0 à 5% de calcaires laminés associés à des argiles noires. Ils marquent la base du Paléocène limitée à 3762 m de profondeur et ils sont surmontés par une unité constituée de 0 à 40 % de grès poreux, à granulométrie variable. La formation sommitale, dont le toit est atteint à 3477 m, correspond à des argiles grises localement silteuses, contenant peu ou pas de calcaires.

Il est quasiment impossible d'établir la stratigraphie de la partie ultra-profonde de notre secteur d'étude à partir des rapports de puits, car aucun puits n'a été foré dans cette zone. Les seuls forages effectués dans les eaux ultra-profondes sont les DSDP 367 et 368, respectivement forés au Sud du Sénégal et à l'extrême Nord du bassin (en Mauritanie). De ce fait, une corrélation entre ces deux puits, distants de plusieurs centaines de kilomètres, ne donneraient pas de résultats précis sur la lithostratigraphie de cette zone ; car plusieurs phénomènes géologiques et géodynamiques peuvent se produire entre eux et affecter ainsi la continuité stratigraphique de la région.

2.2.2. Contexte structural

Du point de vue structural, la partie offshore Nord du bassin MSGBC est un système de plateau à bassin contrôlé par le "rifting" et l'affaissement du sous-sol causé par le refroidissement thermique et l'apport de sédiments. La direction d'extension régionale E-W est principalement exprimée par une faille normale le long de la marge. La coupe transversale Est-Ouest (voir trait de coupe de la figure 4) a permis de mettre en évidence le "seamount" de Cayar, les pièges structuraux dans la zone de failles de Cayar, les turbidites et les dépôts de masse au-delà du banc de carbonate (figure 7).

La zone faillée de Cayar, située à l'Ouest de la plateforme carbonatée et où le puits CO-1 a été foré, constitue la structure tectonique majeure caractéristique de l'offshore Nord du bassin. Ces failles dirigées NNE-SSW, constituent un réseau qui affecte une zone d'une superficie de 3125 km², se poursuivant jusqu'en Mauritanie. Cette zone est également affectée par le volcanisme du Tertiaire, qui est à l'origine de la mise en place du "seamount" de Cayar sur la croûte continentale. Ce corps intrusif, caractérise l'offshore Nord du bassin ainsi que de nombreux sills. L'intrusion forcée de ces sills volcaniques est à l'origine de la formation de plusieurs plis, pièges stratigraphiques potentiels. En somme, les effets du soulèvement volcanique jouent un rôle important dans le piégeage et la modification des conditions thermiques de génération et de migration des hydrocarbures.



Figure 7 : Le "seamount" et la zone faillée de Cayar (Shell, 1997)

Conclusion partielle

Le bassin sédimentaire sénégalais, affecté par l'ensemble des trois (3) phases du "rifting", montre une sédimentation sableuse à schisteuse, du plateau vers le bassin. Le fait le plus marquant correspond à une transgression marine au cours du Jurassique qui est à l'origine d'un important dépôt de carbonates nécessaire à l'édification de la plateforme carbonatée. La

transgression eustatique du Turonien est la source des dépôts des potentielles roches mères du bassin offshore sénégalais.

La lithologie du puits de Yakaar-1 foré en offshore profond, nous permet d'affirmer que notre secteur d'étude est en grande partie constitué de grès, d'argiles et de calcaires. Son caractère structural est marqué par la zone faillée de Cayar, le soulèvement du "seamount" de Cayar ainsi que l'intrusion de nombreux sills.

Cette zone a suscité la curiosité de plusieurs compagnies pétrolières, à l'exemple de la compagnie TGS qui y a récemment effectuée une campagne sismique. Les données sismiques de cette campagne de 2017 constituent la base de notre étude interprétative.

CHAPITRE 3 : BASE DE DONNEES DE L'INTERPRETATION

CHAPITRE 3 : BASE DE DONNEES DE L'INTERPRETATION

Introduction

L'ensemble des informations obtenues suivant plusieurs paramètres d'acquisition et de traitement constituent la base de données nécessaire à l'établissement des images sismiques. De ce fait, une meilleure lecture de ces images sismiques ainsi que l'analyse de leur qualité, nécessitent l'utilisation d'un logiciel d'exploitation géophysique. Ce chapitre consistera alors à présentation la base de données nécessaire à notre interprétation.

1. Présentation des données sismiques

Pour une meilleure compréhension de l'évolution structurelle et de la prospectivité pétrolière et thermogénique de la marge africaine du Nord-Ouest de l'atlantique (NWAAM), la compagnie TGS, en partenariat avec PETROSEN, PGS et GeoPartners, a effectué deux campagnes sismiques : une étude en 2012 comprenant 28 427 km de données sismiques, et une seconde en 2017 recouvrant 24 168 km de données acquises en multi-client et suivant deux phases.

Dans le cadre de l'étude des dépôts sédimentaires du bassin offshore profond et ultra-profond Nord, nous avons jugé nécessaire d'utiliser la deuxième phase de la campagne de 2017 qui couvre 11 835 km de données sismiques dans l'offshore "shallow", profond et ultra-profond. Cette zone est couverte par un total de 16 lignes sismiques dont les 9 lignes, orientées Est-Ouest, sont distantes de 7 km, les 4 lignes sont dirigées Nord-Sud et les 3 lignes restantes sont orientées NNE-SSW. Les lignes horizontales Est-Ouest, partant des eaux peu profondes aux eaux ultra-profondes, sont très longues et parallèles entre elles. Il en est de même pour les lignes verticales dont la majorité traverse toute la zone d'étude allant du Nord vers le Sud. L'emplacement de ces lignes sismiques dans le secteur d'étude est montré dans la figure 8.



Figure 8 : Emplacement des lignes sismiques de la campagne de TGS

1.1. Paramètres d'acquisition et de traitement

Les paramètres d'acquisition sont récapitulés dans le tableau suivant (tableau 3).

	Date d'acquisition: Mars 2017 - Avril 2017			
	Compagnie: TGS-NOPEC Geophysical Company			
	Navire : BGP R/V DFKT 1			
	Orientation du point de ti	r : à partir du littoral		
	Type de source	Canon à air		
Source	Volume de la source	4310 cubic inches = $0,0706$ m ³		
d'émission	Profondeur de la source	8 ± 1 mètre		
d ennission	Intervalle entre les points de tir	25 m		
	Pression	2000 psis = 137,89 bars		
	Longueur du streamer	12 000 m		
Capteurs	Profondeur du streamer	12 – 15 m		
	Intervalle par groupe	12.5 m		
	Instrument d'enregistrement	Sercel		
Enregistrement	Nombre de canaux d'enregistrement	960		
numérique	Durée de l'enregistrement	14 050 ms = 14,05 s		
	Pas de l'enregistrement	2 ms		

Tableau 3 : Paramètres d'acquisition sismique

Après acquisition, les données sismiques sont ensuite traitées suivant deux phases : une séquence de traitement du temps et une séquence de traitement de la profondeur (tableau 4).

Paramètres d	e traitement
Séquence de traitement du temps	Séquence de traitement de la profondeur
(achevée en Avril 2018)	(achevée en Juin 2018)
1. Filtre coupe-bas	1. Construction d'un modèle de vitesse initial
2. Mélange	2. Détermination des paramètres anisotropiques par calibration des puits
3. Atténuation du bruit multi-domaine et du	3. Traitement après sommation : filtrage par
bruit de la houle	variante de profondeur
4. Débrouillage	4. Amélioration du signal
5. Analyse de vitesse sur une distance de 7.4Km	5. Mise à l'échelle
6. Atténuation des arrivées directes et réfractées	
7. Datum correction: niveau de la mer	
8. Echantillonnage: 2 à 4ms	
9. Démultiplexage	
10. Sommation à couverture multiple ou Stack	
11. Angle Stack	
12. Traitement après sommation : migration	
13. Mise à l'échelle	

Tableau 4 : Paramètres de traitement

1.2. Contrôle de qualité des lignes sismiques

L'analyse de la qualité des lignes sismiques est une opération primordiale en interprétation sismique. Une bonne acquisition et un bon traitement des informations brutes permettent d'obtenir une image montrant avec précision la structuration réelle du sous-sol, les signaux réfléchis aux niveaux des interfaces sédimentaires ainsi qu'une éventuelle identification des différentes séquences stratigraphiques. Par contre, une mauvaise acquisition ou un traitement insuffisant des données sismiques peut causer d'énormes problèmes d'interprétation.

Les images sismiques sont de bonne qualité dans l'ensemble. Cependant des difficultés de pointage ont été notés au niveau de la pente, en bas de talus (dû fait des mouvements gravitaires), et au niveau des monts volcaniques sous-marin où il n'y a presque pas de réflexion. Certains horizons n'ont pas pu être pointés jusqu'au bout ; ceci est soit dû à une acquisition dans une zone tectoniquement instable, soit à des évènements géologiques perturbateurs tels que des soulèvements volcaniques ou des intrusions de sills. Par contre l'interprétation du fond marin (à l'exception des zones dépressives) ainsi que des sections acquises en zone ultraprofonde n'a pas posé de problème. Dans ces zones à sédimentation calme, caractérisées par des dépôts fins laminaires, les réflecteurs sont clairs et les séquences sismiques facilement identifiables.

2. Analyse des données de forage

Plusieurs forages ont été effectués dans la zone Nord du bassin offshore profond. Il s'agit des puits de Requin-tigre-1, Gl-1 et GTA-1 forés dans le bloc SLOP et des puits de Yakaar-1, Yakaar-2, Teranga-1, forés dans le bloc COP. La stratigraphie de la zone d'étude, établie à partir du puits Yakaar-1 (Rapport final Yakaar-1. 2017) est résumée dans le tableau 5.

<u>Tableau 5</u> : Coupe stratigraphique de la zone d'étude

	LOG STRATIGRAPHIQUE SCHEMATIQUE												
ERES PERIODES ETAGES		LITHOLOGIE	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	PROFONDEURS									
UE	CENOZOIQUE TERTIARE		Mioc	ène		Pas de renseignement	3197m						
CENOZOIQI			Paléocène			 -Argiles gris sombre légèrement limoneuses, plus moins calcareuses -40% de grès à grains fin, poreux -Calcaires laminés non poreux contenant de l'argile noir 	3477m 3762m						
		Campanien		inien		-90% d'argile à éclat cireux, limoneuses, non calcareuses -10% de grès clair, poreux, de grains fins à moyen	3898m						
	TACE SUPERIEUR	SUPERIEUR	Sénonien	Santonien		-Dépôts d'argiles grisâtres, à passées limoneuses et non calcareuses -Grès blancs à granulométrie très fine, de faible porosité	3970m						
ZOIQUE			SUPERIEUR	SUPERIEUR	RIEUR	RIEUR	RIEUR	RIEUR	Inférieur	Coniacien		-Dépôts de 10 à100% d'argiles grises, légèrement limoneuses et non calcareuses -Grès blancs à grains fin, de morphologies variables, friables et à cimentation carbonatée	4125m
					Turon	hien		 -Riche en dépôts d'argiles noires avec des traces de carbonates -Calcaires durs laminés, microcristallins -Grès à grains de quartz translucides, de faible porosité 	4334m				
SO	RE				Supérieur		Argiles grises légèrement limoneuses à calcareuses	4437m					
ME	C		Cénomanien	Inférieur		-Argiles grises nuancées, plus ou moins limoneuses et contenant peu ou pas de calcaire. Elles sont riches en fente de sable -Grès blancs à grains fins, de faible porosité	4808m						
		INFERIEUR	Albi	en		 -Argile grises pâle à stries noires, plus ou moins calcaires et amorphes -Grès de faible porosité, associés à des grains noirs ont données des siltites friables à ciment calcaire -Traces de grès blanc laiteux de type craie, microcristallins -Mudstones -Wackestone non poreux 	4932m						

Conclusion partielle

Toute étude scientifique nécessite une base de données exploitable. La nôtre est constituée d'un ensemble de 16 lignes sismiques recouvrant une zone de 11 835 km où six puits ont été forés. Le contrôle de qualité des images sismiques a permis de déceler les problèmes de pointage dû en général aux évènements géologiques régionaux. Ainsi, nous pouvons noter quelques exceptions sur l'appréciation de la qualité des données sismiques acquises en zone ultra-profonde comparées à celles enregistrées dans la partie profonde.

C'est dans ce sens que nous allons passer à la dernière partie de ce mémoire qui consiste à interpréter les profils sismiques.
CHAPITRE 4

INTERPRETATION ET DISCUSSION

CHAPITRE 4 : INTERPRETATION ET DISCUSSION

Introduction

Comme nous l'avons annoncé précédemment, l'interprétation sismique permet de formuler une représentation du sous-sol à partir d'une image physique obtenue par enregistrement de l'ensemble des échos d'une onde traversant le sol. Pour ce faire, l'interprétateur aurait besoin d'un outillage technologique pointu associé à une méthodologie d'approche spécifique.

1. Logiciel utilisé

Outre la documentation classique fournie par la division de la banque de données de PETROSEN (rapport de puits, rapports techniques des compagnies pétrolières, articles scientifiques etc.) et la documentation électronique, l'utilisation d'un logiciel géophysique s'impose pour mener à bien l'interprétation des images sismiques. Il constitue l'outil de base de l'interprétation sismique. Dans le cas de notre étude, le logiciel IHSTM Kingdom Suite 8.7.1 version 64 bits 2017 a été mis à notre disposition. C'est un logiciel assez facile d'exploitation et les fonctions utilisées sont :

- well : pour créer et ajouter des puits dans la base de données du projet d'étude afin de les placer sur la carte de référence ;
- formations top : pour placer les tops des différentes formations géologiques identifiées et éventuellement, de les corréler (si nécessaire),
- ▶ faults : pour marquer les structures faillées qui apparaissent sur les images sismiques,
- > horizons : pour créer des horizons d'intérêt à l'étude et de les corréler si nécessaire,
- ➢ grid : pour confectionner des cartes (d'isochrones, d'isobathes ou d'isopaques etc.),
- > compute contour : pour positionner les courbes de niveau des cartes construites,
- tools : pour passer d'un type de carte à un autre. Par exemple convertir les cartes d'isochrones en cartes d'isobathes et vice versa.

2. <u>Méthodologie appliquée</u>

Une interprétation sismique comporte généralement différentes étapes : l'identification des séquences sismiques, le pointage des réflecteurs délimitant chaque séquence, le calage des puits et la cartographie.

La première méthode mise en œuvre est l'identification séquentielle. Elle s'est faite suivant plusieurs paramètres tels que l'amplitude des réflexions ; qui sont généralement plus importante au niveau des interfaces sédimentaires, la terminaison des réflecteurs, leur configuration interne, ainsi que la qualité de leur continuité.

Après identification, vient ensuite le pointage des différentes limites de séquence suivant toutes les lignes.

Le calage, appelé aussi marqueurs aux puits, consiste à attribuer aux horizons identifiés dans le puits, les réflecteurs correspondant dans la section sismique. Les puits forés dans la zone d'étude nous ont permis d'établir cette opération. Le calage des horizons ainsi que la lithologie correspondante sont montrés dans la figure 9. Les horizons sont identifiés dans les sondages en termes de profondeurs. Pour effectuer un bon calage, une conversion préalable des profondeurs en temps s'imposent, en se basant généralement sur des représentations en forme de courbes de profondeur en fonction du temps appelé « Checkshot ». Dans le cas de notre étude, nous avons utilisé une image sismique 3D passant par ce puits comme référence, pour effectuer la conversion Profondeur-Temps.

La cartographie quant à elle permet la représentation des structures identifiées au niveau des sections sismiques sur une carte. Les cartes sont produites avec à la fonction "grid" du logiciel Kingdom. De prime abord, il faudra digitaliser la zone à cartographier afin que le logiciel puisse rassembler la totalité des données disponibles pour en faire une carte ; grâce à différents algorithmes d'interpolation. Pour enfin attribuer des courbes de niveau à la carte, on utilise la fonction "compute contour". On obtient ainsi une grille d'interpolation à l'image d'une carte d'isochrones, d'isobathes ou d'isopaques.



<u>Figure 9</u> : calage du puits de Yakaar-1 dans la section sismique L1

3. Interprétation sismique et commentaire des résultats

3.1. Interprétation sismostratigraphique

L'interprétation sismostratigraphique consiste à examiner les réflexions qui se produisent au niveau des interfaces séparant deux milieux d'impédance acoustique différente. Ces discontinuités limitent des unités de dépôts sédimentaires dont l'analyse nous renseignera sur les facteurs qui sont à l'origine de leur différenciation. Elle est essentiellement basée sur l'identification des séquences et l'analyse des faciès sismiques (Yilmaz, 1987).

Une séquence sismique est définie comme étant une unité stratigraphique composée d'une suite relativement conforme de strates génétiquement liées. Elle est toujours limitée à la base et au sommet par des discontinuités sismiques. L'identification de ces séquences est basée sur les quatre paramètres cités précédemment (figure 10).



Figure 10: Image montrant le comportement des réflecteurs (ligne L7)

La description de ces réflexions à elle seule ne suffit pas pour effectuer une bonne interprétation. De ce fait, une analyse des différents faciès sismiques identifiés s'impose.

Un faciès sismique peut être défini comme étant un ensemble de réflecteurs ayant des caractéristiques sismiques différentes des unités adjacentes. Cette analyse consistera à décrire et à interpréter les paramètres sismiques des faciès en terme de lithologie, de milieu et d'énergie de sédimentation, de déceler l'ensemble des structures stratigraphiques susceptibles de piéger ou d'indiquer la présence d'hydrocarbures (Bour, 2013).

Dans le cadre de notre étude, nous avons effectué plusieurs sections suivant les différentes lignes sismiques afin de les interpréter.

La première section sismique (figure 11), dont la discussion est décrite dans le tableau 6 a été effectuée au niveau de la partie profonde suivant la ligne L6.



Figure 11 : Ligne L6 montrant les différents faciès sismiques

TT 1 1 (ъ ·	, .	. 1		1	c	• 、	•	
Tableau 6	•	Descrit	otion	et anal	vse	des	tac	nès.	SIST	anes
Tuoreau o	•	Deserry	Juon	or unu	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	aco	Iuv	100	010111	ques

Ligne L6					
Séquence sismiques	Analyse des faciès				
Faciès 1	Limitée en son sommet par le fond marin dont la surface est affectée par de multiples petites dépressions, cette séquence présente des réflecteurs de forte à moyenne amplitude de réflexion. Ces réflecteurs sont discontinus et présentent une configuration interne chaotique relative à un environnement de dépôt d'énergie variable. Les fortes amplitudes de réflexion correspondraient à des carbonates fortement karstifiés. C'est la dissolution qui est à l'origine des nombreuses dépressions constatées à la surface de cette séquence. Ces figures érosionnelles au niveau du fond marin pourraient être décrites comme des vallées incisées dues à une régression du niveau marin. Contrairement à ces vallées incisées, les "cayons" sont définis comme des structures d'érosion hydraulique en forme de U ou V, étroits et plus ou moins profonds. Une autre structure en chenal est observée au niveau de cette séquence sismique. Un chenal est une dépression de forme concave dans laquelle les sédiments transportés par un flux aqueux constituent divers corps sédimentaires allongés. Ces structures stratigraphiques jouent généralement le rôle de				
Faciès 2	Les réflecteurs de cette unité sont parallèles, continus et de forte amplitude. C'est une séquence de haute fréquence d'où le resserrement des réflecteurs les uns par rapport aux autres. Le parallélisme de ces derniers témoigne d'un milieu de sédimentation calme à énergie constante. La signature sismique de cette séquence, dont la base marque la limite inférieure du Tertiaire, correspondrait à une lithologie carbonatée.				
Faciès 3	L'amplitude des réflecteurs diminue vers l'Ouest de la séquence. Les réflecteurs qui sont plus ou moins continus et subparallèles deviennent discontinus et à configuration chaotique vers le bassin. Ceci correspond à une variation latérale de faciès. Des structures en chenaux se sont formées et se sont éventuellement remplis de sédiments suite à une variation de l'énergie de sédimentation dans un environnement énergique. La lithologie correspond à des dépôts de transport de masse (MTD). Ce sont des unités induites par la gravité et elles se présentent sous diverses configurations ("slide", "slump", coulées de débris ou courants de turbidité). Les "MTD" représentent d'importants composants de successions stratigraphiques modernes et anciennes des eaux profondes (<i>"morphometry of mass transport deposits as predictive tool", 2015</i>). Leurs mécanismes de sédimentation sont déclenchés par les fluctuation des niveaux marins, l'apport élevé de sédiments, le volcanisme etc. Ces formations sédimentaires ne constituent pas de potentielles cibles à hydrocarbures, mais elles peuvent plutôt servir de roches couvertures du fait de leur étanchéité.				

Faciès 4	Les réflexions sont de faible à moyenne amplitude. C'est une séquence
	homogène, de faible fréquence et dont les réflecteurs sont plus ou moins
	continus et subparallèles. Les différentes strates de cette séquence se sont
	mises en place dans un environnement calme avec un taux de
	sédimentation constant.
Faciès 5	Cette séquence est plus ou moins comparable à celle sus-jacente du fait de
	son homogénéité. La différence avec cette dernière réside dans la
	continuité des réflecteurs qui sont beaucoup plus nets dans cette séquence,
	mais également au niveau de l'amplitude et de la fréquence des réflexions
	qui sont plus fortes. Les réflecteurs présentent une géométrie parallèle,
	caractère d'un lent processus de sédimentation dans un environnement
	calme.
Faciès 6	L'amplitude des réflexions est forte à moyennement faible. C'est une
	séquence homogène de faible fréquence et les réflecteurs présentent une
	bonne continuité. La configuration parallèle des réflexions internes de
	cette unité montre un environnement calme de dépôt à sédimentation
	constante. La signature sismique des réflecteurs renverrait à une lithologie
	gréseuse.
Faciès 7	La limite supérieure de cette séquence, plus ou moins discontinue, présente
	une forte amplitude de réflexion. Elle constitue le toit du socle d'où son
and the second second	irrégularité. Les réflecteurs sont vers la base, discontinus et à configuration
	chaotique.

La deuxième section sismique (figure 12) quant à elle a été prise au niveau de la zone ultraprofonde, suivant la ligne horizontale L7. Les différents faciès sismiques identifiés sont cependant décrits dans le tableau 7.



Figure 12 : Ligne L7 montrant les différents faciès sismiques

	Ligne L7
Séquence sismiques	Analyse des faciès
	La limite supérieure de cette séquence correspond au fond marin dont
	la surface régulière présente une dépression à l'extrême Ouest de la
	section. Cette dernière correspond à une portion du grand "cayon" de
	Cayar. Les réflecteurs parallèles et continus présentent des amplitudes
	de réflexions plus ou moins faibles. Cette configuration interne des
Faciès 1	réflecteurs témoigne d'un environnement de dépôts calme avec un taux
	de sédimentation constant. Cette unité sédimentaire de faible fréquence
and the second second second	montre une forte anomalie d'amplitude dont la signature sismique est
	semblable à celle des "shallow gas".
	Les "shallow gas", communément appelés gaz peu profond, sont des
	gaz naturels s'accumulant à une très faible profondeur, et sous pression
	anormale. Ils proviennent d'habitude d'un réservoir de gaz en
	profondeur suite à des phénomènes de migration à travers les failles ou
	les corps de sables poreux.
	Séquence sismique à fréquence plus ou moins élevée du fait du
	resserrement des réflecteurs. La configuration parallèle et continue des
	réflecteurs démontre un processus lent et calme de sédimentation. Les
Facily 2	fortes amplitudes de réflexion associées à la discordance majeure du
	Tertiaire, qui constitue la limite inférieure de cette unité sédimentaire,
	renvoie à une lithologie carbonatée. On constate également une
	variation latérale de l'épaisseur de la séquence ainsi que des structures
	en onelap typique d'une phase de transgression. Cette transgression
	marine d'âge Paléocène est à l'origine des dépôts de carbonates et de
	marnes en offshore profond.
	Séquence homogène à faible amplitude de réflexion. La configuration
	chaotique des unités de ce faciès est liée à un environnement de forte
Faciès 3	énergie de sédimentation, due à des phénomènes de glissement. La
and the second second second second second	cartographie de cette séquence permet d'identifier les dépôts de
	transport de masse (MTD). On constate également une diminution de
	l'épaisseur de la séquence sismique vers l'Ouest, car les particules
	deviennent de plus en plus fines. Ceci est dû à la diminution de la vitesse
	gravitaire et du tassement des sédiments.
	Les réflecteurs subparallèles et plus ou moins continus de ce faciès
	sismique présentent une faible fréquence et une amplitude de réflexion
Faciès 4	moyennement importante. Cette configuration des réflexions montre
And the state of t	que la sédimentation a eu lieu dans un environnement calme de dépôt,
The second s	de moindre énergie. Le fait le plus marquant au niveau de ce faciès
	sismique est la présence de deux remarquables anomalies de
	réflexions communément appelées "bright spot".

<u>Tableau 7</u> : Section ultra-profonde de la ligne L7

	Ces derniers sont soit interprétés comme des indicateurs d'hydrocarbure, soit comme des intercalations de calcaires ou des sills volcaniques. Ces anomalies d'amplitude sont en déphasage par rapport aux sills identifiés à l'Est de cette même ligne, en mer profonde. Elles ont été identifiées dans un faciès surmonté par des "MTD", potentielles roches couvertures. Ces deux hypothèses, associées à la maturation précoce des potentielles roches mères du fait de l'intense activité volcanique au niveau de cette zone, nous permettent d'avancer que ces "bright spot" pourraient correspondre à des indices de gaz. Cependant une étude sismique plus poussée combinée à l'exécution de forages et à la diagraphie des puits, permettrait d'affirmer ou d'infirmer notre interprétation sismostratigraphique.
Facies 5	Cette séquence sismique présente une faible amplitude de réflexion. La continuité des réflecteurs est plus nette au niveau des extrémités de la séquence, contrairement au centre qui montre des discontinuités. Ceci correspond à une variation latérale de faciès. La configuration parallèle à subparallèle des réflecteurs témoigne d'une sédimentation constante dans un environnement de faible énergie. Ceci pourrait expliquer la constance de l'épaisseur de ce faciès tout au long de la section. En se basant sur l'amplitude de réflexion, on peut supposer que la lithologie de cette unité sédimentaire correspond à des argiles.
Facies 6	L'amplitude de réflexion au niveau de ce faciès sismique est faible à moyen. L'espacement entre les réflecteurs renseigne sur la faible fréquence de réflexion. Les réflecteurs, discontinus au niveau de l'extrémité Est de la séquence, sont continus du centre vers l'Ouest. Ce phénomène est lié à une variation latérale de faciès. Cette unité sédimentaire montrant des structures faillées repose en discordance sur le socle cristallin.
Faciès 7	Il n'y a presque pas de réflexion au niveau de cette séquence sismique. On ne peut ainsi se prononcer ni sur la fréquence ni sur la continuité des réflecteurs. Par contre elle montre une configuration interne chaotique et sa limite supérieure est très irrégulière. Cette irrégularité de surface est due à la superposition des dépôts sédimentaires et du socle cristallin. Cette succession de dépôts sédimentaires surmontant une formation massive pourrait être à l'origine de la fracturation des roches sus- jacentes.

La troisième section par contre (figure 13) a été prise au Sud-Ouest de la zone d'étude suivant la ligne horizontale L8. L'analyse des différents faciès est récapitulée dans le tableau 8.



Figure 13 : Ligne L8 montrant les différents faciès sismiques

Tableau	8 ·	Section	ultra-	profond	e de	1a 1	lione	1.8
Tableau	0.	Section	unua-j	protonu	ic uc	Ia I	ngne	Γ_0

Ligne L8					
Faciès sismiques	Analyse des faciès				
Faciès 1	Le fond marin, constituant la limite supérieure de ce premier faciès sismique présente une surface très régulière. L'amplitude de réflexion est plus ou moins importante et les réflecteurs présentent une configuration parallèle à subparallèle caractéristique d'un environnement de faible énergie de dépôt. Cette séquence est homogène du point vue lithologique et aucun phénomène n'a perturbé la continuité des réflecteurs.				
Facies 2	Cette séquence, allant de la base du Miocène au Paléocène, montre des réflecteurs de forte fréquence et d'amplitude de réflexion très élevée. Les réflecteurs sont continus et présentent une configuration parallèle, témoin d'un dépôt calme laminaire. Des terminaisons en onelap caractéristiques d'une transgression marine sont observées au niveau de la discordance du Paléocène. Les fortes amplitudes de réflexion renvoient à une lithologie carbonatée, confirmée par la géologie générale de la base du Tertiaire.				
Faciès 3	Séquence à faible amplitude de réflexion. La configuration interne désorganisée des réflecteurs témoigne d'un environnement d'énergie variable et la lithologie correspond à des "MTD". L'épaisseur de la séquence diminue vers l'Ouest du fait de la diminution de la vitesse gravitaire et de l'affinement des sédiments.				
Faciès 4	Séquence de faible épaisseur et à moyenne amplitude de réflexion. Elle est homogène et les réflecteurs sont continus et plus ou moins parallèles, caractéristique d'un dépôt en zone ultra-profonde. Ce faciès est affecté par des structures cassantes qui constituent les principale voies de migration des hydrocarbures.				
Faciès 5	L'amplitude de réflexion est faible à moyen et renvoie à une lithologie argileuse. Les réflecteurs sont subparallèles et la continuité est plus prononcée vers la partie occidentale. La sédimentation a eu lieu dans un environnement de faible énergie de dépôt. Des failles, en provenance de la base de la séquence sous-jacente, affectent ce faciès.				
Faciès 6	Cette séquence présente une fréquence et une amplitude de réflexion faible à moyen. La configuration parallèle et continue des réflecteurs témoigne d'un dépôt de faible énergie de calcaires ou des grès compacts, affectés par des failles. Une importante anomalie d'amplitude de type "bright spot" est identifiée au niveau de cette séquence dont le sommet correspond au toit de l'Albien. Cette anomalie, rencontrée dans une potentielle roche réservoir fracturée et à l'écart de tout phénomène volcanique, pourrait être interprétée comme un indice d'hydrocarbures.				
Faciès 7	Cette séquence, limitée par le top syn-rift et caractérisée par une forte irrégularité de surface. Sa partie sommitale montre de fortes anomalies de réflexion et elle présente une configuration chaotique.				

3.2. Interprétation structurale

Elle consiste à identifier et à cartographier l'ensemble des structures mises en évidence au niveau des images sismiques telles que les pièges structuraux, les failles et l'ensemble des évènements volcaniques régionaux et leurs conséquences.

Des sections effectuées au niveau des lignes sismiques L16 et L4 montrent des intrusions volcaniques (figure 14). Ce phénomène volcanique a traversé tous les horizons et des épanchements latéraux en forme de sills, de fortes amplitudes de réflexion, intrudent les dépôts sédimentaires.

De plus, des pièges structuraux ont été mise en évidence au niveau de la ligne sismique L1. On observe deux anticlinaux d'une grande envergure affectant tous les horizons de la section sismique (figure 15). Il s'agit de :

- l'anticlinal Ouest de plus grande extension qui constitue le piège du réservoir de gaz du puits de découverte GL-1. C'est un réservoir gréseux de 101 m³ de volume s'étendant de l'Albien supérieure au Cénomanien inférieur ;
- l'anticlinal Est qui piège le réservoir de gaz du puits d'appréciation GTA-1. Il est foré en son flanc Ouest, à exactement 10 km de GL-1.



Ligne L16

Ligne L4

Figure 14 : Phénomènes intrusifs



<u>Figure 15</u> : Section sismique de la ligne L1 montrant les anticlinaux

Le principe de la cartographie des unités sismostratigraphiques consiste à collecter et à synthétiser des données recueillies dans l'espace. La cartographie permet d'observer sur un support facilement exploitable l'ensemble des structures identifiées au niveau des images sismiques.

3.2.1. Cartographie structurale du fond marin

Le fond marin, encore appelé plancher océanique, constitue le premier réflecteur visible sur un profil sismique. Son pointage et éventuellement sa cartographie, permettent d'avoir des informations précises sur les caractéristiques, la structuration et le dynamisme des fonds marins. Pour réaliser des cartes d'isochrones et d'isobathes du fond marin, nous avons respectivement utilisé des équidistances de 0.15s en temps double et 100 m de profondeur. Les courbes isochrones sont comprises dans l'intervalle de temps 0.15s et 5.1s. Le rapprochement des contours entre 0.6 et 2.4s montre que nous sommes dans une zone de pente. Cette zone correspond au talus continental dont le pendage diminue vers le Sud.

Cette carte montre deux structures isolées interprétées comme les "seamounts" de Saint-Louis et de Cayar. Le pendage des couches est très fort au niveau des flancs de ces corps intrusifs. La carte d'isobathes (annexe 2) par contre nous a permis de bien délimiter la topographie du fond marin, allant du plateau continental (100 m) jusqu'au glacis continental (3900 m). La carte du "seabed" (figure 16) montre une succession de cayons vers l'Ouest, jusqu'à plus de 3500 m de profondeur. La figure 17 correspond une configuration en 3D du fond marin, allant du plateau vers le bassin. Cette configuration permet de visionner les structures volcaniques ainsi que l'alignement de multiples dépressions du "seabed".



Figure 16 : Carte d'isochrones du fond marin



<u>Figure 17</u>: Vue de profil en 3D du fond marin

3.2.2. Cartographie structurale de la base du Miocène

Pour la réalisation des cartes d'isochrones et d'isobathes de cette unité, les équidistances ont été faites à 0,15 s en temps double et 125 m pour la profondeur. La carte d'isobathes (annexe 3), donne des profondeurs oscillant entre 255 m et 4250 m. Au niveau de la carte d'isochrones, (figure 18) montrant des temps variant entre 0.3 s et 5.4 s, il a été mis en évidence la zone faillée de Cayar localisée tout au long du plateau continental. La majorité de ces fractures sont des failles normales de direction NE – SW. On constate également une diminution du pendage des couches allant du plateau vers le bassin.

Le volcanisme du Miocène, principalement caractérisé par la mise en place de deux monts sousmarins (Cayar et Saint-Louis), a bien été illustré par les structures fermées. Les monts sousmarins sont des structures géologiques, de plus de 1000 m d'altitude par rapport au fond marin et s'élevant brusquement sur le plancher océanique. L'intérêt de ces structures, constituées essentiellement de roches cristallines, se fait plutôt ressentir au niveau de l'industrie minière offshore et non pétrolière.

Le mont sous-marin de Cayar (figure 19) est la structure tectonique la plus caractéristique de cette zone. Elle est d'une grande extension et présente une signature sismique plus ou moins particulière au niveau des images sismiques. Il n'y a presque pas de réflexion d'onde sismique à leur niveau du fait de la compacité de la roche cristalline et les sédiments s'accumulant en leurs flancs subissent un métamorphisme de contact localisé. Par contre on observe diverses anomalies d'amplitudes, sous forme d'intrusion latérale, au niveau des formations sédimentaires encaissantes ; il s'agirait des sills volcaniques. Cette zone est exclue de toute prospection d'hydrocarbures. Cette intrusion a également un impact sur l'épaisseur des couches sédimentaires qui sont plus épaisses à l'Est.



Figure 18 : Carte d'isochrones de la base du Miocène



<u>Figure 19</u> : Ligne L4 montrant le seamount de Cayar

3.2.3. Cartographie structurale du toit du Cénomanien supérieur

Le calage du toit du Cénomanien supérieur a été effectué à 5.121 s en temps double correspondant à 4334 m de profondeur. Les courbes isochrones espacées de 0.125 s et celles bathymétriques distantes de 100 m, sont respectivement comprises entre les temps 1.625 s et 6.125 s, et les profondeurs 1500 m et 5100 m.

Mise à part les "seamounts" de Cayar et de Saint-Louis, la carte d'isochrones (figure 20) du toit de Cénomanien supérieur montre au Sud-Ouest, des structures faillées. La raideur du pendage des formations encaissantes est illustrée par le resserrement des courbes de niveau aux alentours des structures volcaniques. Ces remontées de monts sous-marin ont provoqué un faible affaissement des couches sédimentaires.

Au Sud-Est de la carte apparait une structure fermée correspondant à un affaissement des formations cénomaniennes jusqu'à 3900 m de formation (annexe 4). Ceci est dû à la mise en place des chenaux sous-jacents. Ces derniers se sont formés dans les lobes sous-marins au moment où le courant turbiditique devient érosif. Ces lobes se forment en bas de talus ; lorsque les courants de turbidités de moindre vitesse, constituées d'une masse de fluide plus dense, vont se répandre dans toutes les directions possibles.

L'espacement importante des courbes isochrones à l'extrême Ouest de la carte, dans la zone ultra-profonde témoigne d'un relief plat.



Figure 20 : Carte d'isochrones du toit du Cénomanien supérieur

3.2.4. Cartographie du toit de l'Albien

Le toit sismostratigraphique de l'Albien est atteint à 5.551 s en temps double, soit une profondeur de 4808 m. Les cartes d'isochrones (figure 21) et d'isobathes (annexe 5), établies suivant une équidistance de 0.08 s en temps double et 80 m en profondeur, montrent des temps variant entre 3.18 s et 6.3 s et des profondeurs variant entre 2720 m et 5360 m.

Le pendage des couches sédimentaires, très élevé entre les temps 3.18 s et 5.5 s, s'adoucit progressivement vers le bassin. La carte d'isochrones du toit de l'Albien montre trois structures concentriques fermées et une structure semi-fermée (mont sous-marin de Saint-Louis). La structure centrale correspond à la surrection du mont volcanique de Cayar et les deux autres témoignent de l'affaissement des formations albiennes. La mise en place de ces monts sous-marins est toujours accompagnée d'une accumulation de sédiments en ses flancs et d'une augmentation du pendage des couches encaissantes.

La dépression du Sud-Est, profond de 4320 m, est synchrone à celle observée au niveau de la carte structurale du toit du Cénomanien supérieur.

Du point de vue tectonique, l'extrême Ouest du bassin est marqué par une multitude de failles. Ces dernières sont matérialisées au niveau des images sismiques (figure 22) par une discontinuité localisée des réflecteurs associée à un léger basculement ou un soulèvement des horizons. Ces fracturations sont très ressenties au niveau des faciès de l'Albien, directement sus-jacents au socle cristallin.



Figure 21 : Carte d'isochrones du toit de l'Albien



<u>Figure 22</u> : Section sismique de la ligne L8 montrant les failles

3.2.5. Cartographie du top syn-rift

Cette unité correspond à la discordance majeure séparant les dépôts sédimentaires au socle cristallin. La carte d'isochrones (figure 23) a été établie suivant une équidistance de 0.1 s en temps double et les courbes isochrones sont comprises entre 4.4 s et 7.6 s. La carte d'isobathes n'a pas pu être établie car le forage de notre puits de référence se limite à l'Albien.

La configuration de cette carte permet d'affirmer l'irrégularité du toit de cette unité observée au niveau des images sismiques. Du plateau continental jusqu'en bas de talus, les courbes isochrones sont très serrées surtout au Nord, mais cette pente devient de plus en plus douce vers l'Ouest. Le socle est plus profond dans la partie septentrionale à hauteur des forages de GL-1 et GTA-1, avec des temps double de plus de 7.5 s. Les structures concentriques fermées (au centre) et semi-fermées, aux flancs pentés correspondent respectivement aux monts sous-marin de Cayar et de Saint-Louis. Au niveau de la partie orientale de la carte apparait une dépression de la taille d'un bassin jusqu'à 6.8 s en temps double.

Les multiples microstructures concentriques distinctes d'Est en Ouest, correspondent à des remontés du toit du socle. Cette irrégularité de surface, également identifiée au niveau des sections sismiques, se justifie par la superposition des corps sédimentaires à ceux intrusifs.



Figure 23: Carte isochrone du Top Syn-rift

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

L'interprétation sismique effectuée dans les blocs Nord de l'offshore profond et ultra-profond du bassin sédimentaire sénégalais a permis grâce aux données de forages, de confirmer sa lithologie à dominance argileuse et gréseuse avec quelques rares niveaux de calcaires. Cependant, son histoire tectonique est principalement marquée par le volcanisme du Miocène, qui est à l'origine de la mise en place des monts sous-marin, des intrusions de sills et de la formation de nombreuses volcanites.

Cette interprétation a été exécutée sur la base des données sismiques acquises lors de la deuxième phase de la campagne sismique 2D, effectuée par la compagnie TGS en 2017. Le principe consiste à identifier les différentes séquences sismiques dont sept ont pu être définies dans cette zone, de pointer les interfaces d'impédance acoustique différente et d'analyser les faciès sismiques en terme de lithologie, d'environnement et d'énergie de dépôts des sédiments. L'ensemble de ces processus d'interprétation est basé sur quatre paramètres distincts à savoir l'amplitude, la continuité, la terminaison et la configuration interne des réflecteurs. Le pointage, effectué grâce au logiciel géophysique IHS Kingdom, a conduit à l'établissement des cartes d'isochrones, d'isobathes et d'isopaques.

En plus de confirmer la stratigraphie du puits de Yakaar-1 à travers les sections sismiques, l'interprétation sismostratigraphique a permis de retracer les environnements des dépôts sédimentaires grâce à la configuration des réflexions internes, de déceler les "bright spot" (indicateurs directs d'hydrocarbures), les "cayons", les sills et les chenaux qui constituent les principaux pièges stratigraphiques de la zone. Ainsi, dans les zones ultra-profondes à relief plat, les sédiments fins se déposent suivant une faible énergie de sédimentation. Contrairement aux zones de pente à sédimentation grossière où les sédiments se déposent dans un environnement d'énergie variable. Ceci est généralement dû au dynamisme des eaux profondes et peu profondes sous l'influence des phénomènes gravitaires.

L'analyse des faciès sismiques a particulièrement montré des dépôts issus de processus de perte de masse. Ce sont les "MTD" et ils constituent de potentielles roches couvertures étanches.

Compte tenu de l'ensemble des phénomènes observés, nous pouvons donc dire que cette zone offshore du bassin serait exclusivement gazière du fait de son intense activité volcanique, qui serait à l'origine de la maturation précoce des roches mères.

A partir des résultats préliminaires, nous pouvons proposer les recommandations suivantes :

- poursuivre la promotion du bassin MSGBC en se focalisant beaucoup plus dans la zone ultra-profonde où il est impératif de forer des puits pour solidifier la sismique ;
- combiner la sismique à la diagraphie et aux données de forages pour une meilleure interprétation des images sismiques ;
- entreprendre d'autres campagnes sismiques 3D pour une meilleure qualité d'imagerie sismique afin d'affiner les résultats obtenus avec la 2D et de remédier à ses insuffisances.

Références bibliographiques

Ameur Z. O. 2005 traitement des données sismiques P 48-49.

- ARL / BEICIP / PSA. 1987. Régional structural Framework of the MSGBC basin P 1-16.
- Atlantic Ressources, Ltd. 1986. Evaluation du Potentiel Pétrolier du Sénégal : Version géologie. Rapport 132 P.
- Bellion Y. 1987. Histoire géodynamique post-paléozoïque de l'Afrique de l'Ouest d'après l'étude de quelques bassins sédimentaires (Sénégal, Taoudenni, Iullemmeden, Tchad).
 Thèse doctorale à l'université d'Avignon et des Pays de Vaucluse, 1987. 302 P.
- Bellion Y. et Giraud R. 1982. Les coupures (lacunes, discordance) dans la série sédimentaire post-paléozoïque du bassin sénégalais. P 40 livre en dépôt à la Société Géologiques de France.
- Bour I. 2013. Profils sismiques et analyse de bassins sédimentaires. WordPress 1-7
- Catuneanu. O. 2002. Sequence Stratigraphy of Clastic Systems. Journal of African Earth Sciences. P. 1-43.
- Emery D. and Myers K. J.1996. Sequence stratigraphy. Blackwell Science, Oxford, UK, 297 P.
- Helbig. K. 1998. Fifty years of amplitude controle, Society of Exploration Geophysicists Volume 63. P 750-762.
- Klemme. H.D. and Ulmishek. G.F. 1991. Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. 41 P.
- Lavergne M. 1986. Méthodes sismiques. Technip (Edit), Paris. Institut Français du Pétrole (IFP) P 207.
- Liger. J.L. et Roussel. J. 1979. Histoire de la subsidence post-rift du bassin côtier mauritanosénégalo-guinéen. Volume 7. P 345-359.
- Lin A.T. Sequence Stratigraphy, National Central University of Taiwan, Department of Earth Sciences. Principle reflection patterns P 33-34. Evaluation du Potentiel Pétrolier ; Historique
- Magoon. L.B. and Dow. W.G. 1994. The Petroleum System. Mémoire 60, P 3-24.

- Mbassani P.N. 2003. Le Cénomano-turonien de l'atlantique Nord (bassin du Sénégal):
 environnement de dépôt et évolution diagenétique. Implications pétrolières. Chapitre
 2 : Géologie de la matière organique. Thèse doctorale à l'Université d'Orléans. P 37.
- Mbodji A. D. 2016. Apport de l'interprétation sismique 2D à l'étude des dépôts du Crétacé supérieur et évaluation du potentiel pétrolier du bloc de Saint-Louis offshore (Shallow).
 Mémoire de master, Département de géologie de l'université Cheikh Anta Diop de Dakar, 60 P.
- Mitchum R. M.; Vail P. R. and Sangree J. B. 1977, Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 6: Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences1. Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration. AAPG, 669 P.
- Petroconsult S.A. 1988. Petroleum Evaluation of the MSGBC Basin P. 1-12.

Rapport final de la stratigraphie du puits de Yakaar-1. BP Energy. 2017.

- Sciboz M. 2010. Cartographie sismique de l'évènement tectonique TECTA (Tectonic Event of the Cenozoic in the Tasman Area). Rapport de stage de l'Université de la Nouvelle Calédonie 34 P.
- Shell EP International Venture B.V.1997. Prospectivity Review, Saint-Louis and Cayar blocks, Offshore Norther Sénégal. Volume 1, 2. P 9.
- Vanco Energy 2003. Dakar Offshore Profond-Sénégal licence. Final technical report geological and geophysical. Volume 1, 2 P 22.
- Verney P. 2010. Interprétation géologique de données sismiques par une méthode supervisée basée sur la vision cognitive. Thèse doctorale de l'Ecole Nationale Supérieur des Mines de Paris, 191 P.
- Villeneuve M.; Fournier F.; Cirilli S,; Spina A,; Ndiaye M,; Nzamba J.; Viseur S.; Borgomano J.; and Ngom P. M. 2015. Structure of the Paleozoic basement in the Senegalo-Mauritanian basin (West Africa). Bulletin de la Société Géologique de France. P 198-203.
- Yilmaz Ö. 1987. Seismic Data Analysis. Society of Exploration of Geophysics- Investigations in Geophysics. Volume 2, 526 P.

Références électroniques

- Aperçu du secteur Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives du Sénégal (ITIE). Projet Grand Tortue/Ahmeyin (GTA). Source : KOSMOS Energy, communiqué de presse du 19 décembre 2016. Disponible sur www.itie.sn/apercu-du-secteur-2 (Visité en Mars 2020).
- Article intitulé "Morphometry of Mass Transport Deposits as predictive tool" et publié par la Geological Society of America Bulletin le 8 Juillet 2015. Il est écrit par Lesli WOOD et Lorena MOSCARDELLI de l'Université de Texas, USA. Disponible sur www.researchgate.net (Visité en Juillet 2020).
- DALLAS le 16 mars 2016 Kosmos Energy / COMMUNIQUE DE PRESSE. Disponible sur www.lecalame.info (Visité en février 2020).
- Communiqué du 27 Janvier 2016 par le magazine Jeuneafrique : Kosmos annonce une découverte de gaz au Sénégal. Disponible sur www. Jeuneafrique.com (Visité en Septembre 2020).

ANNEXES






Annexe 2 : Carte d'isobathes du fond marin



Annexe 3: Carte d'isobathes de la base du Miocène

68





Annexe 4 : Carte d'isobathes du toit du Cénomanien supérieur



Annexe 5 : Carte d'isobathes du toit de l'albien



<u>Annexe 6</u> : Carte d'isopaques du faciès 1