

ANALYSE ET INTERPRETATION DES DONNEES

CHAPITRE 3 : ANALYSE ET INTERPRETATION DES DONNEES

La base de données est constituée par des données de puits (tableaux 4, 5, 6) et des données sismiques (tableau 7).

1. Données de Puits

Les données de puits sont obtenues à partir des puits DSDP – 367 et Wolof – 1.

Tableau 4 : Données du puits DSDP 367

DSDP 367		
Coordonnées du puits	12°29.2' N 20°02.8' W	
Date de début de forage	3 Mars 1975	
Date de fin de forage	10 Mars 1975	
Profondeur de l'eau (m)	4748	
KB (m)	10	
Profondeur totale (m)	5901	
vitesse Moyenne (km /s)	4,3	
Toits des Formations		
Formations	Profondeurs (m)	Temps simple (s)
Pleistocène	4758	3,150
Pliocène	4782	3,162
Miocène	4923	3,232
Eocène	5044	3,293
Paléocène	5148	3,345
Crétacé Supérieur	5221	3,381
Turonien	5396	3,479
Cénomanién	5415	3,490
Albien	5462	3,516
Aptien	5578	3,563
Barrémien	5618	3,578
Neocamien	5645	3,588
Tithonien	5776	3,638
Kimmeridgien	5828	3,657

Tableau 5 : Données de check-shot du puits DSDP - 367

DSDP-367 TD Chart (check-shot)			
Profondeur (m)	Temps doubles (s)	Vitesse intervalle (m / s)	Vitesse moyenne (m / s)
10	0,000		
4758	6,300	1507	1507
5248	6,789	2004	1543
5476	7,049	1754	1551
5781	7,279	2652	1586

Tableau 6 : Check-shot du puits Wolof – 1

Wolof-1 TD Chart (checkshot)			
Profondeur (m)	Temps double (s)	Intervalle de vitesse (m / s)	Vitesse moyenne (m / s)
27	0,000		
553	0,476	2211	2211
1554	1,177	2856	2595
1667	1,233	4036	2660
2170	1,482	4038	2892
2414	1,610	3812	2965

2. Données sismiques

DOLPHIN GEO MULTI CLIENT a effectué une campagne sismique 3D sur une superficie de 3611 km² dans le bloc Sénégal Offshore Sud Profond dont l'opérateur fut AFRICAN PETROLEUM CORP. La base de données obtenue est consignée dans les tableaux 5.

Tableau 7: Paramètres d'acquisition des données

Bloc	Sénégal Offshore Sud Profond		
Client	DOLPHIN GEO		
Date	12 Janvier 2012		
PROJ	UTM 28 N		
DATUM	WGS84		
REF	SEN 1001		
MODE D'ACQUISITION (10 streamers / 2 sources)	Espacement des lignes	25,0 m	
	Longueur du bin	12,5 m	
	Largeur du bin	25,0 m	
	Orientation des lignes	Est – Ouest	
ENREGISTREMENT DES DONNEES	Longueur d'enregistrement	10 secondes	
	Taux d'échantillonnage	2 ms	
	Filtre coupe-bas	3,1 Hz à - 12 dB/Octave	
	Filtre coupe-haut	200 Hz @ - 384 dB/ Octave Linear Phase	
	Format	SEG D 8058 rev.1 32-bit IEEE	
SOURCE D'ENERGIE	Type de source	Bolt Airgun	
	Volume source	3460 cu. Ins.	
	Profondeur de la source	8 m	
	Sortie source	DFS V out - 128/72	92,28
		seal 3 / 12-200/370	114,1
Rapport primaire / bulle	DFS V out - 128/72	14,1	

		Seal 3 / 12-200/370 17,5
	Intervalle de tir	25 m (50 m flip / flop)
	Séparation des tableaux	50 m
	Pression	2000 Psi
	Longueur de la source	15 m
	Interval entre source	20 m
STREAMER	Type de streamer	Sercel Sentinel Solid
	Nombre de streamers	10
	Séparation des streamers	100 m
	Streamer Feathering	Nominal 10 deg. Max
	Longueur du streamer	7950 m
	Profondeur du streamer	10 m +/- 1 m
	Décalage proche	Approx. 150 m
	Nombre de groupes	636
	Intervalle de groupe	12,5 m
	Longueur du groupe	12,95 m
	Contrôle positionnement et localisation du navire	Tous les 900 m
	Nombre de contrôleurs de profondeur	Tous les 300 m

L'interprétation sismique est une étape cruciale dans la recherche pétrolière.

Il existe plusieurs types de logiciels d'interprétation sismique notamment Kingdom Suite de IHS Global, Geophyxx (Halliburton), Petrel (Schlumberger), etc.

Dans le cadre de ce travail, le principe consiste à intégrer les données sismiques 3D et les données de puits dans le logiciel Kingdom version 2017. Ce qui permettra une modélisation de la zone d'intérêt afin d'y identifier des prospects et de les apprécier.

Les objectifs assignés à ce travail sont principalement :

- l'interprétation stratigraphique et structurale ;
- l'estimation des ressources du bloc SOSP.

3. Fonctionnalités utilisés du logiciel Kingdom Suite

Les principales fonctions utilisées sont :

- ❖ Fault : pour créer et pointer les failles ;
- ❖ Horizon : pour créer et pointer des réflecteurs ;
- ❖ Grid : pour créer des cartes de temps, de profondeurs, d'amplitudes et d'épaisseurs ;
- ❖ VuPak : pour visualiser des lignes sismiques et les cartes d'horizons en 3D ;
- ❖ Volumetric : pour faire le calcul des ressources en place.

4. Méthodologie

4.1. Identification du profil sismique

Il s'agit ici du profil de la ligne sismique 2D 1038 NWA qui va de l'ultra-profond à la plateforme (figure 9).

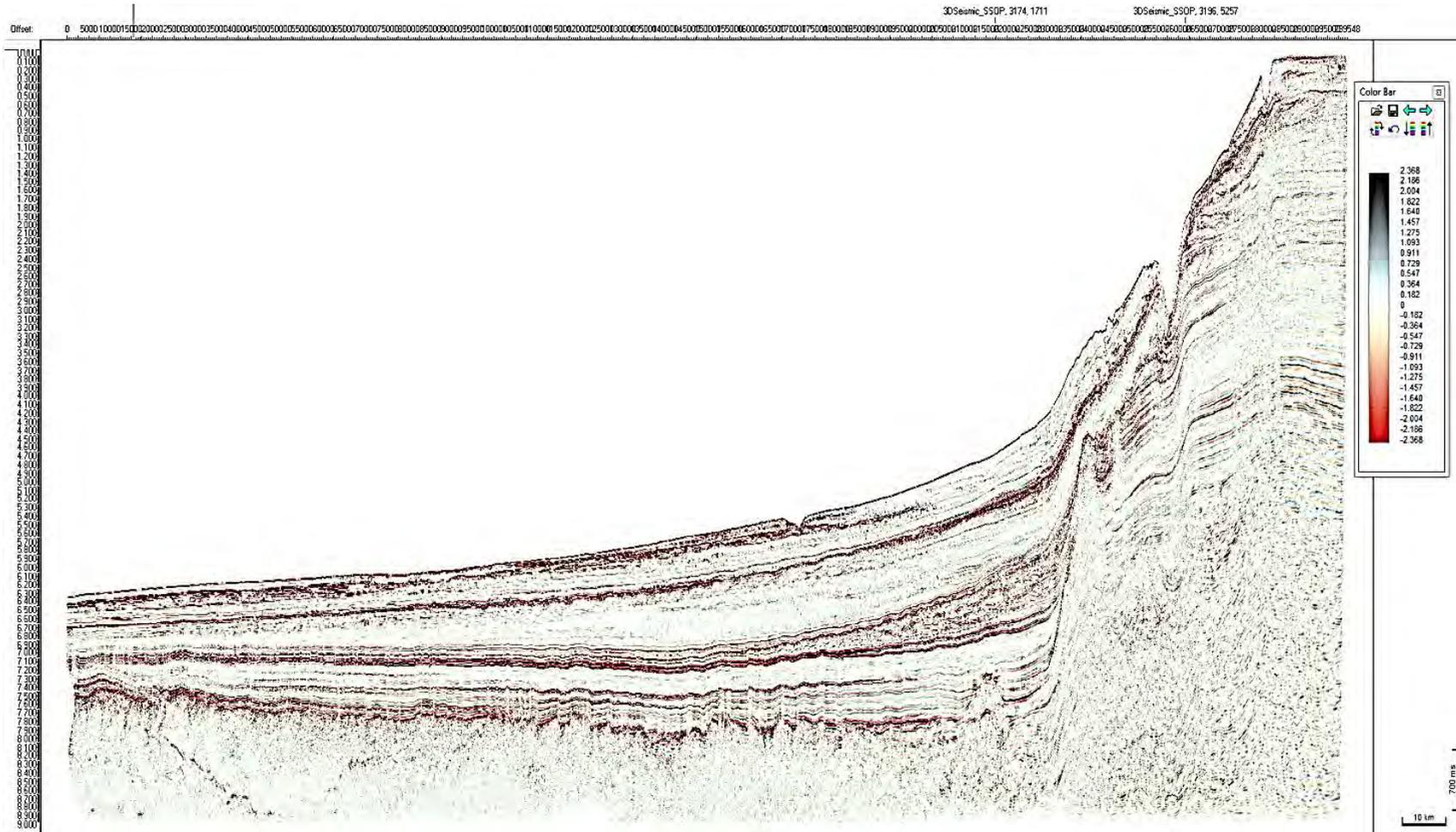


Figure 9 : Profil sismique de la ligne 2D 1038 NWA

4.2. Calage avec le puits DSDP – 367

Le calage consiste à faire correspondre les réflecteurs sismiques exprimés en temps aux limites de couches exprimées en profondeur au niveau des forages. Cette opération est rendue possible par les données de puits qui déterminent la profondeur des horizons et les données sismiques qui donnent la vitesse de traversée de ces horizons. Elle permet également de connaître l'âge relatif des horizons sismiques d'intérêts.

Le calage du puits DSDP - 367 sur la ligne sismique 2D 1038 NWA qui traverse le bloc SOSP a été effectué grâce aux données de check-shot contenues dans le tableau 5.

La figure 10 montre le calage des horizons du puits DSDP – 367 sur la ligne sismique 2D 1038 NWA

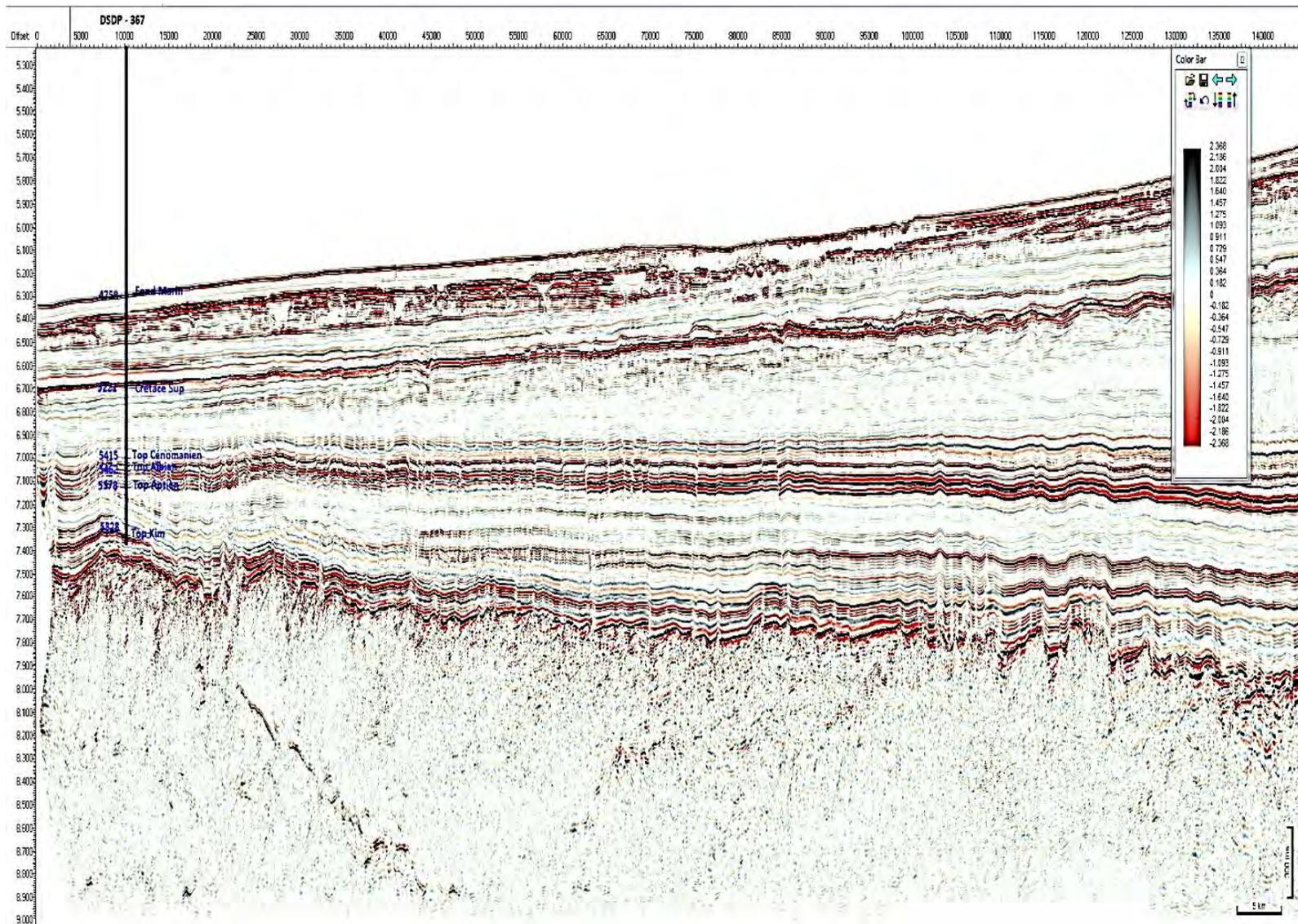


Figure 10 : Calage du puits DSDP – 367 sur la ligne sismique 2D 1038 NWA

4.3. Pointage ou « picking »

Le pointage ou « picking » est une opération manuelle basique qui consiste à cliquer, à l'aide de la souris, sur des réflecteurs d'une section sismique 2D ou 3D. L'« autopicking » ou « tracking » est un algorithme qui vise à étendre la sélection faite lors du pointage sur l'ensemble de l'image sismique ou du volume sismique.

Le réflecteur correspond souvent à des fragments d'une interface sédimentaire. Ce qui peut compliquer le « tracking » dans la mesure où il n'est pas évident d'établir une correspondance directe entre réflecteur et horizon ; y arriver nécessite une image sismique de bonne qualité et surtout une connaissance du domaine. Outre le « picking » des réflecteurs importants, il est possible de détecter d'autres objets géologiques tels que les failles et les chenaux en référence à des caractéristiques spécifiques comme des déconnexions de réflecteurs pour les failles.

5. Horizons sismiques identifiés

Un horizon est une interprétation sismique d'un réflecteur matérialisant l'interface entre deux couches géologiques. Ce sont de bons réflecteurs d'ondes acoustiques ce qui les rend facilement identifiables sur les images sismiques. Il peut s'étendre sur plusieurs kilomètres et peut devenir discontinu s'il est affecté par des accidents tectoniques ou autres événements structuraux ou stratigraphiques.

L'absence de puits dans le bloc SOSIP a conduit à l'utilisation du puits DSDP 367 qui se trouve à une distance de 260 km dans la partie ultra profonde Sud du bassin MSGBC ainsi que la ligne sismique 2D 1038 NWA calée avec ce puits et qui traverse tout le bloc (figure 11).

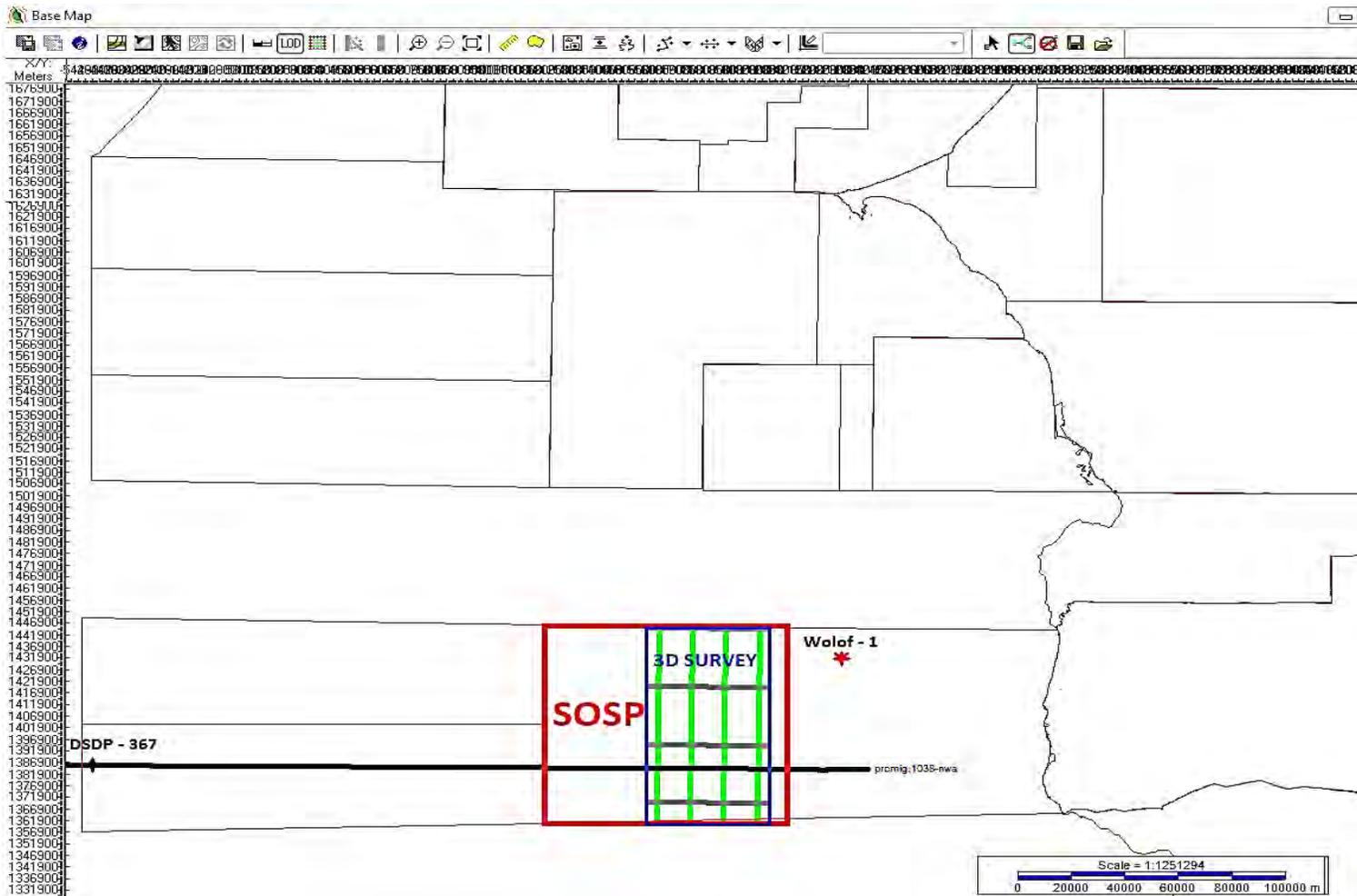


Figure 11 : Localisation de la ligne sismique 2D 1038 NWA et du volume sismique 3D utilisé

Les horizons sismiques identifiés au niveau du puits DSDP 367 (figure 12) sont décrits ci-dessous :

- ✓ le Kimméridgien est marqué par des argileuses limoneuses brunes, des marnes, des argiles et des cherts ;
- ✓ le Néocomien et le Tithonien ont une lithologie qui comprend des limons avec des intercalations de marnes, de schistes et de rares cherts,
- ✓ le Barrémien est constitué d'argiles ;
- ✓ l'Albien et l'Aptien sont essentiellement composés de schistes noirs ;
- ✓ le toit du Crétacé Supérieur, le Cénomaniens et le Turonien sont marqués par des schistes noir avec parfois des carbonates en nodules ou en lits ;
- ✓ le Paléocène a une lithologie essentiellement constituée d'argiles silteuses multicolores ;
- ✓ l'Eocène comprend des argiles à radiolaires et diatomées, des argiles zéolitiques avec des cherts et porcellanite ;
- ✓ le Pléistocène, le Pliocène et le Miocène ont une lithologie marquée par la présence de foraminifères et de nanofossiles dans des marnes intercalées d'argiles silteuses et de sables ;
- ✓ le fond marin ou sea bed, premier réflecteur visible sur le profil sismique présente des irrégularités, des dénivellations et des canyons. Le pointage du sea bed donne des informations sur le profil topographique.

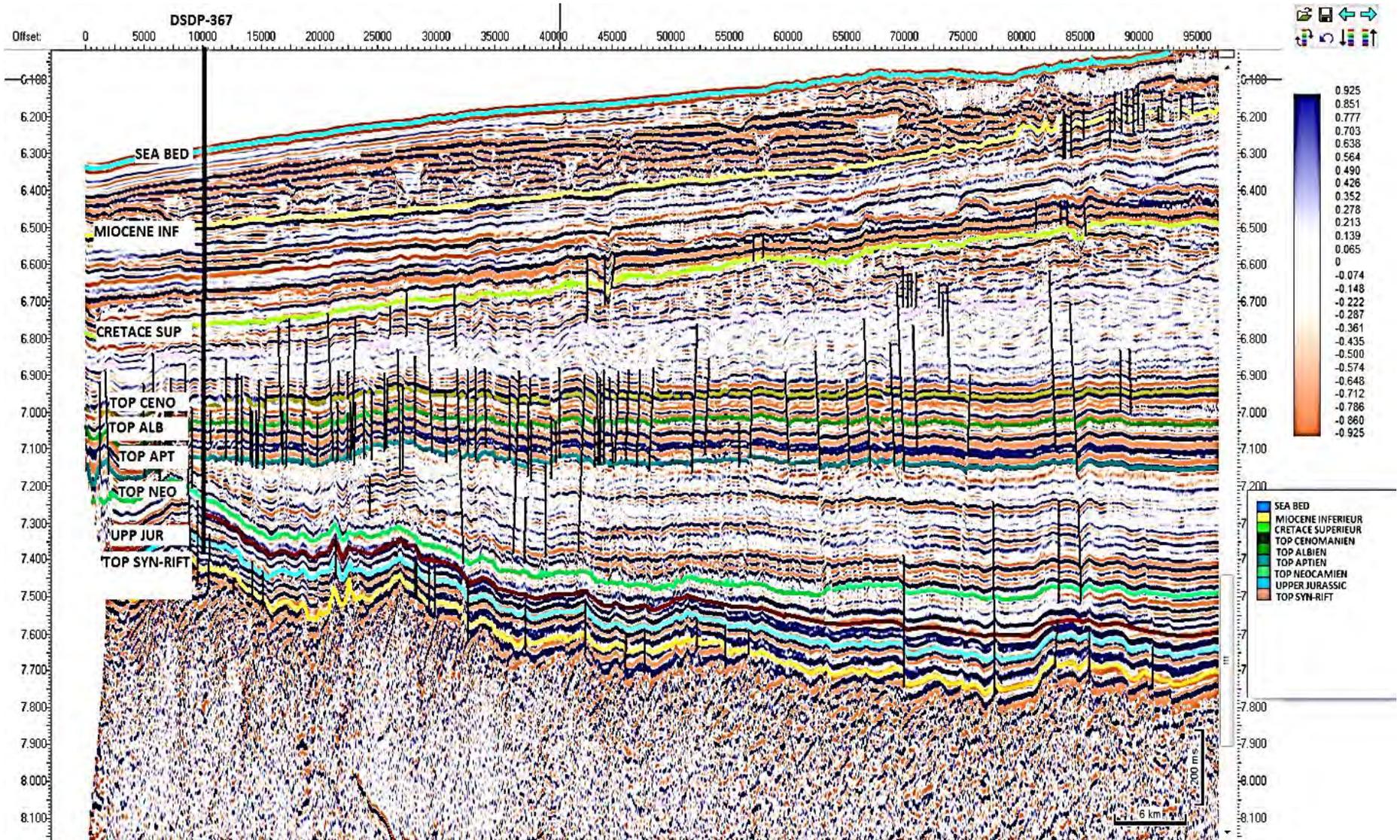


Figure 12 : Pointage des Horizons sismiques et des failles à partir du puits DSDP - 367

Ces horizons sismiques sont retrouvés dans le bloc SOSF comme indiqué sur la figure 13.

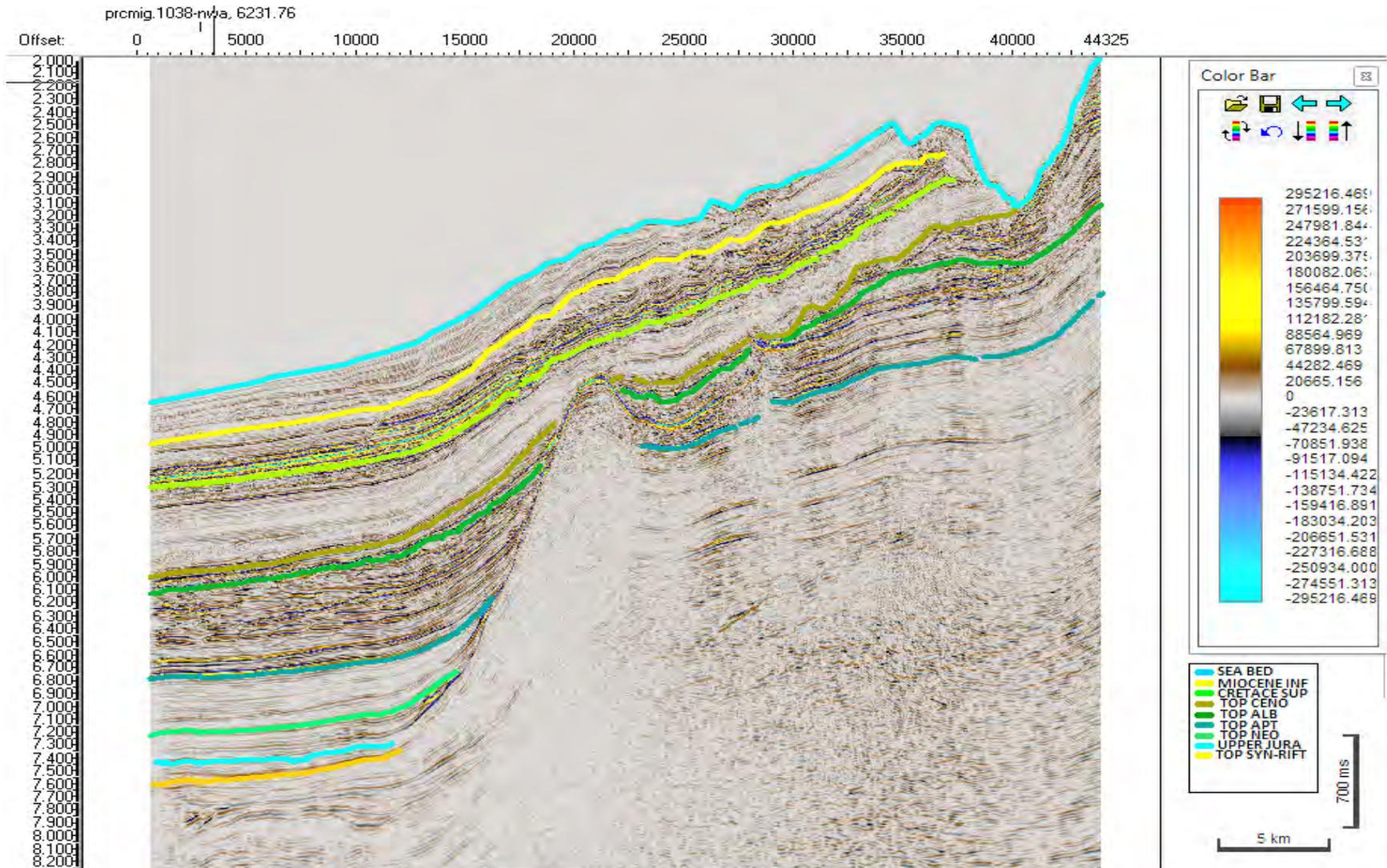


Figure 13 : Horizons sismiques calés avec le puits DSDP et retrouvés dans le volume sismique 3D du bloc SOSF sur la ligne sismique inline 3175.0

6. Faciès sismiques identifiés

L'analyse des faciès sismiques consiste à l'étude des caractéristiques d'une succession plus ou moins conformes de strates pouvant constituer une unité stratigraphique. Cette dernière peut être caractérisée par la lithologie et l'énergie de dépôt ainsi que ses paramètres que sont l'amplitude, la fréquence, la continuité et la configuration interne des unités de faciès (figure 14).

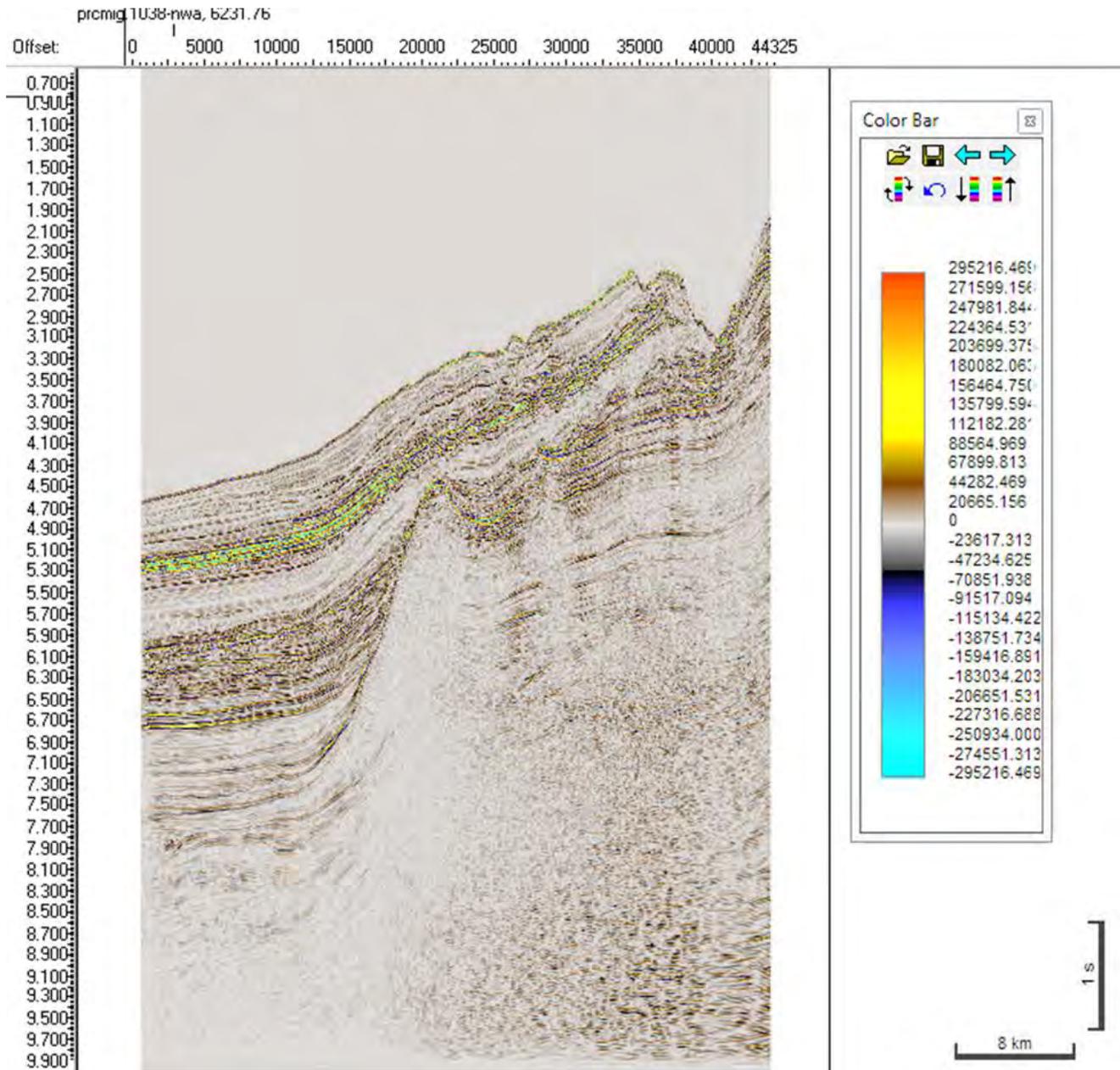


Figure 14 : Image sismique non-interprétée

Quatre grandes unités stratigraphiques U1, U2, U3 et U4 ont été identifiées dans le bloc SOSP (figure 15).

L'unité stratigraphique U1 est délimitée à son toit par l'Horizon H1. Elle constitue la base de l'unité stratigraphique U2 qui est délimitée par les Horizons H1 et H2. Cette dernière est surmontée par l'unité stratigraphique U3 dont les limites sont les horizons H2 et H3 et constitue la base de l'unité U4. Le fond marin délimite l'unité U4 à son toit.

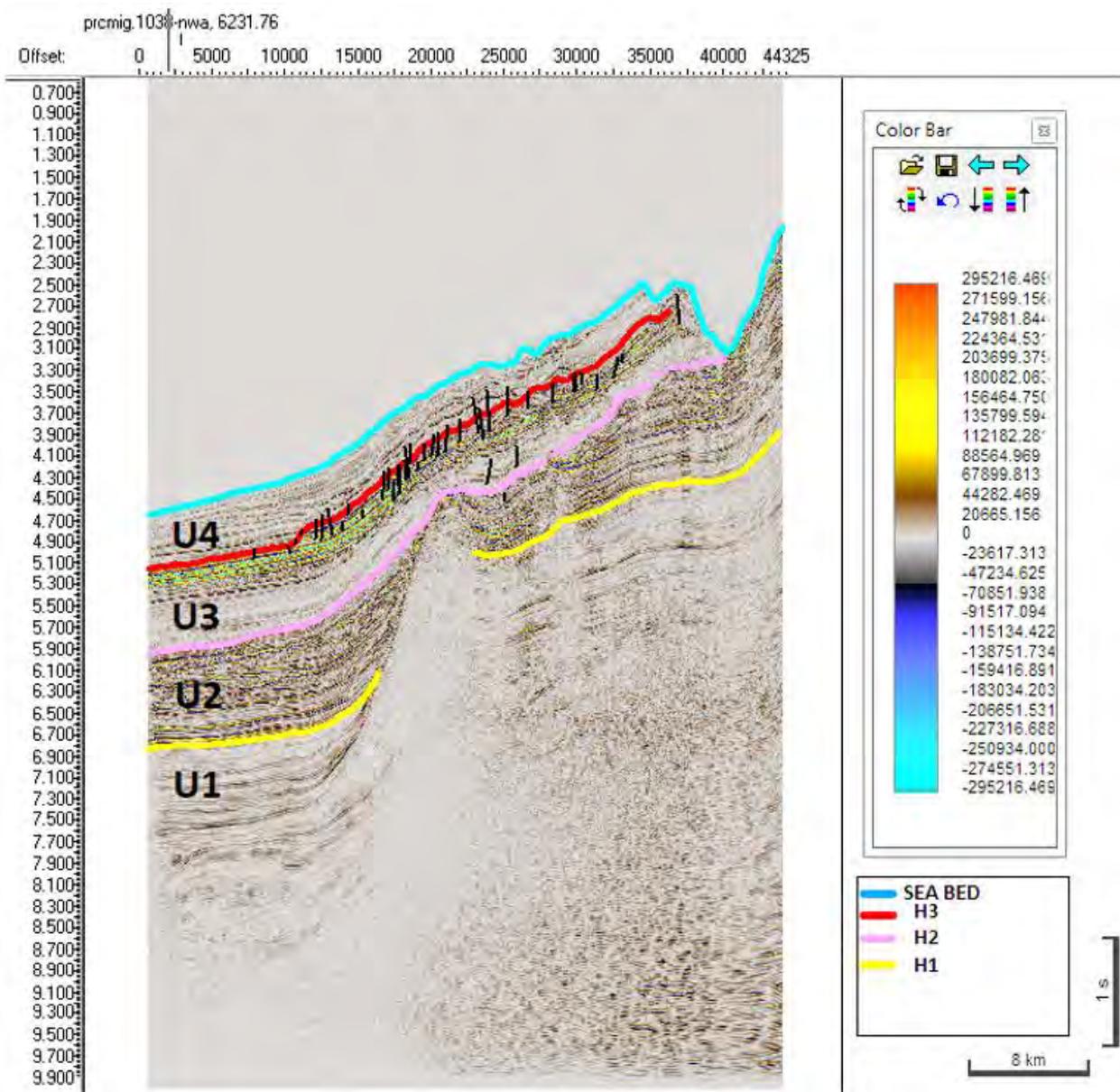
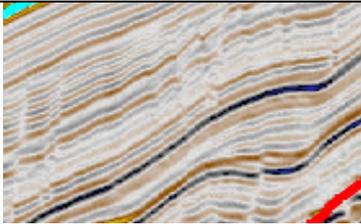
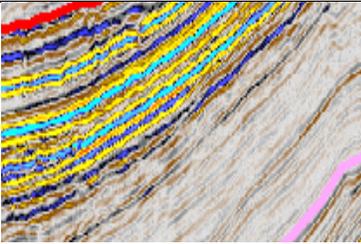
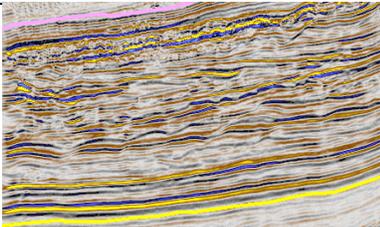
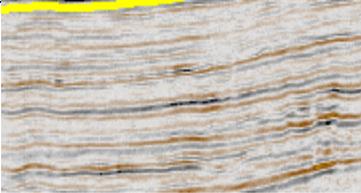


Figure 15 : Faciès sismiques identifié (Inline 3175.0)

La description des différents faciès, F1, F2, F3 et F4 des unités respectives U1, U2, U3 et U4, est résumée dans le tableau 8.

Tableau 8 : Tableau descriptif des différents faciès

Unités	Faciès sismiques	Descriptions
U4	 <p style="text-align: center;">F4</p>	Faciès à amplitude faible et fort par endroit avec des dépôts subparallèles donc faible énergie de sédimentation supposant un milieu calme.
U3	 <p style="text-align: center;">F3</p>	Dépôts subparallèles donc faible énergie de sédimentation en milieu calme avec un faciès à amplitude faible à la base et fort à son sommet.
U2	 <p style="text-align: center;">F2</p>	Faciès à amplitude plus ou moins fort avec des dépôts discontinus et cliniformes par endroit donc l'intensité de l'énergie de sédimentation varie.
U1	 <p style="text-align: center;">F1</p>	Faciès à amplitude faible avec des dépôts subparallèles donc faible énergie de sédimentation en milieu calme.
Remarque	 <p style="text-align: center;">Dépôts chaotiques</p>	Dans l'unité U1, les dépôts sont subparallèles comme décrites ci-dessus, on observe des dépôts chaotiques à faible amplitude

7. Caractérisation des horizons d'intérêts

La connaissance de la géologie locale grâce à l'historique de l'exploration dans le compartiment Casamance-Bissau a permis d'identifier l'Albien et le Cénomaniens comme étant des Formations d'intérêts dans la zone. En effet, l'Albien identifié au niveau du puits CM-4 contient deux réservoirs de 10 m à 20 m d'épaisseur avec des porosités de 10 % à 12 % environ (THANI EMIRATE PETROLEUM, 2007). Les données des deux réservoirs du Cénomaniens identifiés dans le puits CM-2S&P sont regroupées dans le tableau 9 (ROC OIL COMPANY LIMITED, 2002).

Tableau 9 : Données des deux réservoirs du Cénomaniens dans le puits CM-2S&P

Réservoirs	Epaisseur (m)	NTG (%)	Porosité moyenne (%)
Réservoir supérieur	39	72	16.3
Réservoir inférieur	57	24	16.6

Ces deux horizons sont retrouvés dans l'unité stratigraphique U2 (figure 16). Cette dernière repose sur la surface en « onlap » qui représente le toit de l'unité stratigraphique U1.

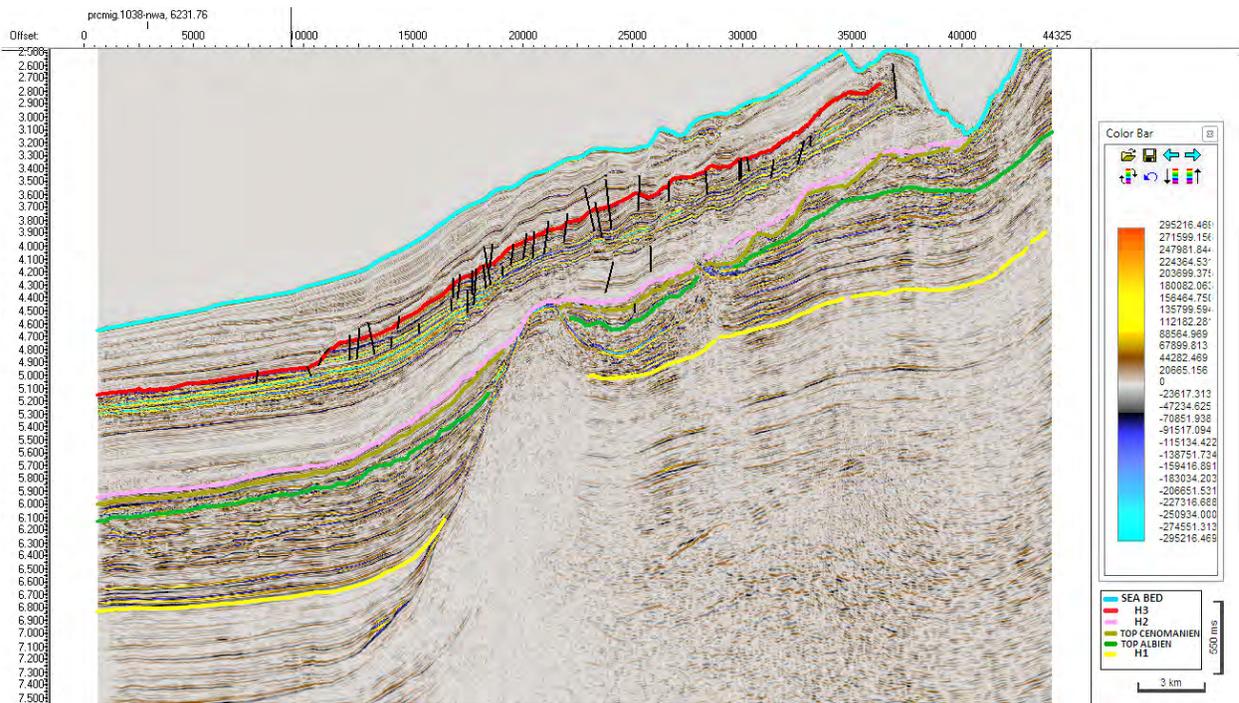


Figure 16 : Horizons d'intérêts dans le bloc SOSP (Inline 3175.0)

Sur le plan structural contrairement à la zone ultra-profonde qui est très faillée, le bloc SOSP comporte moins de failles, des canyons, des cuvettes, des diapirs de sel et d'autres structures très intéressantes qui peuvent constituées des réservoirs (figure 17).

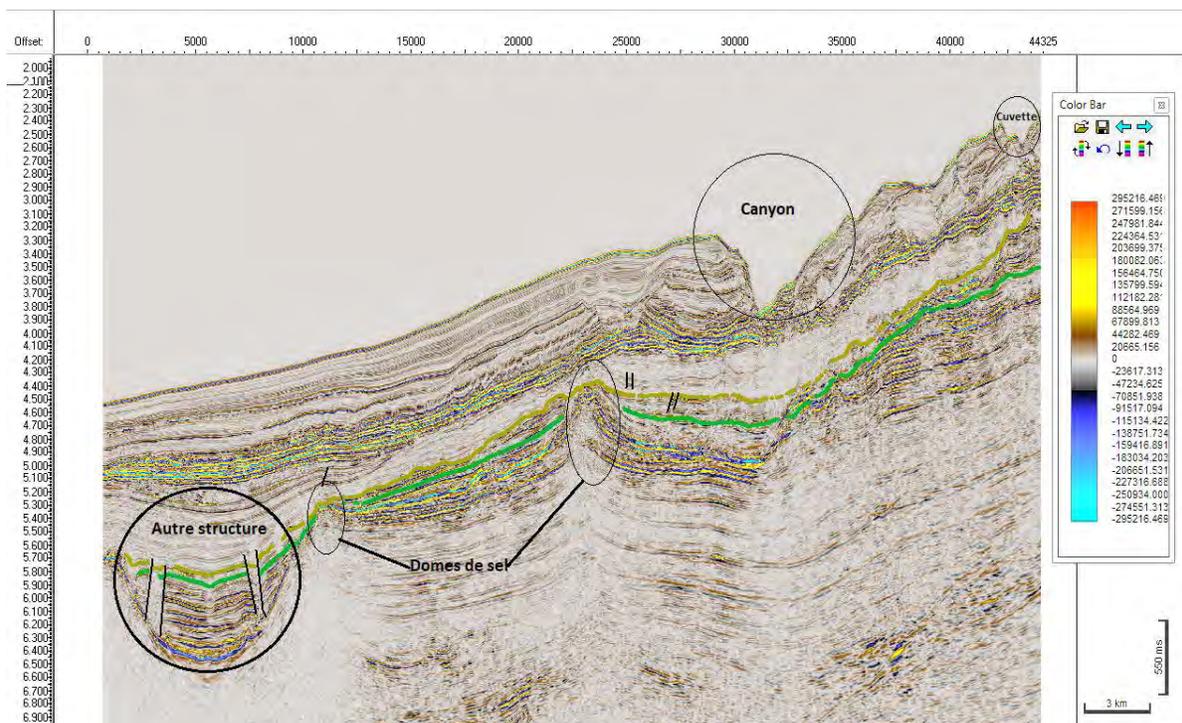


Figure 17 : Aperçu structural du bloc SOSP par le volume sismique 3D (Inline 2385.0)

En outre, grâce à l'exploration du compartiment Casamance–Bissau, un modèle lithostructural de l'Offshore Sud du Sénégal a été proposé suivant la ligne sismique 2D 1038 NWA allant de l'ultra-profond à la plateforme. Ce modèle est basé sur les données lithologiques du puits DSDP – 367 situé dans l'ultra-profond et le puits Wolof – 1 qui est sur la plateforme pour les formations qu'il a traversées. Les informations sur la structurale sont essentiellement basées sur les données sismiques de cette zone.

L'offshore Sud du Sénégal peut être subdivisé en sept grandes unités stratigraphiques. Une première unité qui constitue le socle limité à son sommet par la discordance majeure du Synrift. La deuxième unité est essentiellement constituée de calcaires intercalés de marnes et d'argiles. Des calcaires argileux avec des nodules de cherts constituent la troisième unité. Dans la quatrième unité on note des argiles noires calcareuses dans l'ultra-profond qui deviennent plus carbonatées vers la plateforme. La cinquième unité est essentiellement formée d'argiles silteuses à intercalations de marnes et de carbonates biogéniques. Elle enveloppe la discordance du Sénonien Inférieur et est limitée par la discordance du Crétacé Supérieur. Les argiles avec des cherts et porcelanites de la sixième unité située entre la discordance du Crétacé Supérieur et celle du Miocène Inférieur deviennent plus calcaires vers la plateforme. Le tout est surmonté par une septième unité constituée d'argiles silteuses à intercalations de marnes et de sables avec dans l'ultra-profond des calcaires karstifiés par endroits (figure 18).

Les lentilles de sables dans les unités quatre et cinq sont considérées comme étant des réservoirs et les roches mères sont localisées au niveau des unités deux et quatre (figure 18).

Les données sismiques montrent des failles un peu partout dans la zone ainsi que des dômes de sel et d'autres structures comme des cuvettes et canyons entre autres (figure 18).

MODELE LITHOSTRUCTURAL DE L'OFFSHORE SUD DU SENEGAL

Légende

- Roches mères
- Failles
- - - - - Discordances
- Lentilles de sables
- Nodules de cherts
- Socle
- Calcaires intercalés de marnes et d'argiles
- Calcaires argileux avec des nodules de cherts
- Argiles noires calcaireux
- Argiles avec des cherts et porcelanites
- Argiles silteux à intercalations de marnes et carbonates biogéniques
- Calcaires Karstifiés
- Dômes de sel

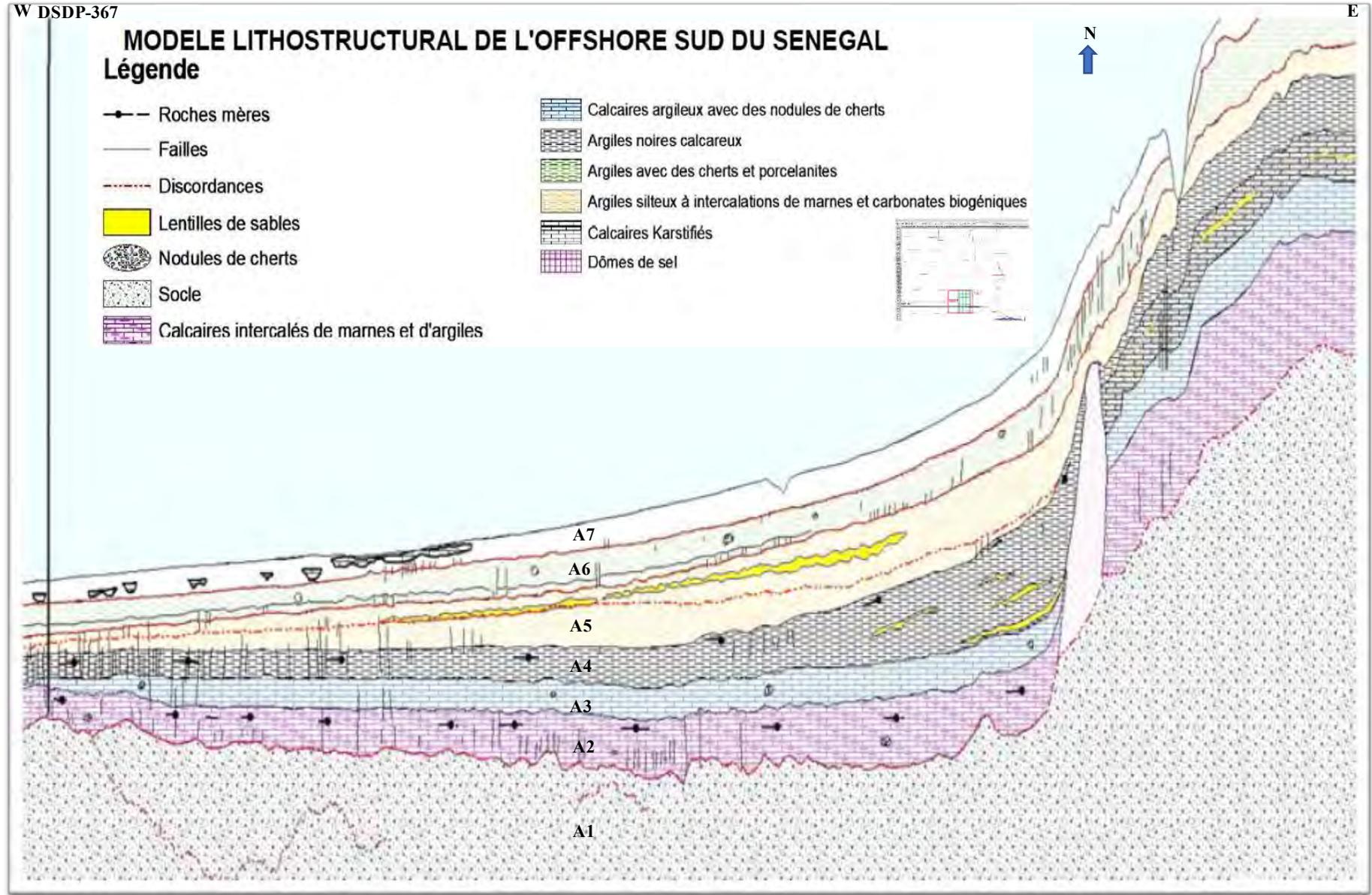


Figure 18 : Modèle lithostructural de l'Offshore Sud du Sénégal suivant la ligne sismique 2D 1038 NWA

7.1. « Grid »

Le « grid » consiste à générer des cartes à partir des horizons pointés. Une fois ces cartes générées, elles peuvent être converties en profondeur à partir de la relation temps-profondeur ou en d'autres attributs telles que attributs RMS ou amplitude. Une grille constante de 50 km × 50 km a été utilisée sur l'ensemble des cartes.

Le pointage des horizons a permis de créer leurs cartes de surface en temps et en amplitudes grâce à la fonction Grid du logiciel Kindom Suite. La figure 19 montre la carte en temps de l'horizon Albien et la figure 20 celle du Cénomanién.

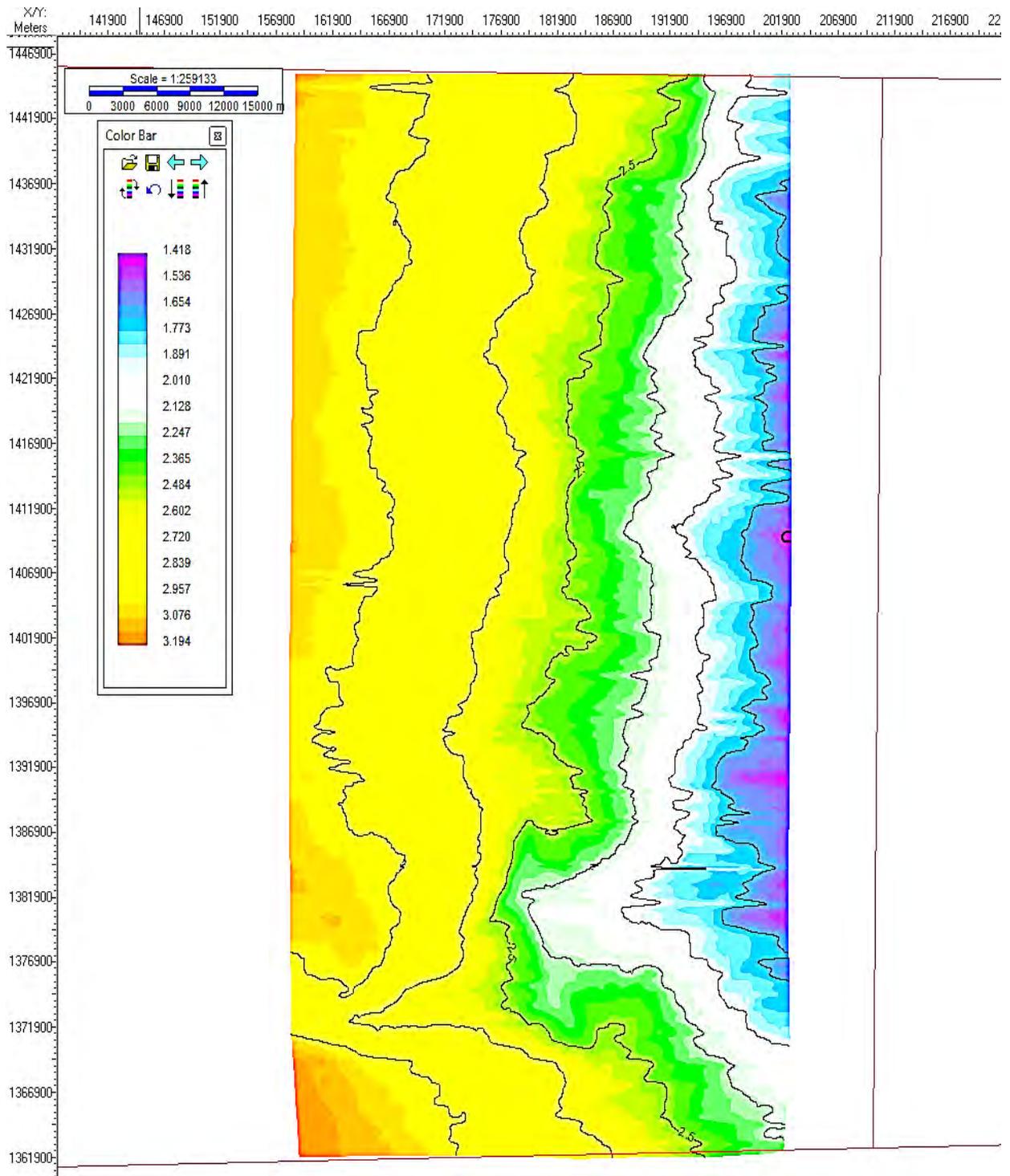


Figure 19 : Carte de surface en temps du toit de l'Albien

Dans le bloc SOSP, l'Albien est atteint dans l'intervalle de temps compris entre 1,422 secondes et 3,194 secondes.

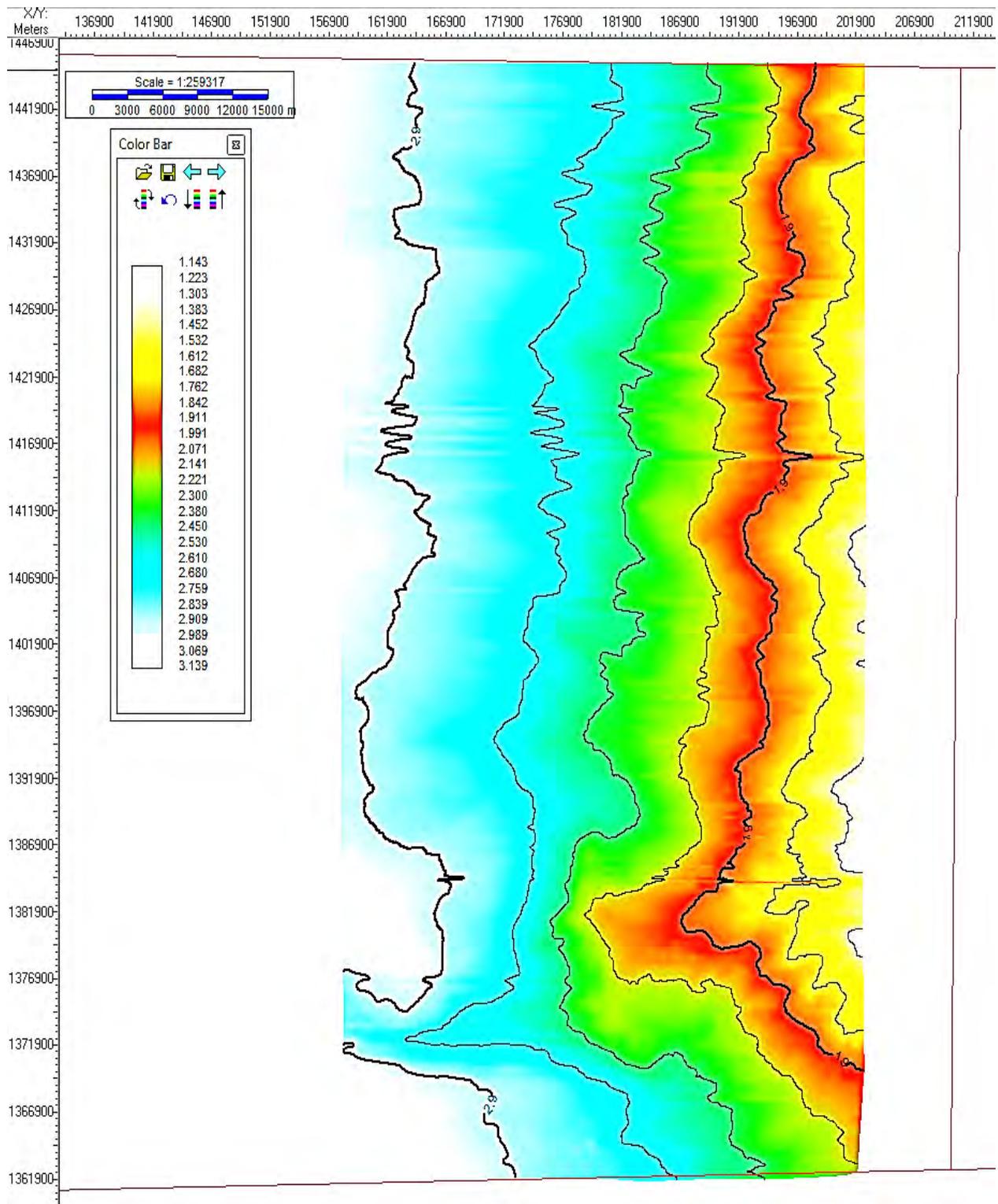


Figure 20 : Carte de surface en temps du toit du Cénomanien

La carte en temps du Cénomanien montre que ce dernier est atteint dans l'intervalle de temps compris entre 1,142 secondes et 3,139 secondes.

Ces deux cartes en temps sont converties en cartes de profondeur (figure 21 et 22). La méthodologie utilisée pour la conversion est décrite comme telle :

Tools →Depth Conversion →Depth Map by shared T-D chart

Elle consiste à choisir la carte de temps à convertir et d'utiliser le check-shot du puits de référence (tableau 9) pour la convertir en carte de profondeur.

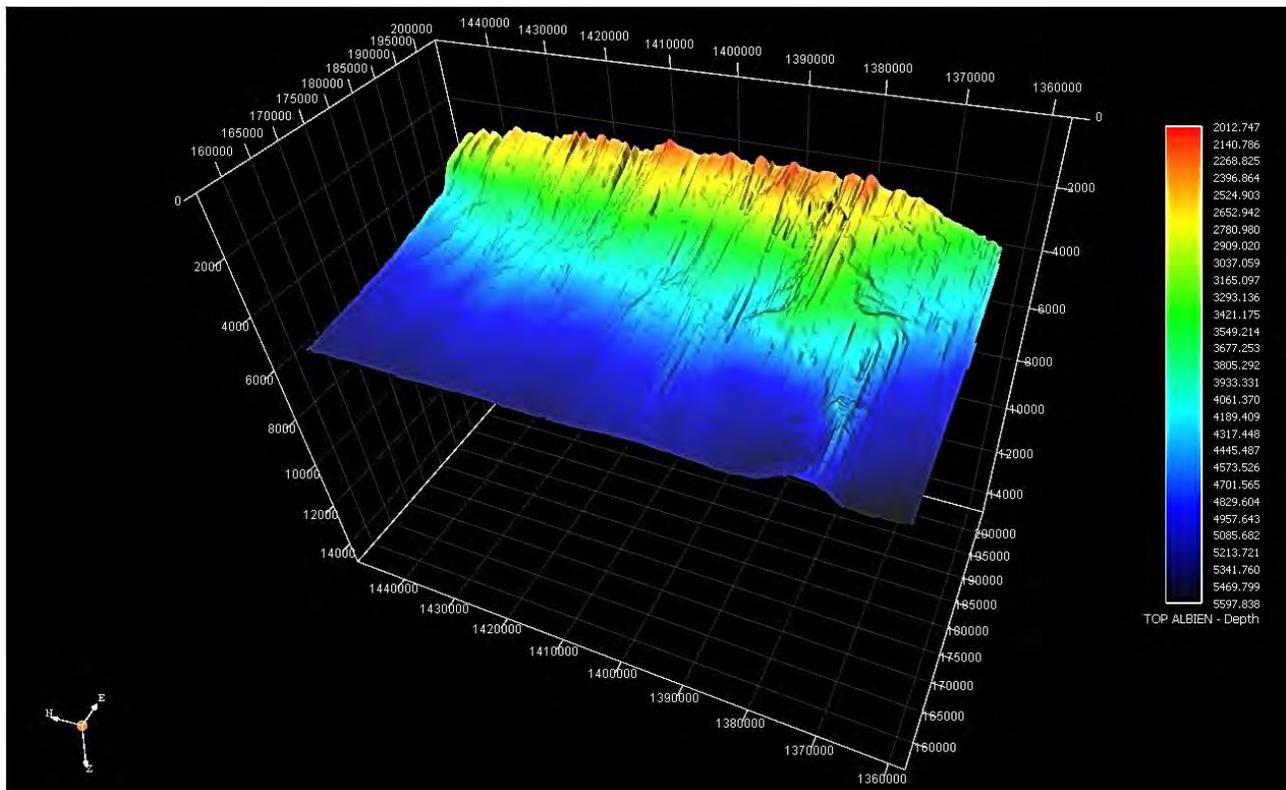


Figure 21 : Vue de dessus en 3D de la carte en profondeur du toit de l'Albien

L'Albien est compris entre les profondeurs 2012 mètres et 5597 mètres.

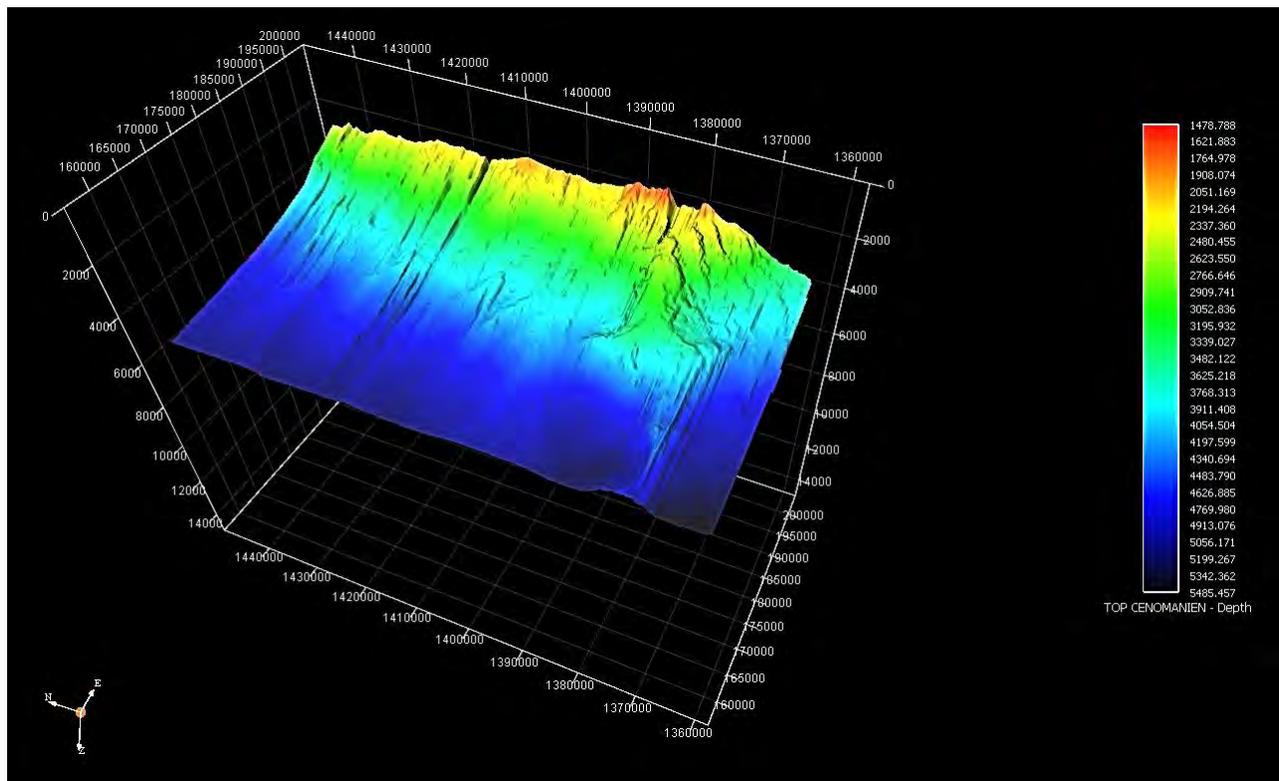


Figure 22 : Vue de dessus en 3D de la carte en profondeur du toit du Cénomanien

Le Cénomanien est atteint dans les profondeurs comprises entre 1478 mètres et 5485 mètres.

L'interprétation sismique 3D permet de faire une estimation quantitative des ressources en hydrocarbures. Les cartes d'amplitude et de RMS des horizons d'intérêts ont été réalisées afin d'identifier des prospects. Ainsi, trois zones potentielles dont deux réservoirs de l'Albien (figure 23) et un réservoir du Cénomanien (figure 24) ont été identifiées.

Ces réservoirs que ce soit ceux de l'Albien ou du Cénomanien seraient constitués de lentilles de sables.

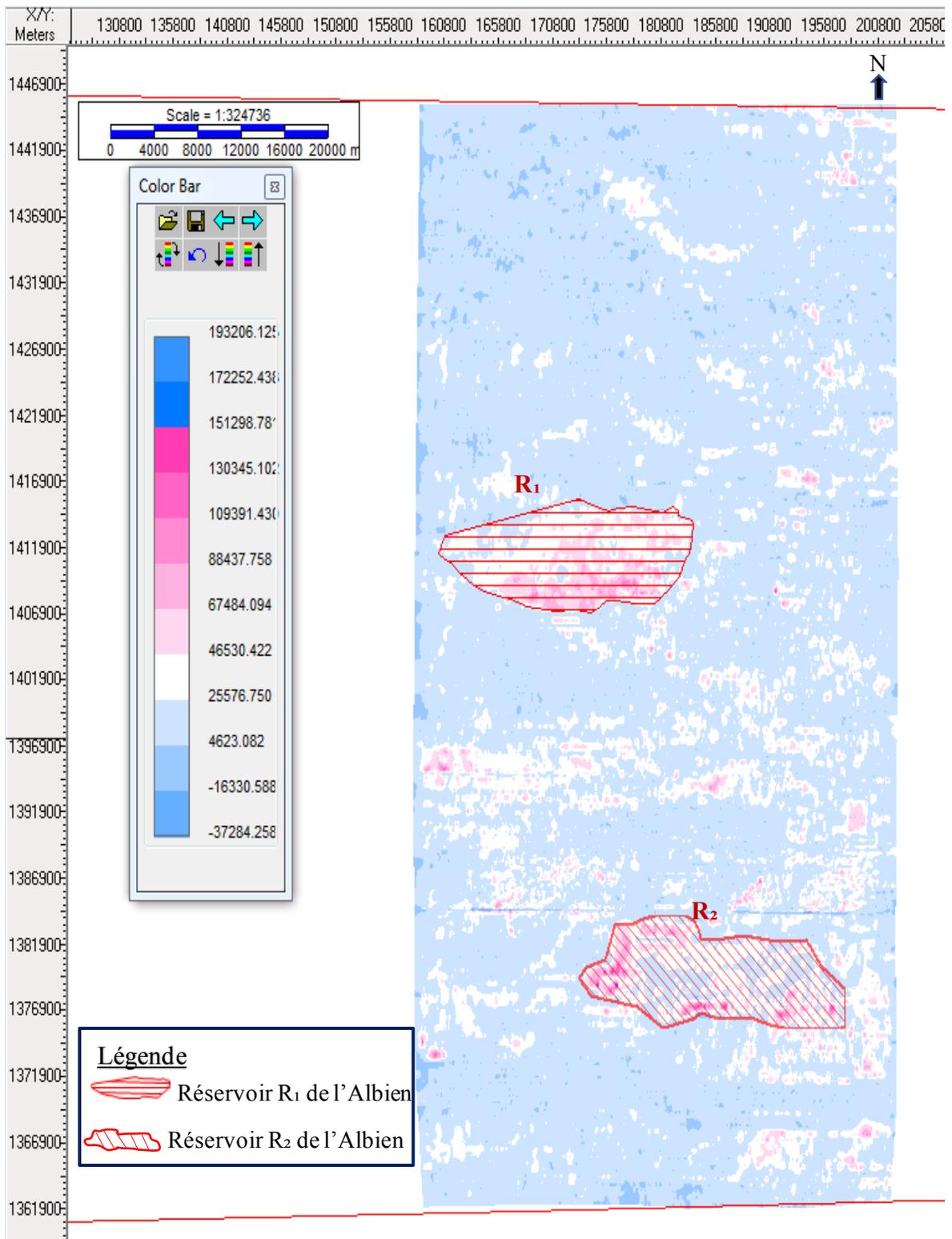


Figure 23 : Carte RMS montrant les réservoirs R₁ et R₂ de l'Albien

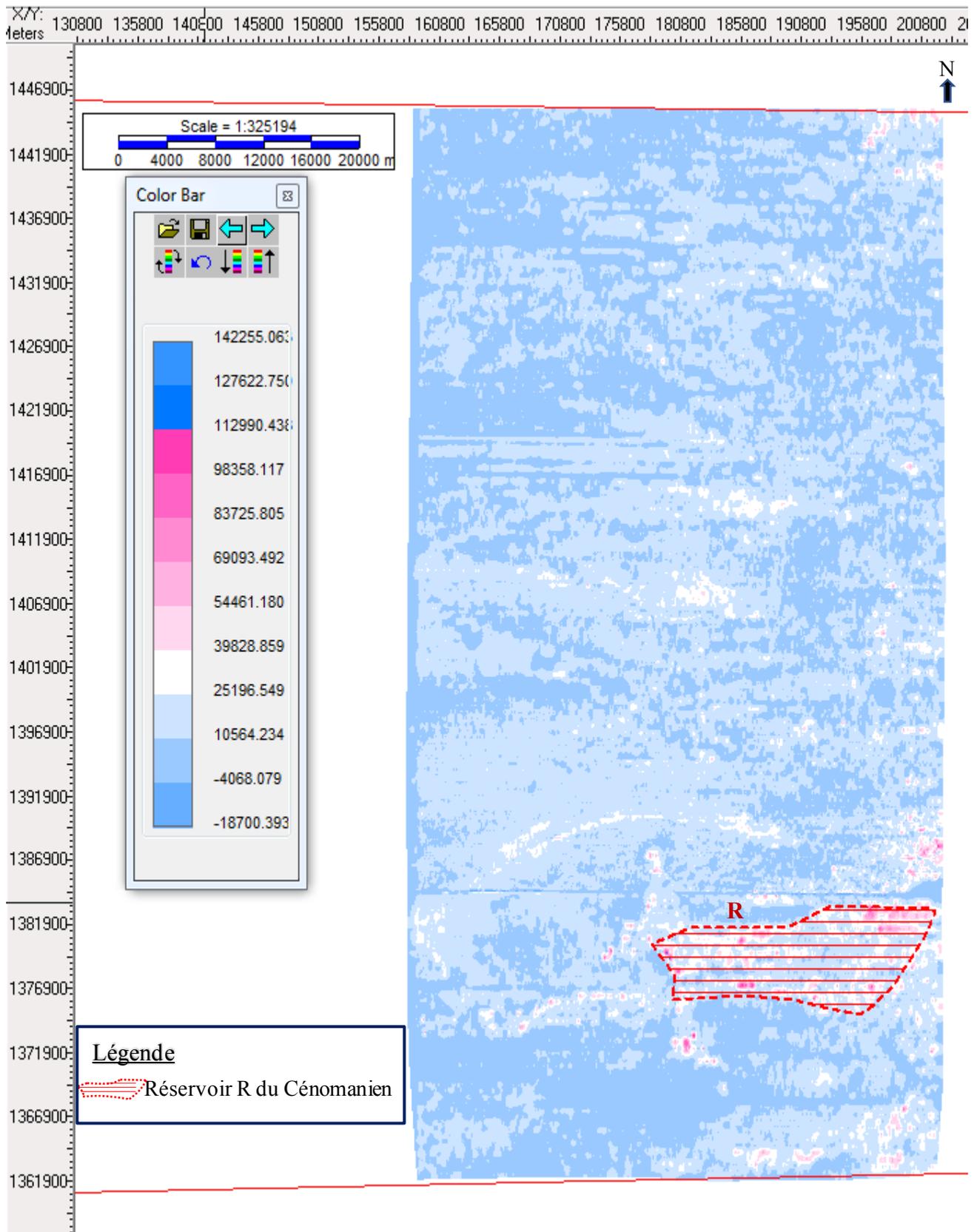


Figure 24 : Carte RMS montrant le réservoir R du Cénomanien

Les cartes d'épaisseur de ces réservoirs sont réalisées comme suit :

Tools → Calculators → Extended Math

Son exécution consiste à nommer deux cartes de profondeur en A (surface supérieure) et en B (surface inférieure) puis on utilise la formule $B - A$. Cette méthode permet de suivre l'épaisseur d'une couche sur une zone bien définie. L'épaisseur est donc donnée par la différence de profondeur entre le toit (A) et la base de la couche (B).

Le calcul de la carte de l'Albien en utilisant le toit et la base du réservoir interprété indique que l'épaisseur des réservoirs de l'Albien varie entre 38 m et 960 m (figure 25 et figure 26). Cette même méthode a été utilisée pour le Cénomaniens qui montre une épaisseur comprise entre 12 m et 591 m (figure 27).

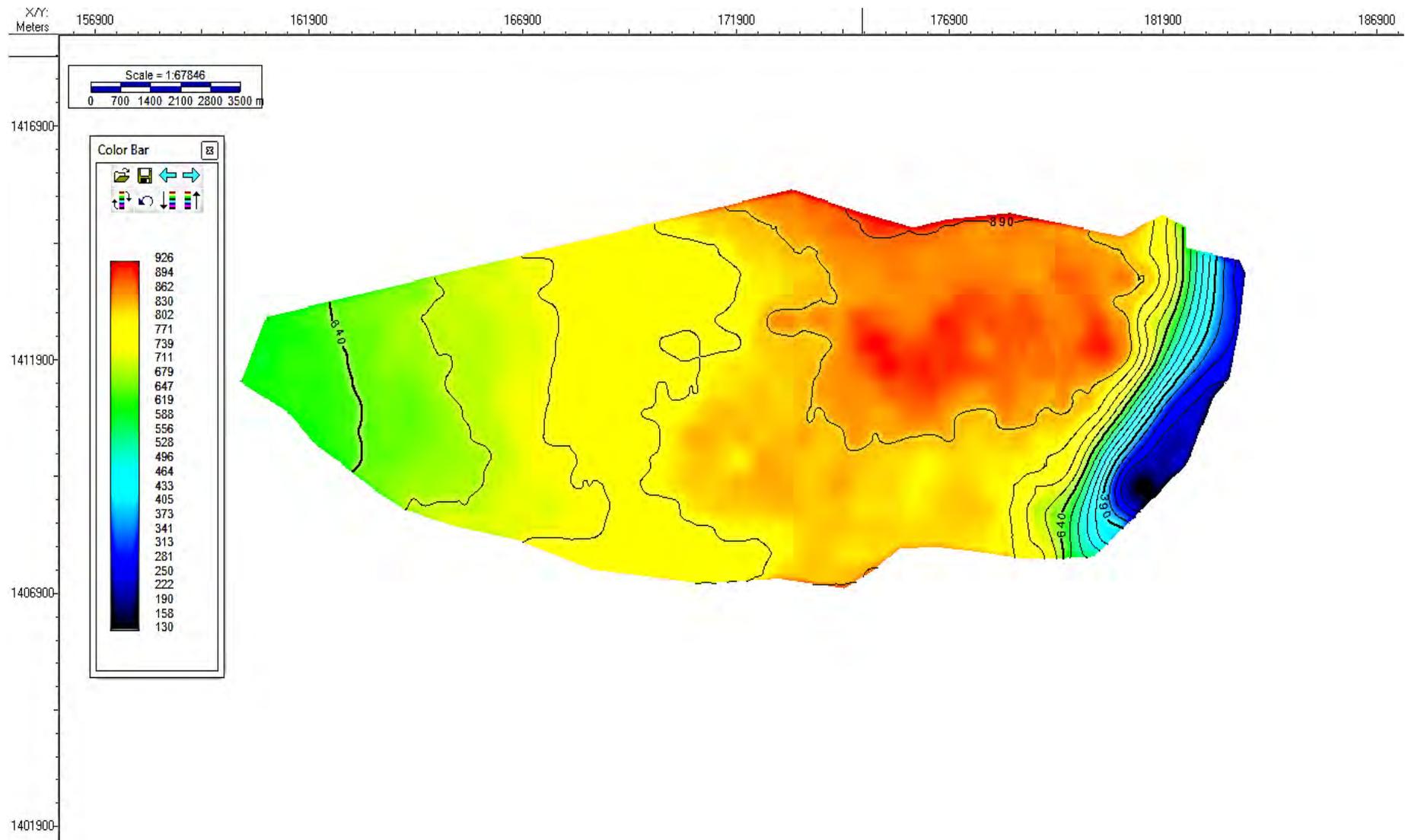


Figure 25 : Carte d'épaisseur du réservoir R₁ de l'Albien

L'épaisseur du réservoir R₁ de l'Albien varie entre 130 m et 926 m.

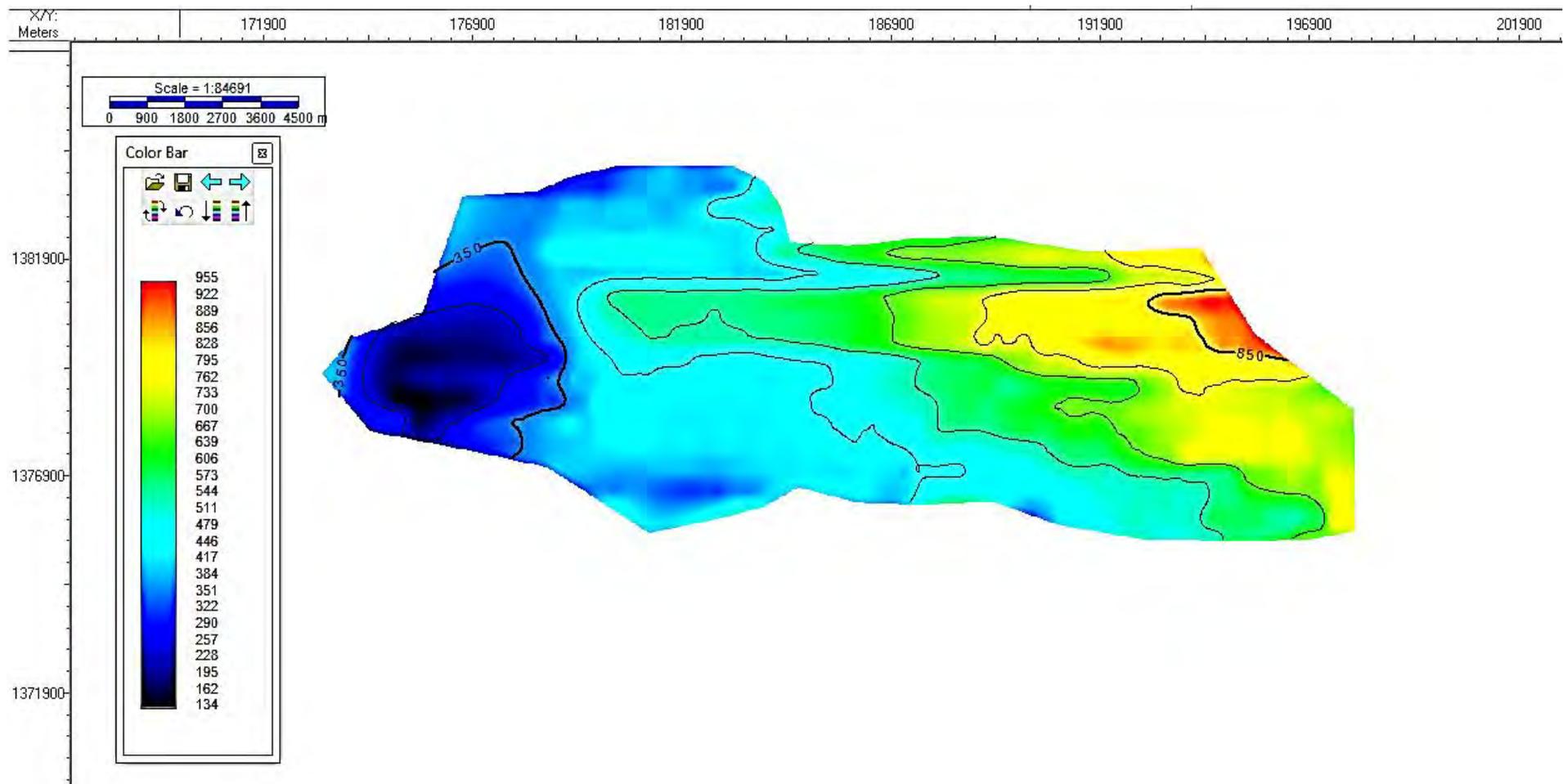


Figure 26 : Carte d'épaisseur du réservoir R₂ de l'Albien

Le réservoir R₂ de l'Albien a une épaisseur comprise entre 134 m et 955 m.

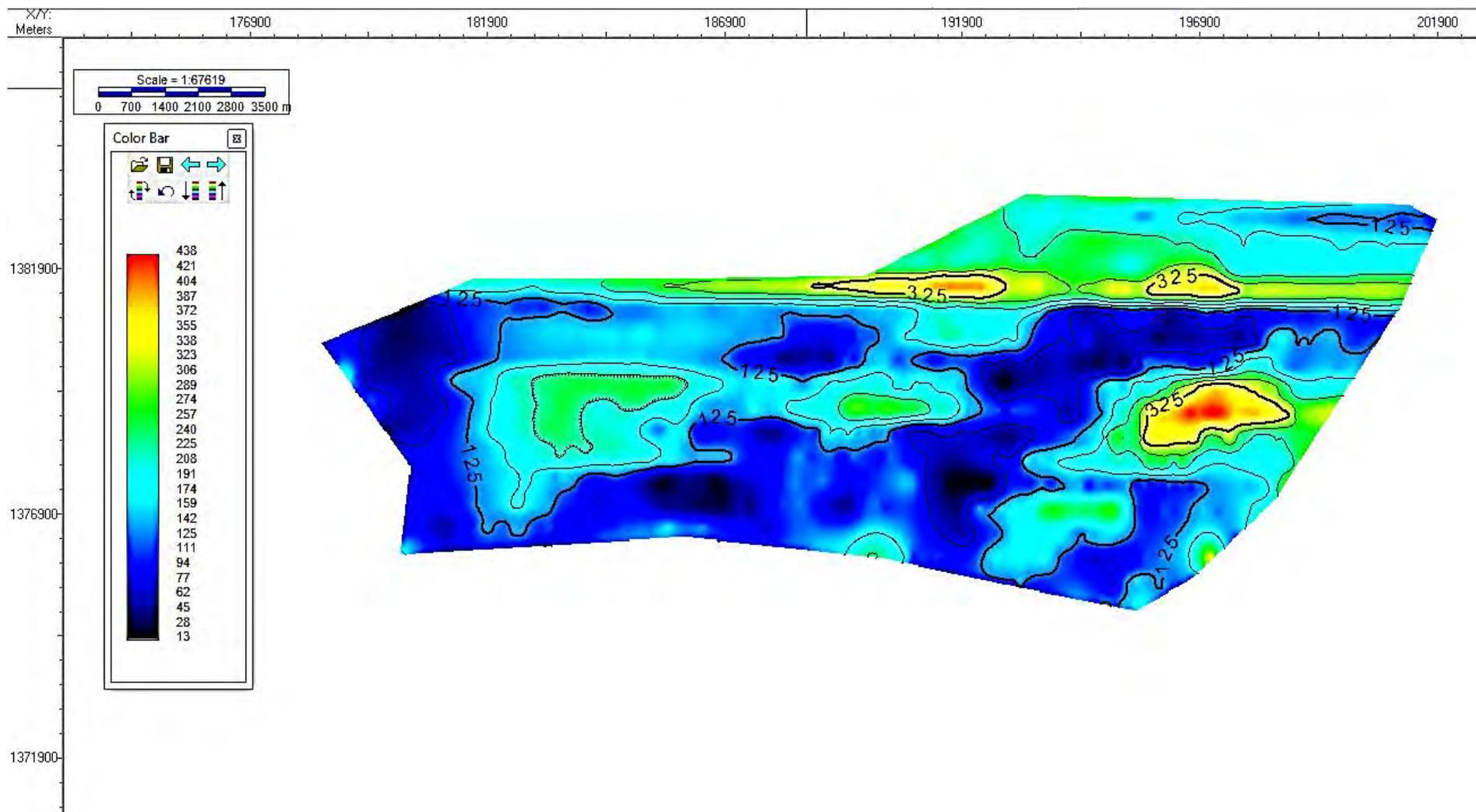


Figure 27 : Carte d'épaisseur du réservoir R du Cénomanién

L'épaisseur du réservoir R du Cénomanién varie entre 13 m et 438 m.

7.2. Pétrophysiques

En l'absence de puits dans le bloc, les paramètres pétrophysiques du puits Wolof-1 situé à environ 20 km du bloc SOSIP ont servi de référence. Le log diagraphique dudit puits a permis de déterminer les paramètres pétrophysiques des horizons d'intérêts (figure 28).

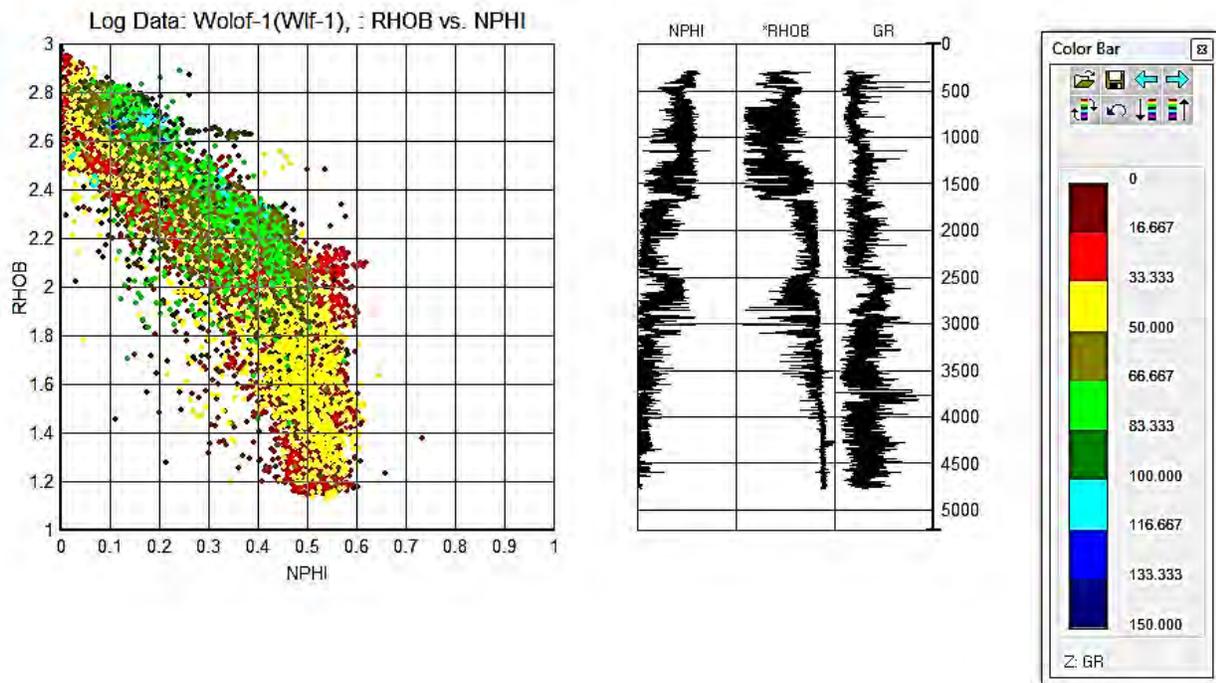


Figure 28 : Evolution de la densité RHOB en fonction de la porosité NPHI

Entre 0 API et 15 API on a des évaporites et entre 15 API et 20 API des calcaires ou des anhydrites. Entre 20 API et 30 API on a soit des sables propres soit des dolomies et entre 30 API et 75 API on des sables argileux. Au-delà de 75 API il peut s'agir de silstones ou d'argiles.

Les données pétrophysiques des réservoirs de l'Albien et du Cénomaniens du puits Wolof - 1 sont résumées dans le tableau 10.

Tableau 10 : Paramètres pétrophysiques des réservoirs R₁, R₂ et R grâce au puits Wolof – 1

Reservoirs	R	R ₁	R ₂
Cartes d'épaisseur	R_CENOMANIEN - Isopach	R1_ALBIEN - Isopach	R2_ALBIEN - Isopach
Polygones utilisés	Réservoir_R	Réservoir_R1	Réservoir_R2
Limite inférieure (m)	12	38	38
Net / Gross Ratio (%)	14	7,4	7,4
Porosité moyenne (%)	12	12	12
Saturation en eau moyenne (%)	67	53	53
Facteur de volume de l'huile	1,25	1,25	1,25

Sur le plan pétrophysique, les réservoirs R₁ et R₂ de l'Albien avec leur saturation en eau de 53 % sont plus intéressants que le réservoir R du Cénomaniens qui a une saturation en eau de 67 % sachant que la saturation en hydrocarbure égale 1 moins saturation en eau.