

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Génie Parasismique et Phénomènes Aléatoires



Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme : MASTER

Présenté par :
HAFSAOUI Oussama

Filière : Hydrocarbures
Option : Géophysique pétrolière

Thème :
Interprétation structurale du cube sismique -3D du bassin du Reggane (Adrar)

Suivis par :

Pr. ELADJ Said (FHC-UMBB)

Mr.A.AISSOUI(ENAGEO)

Devant le jury :

AIT ADJEDJOU Doria	Professeur	UMBB	Président
ALIOUANE Leila	Professeur	UMBB	Examineur
ELADJ Said	Professeur	UMBB	Encadreur

Année universitaire : 2022-2023

Remerciements :

Je remercié tout d'abord Dieu le tout puissant, pour la santé, la volonté et pour clémence qu'il nous a donné durant toutes ces longues années Bien entendu, nous remercions nos familles : nos parents, nos frères et sœurs pour leur amour, leur irremplaçable et inconditionnel soutien. J'ai remerciements vont à mon promoteur ELADJ Saïd j'ai tenon à remercier mon encadreur Mr.A.AISSOU Massine ingénieur au niveau de Entreprise ENAGEO -Boumerdes- qui a cru en nous et de nous avoir lancé dans cette aventure, en nous permettant de réaliser ce travail dans des conditions très favorable, pour moi avoir guidé pas à pas dans la manipulation du logiciel Petrel et pour sa présence et sa patience.

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail, à tous ceux qui me sont chers À mes chers parents qui jusqu'à présent m'ont toujours soutenu sans conditions À toute ma grande famille, mes frères, ma sœur À mes camarades de la FHC surtout mes chers amis hassni, alla yacine et autre amie de groupe MAGP 18 et tous les collage de promo 2018 À tous ceux, qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'études

oussama

Table des matières

Liste des tableaux :	IV
Liste des figures :	V
Introduction Générale	VIII
Chapitre I :Cadre géologique et géographique de la région d'étude.	3
I.1 Introduction	4
I.2 Situation géographique et géologique de la région d'Eude	4
I.2.1 Cadre régionale du le bassin de Reggane	4
I.2.1.1 Situation géographique	4
I.2.1.2 Situation géologique	5
1.3. Stratigraphie	6
a)Le substratum	7
b) L'Infra-Cambrien	7
c) La couverture paléozoïque	7
* Le Cambro-Ordovicien	7
* Le Silurien	8
* Le Dévonien	8
* Le Carbonifère	9
d) La couverture méso-cénozoïque	9
I.4. Tectonique	10
a) La zone haute du Bled El Mass et de l'Azzel Matti	10
b) Le seuil de Bou Bernous	10
c) Le bourrelet Tazoult-Azrafil	11
d) Le monoclinal de Reggane-Sud	11
e) Les failles	12
I.5. Système pétrolier	12
* Les roches mères	12
* Les roches reservoirs	12
* Les roches couvertures	13
I.6. Les pièges	13
a) Les pièges stratigraphiques	13
b) Les pièges structuraux	14

c) Les pièges anticlinaux.....	14
d) les Pièges mixte associé à un diapir.....	15
I .7. Conclusion	16
Chapitre II : Acquisition et traitement des données sismiques	17
II.1 Acquisition des données:.....	18
II.1.1 Introduction :	18
II.1.2 Appareillage d’acquisition sismique:.....	18
II.1.3 Opérations préliminaires sur terrain :	18
II.1.4 Acquisition des données sismiques 3D :.....	19
II.1.4 .1 Les permis d’acquisition des campagnes utilisées :.....	20
II.1.5 Définition de principaux termes utilisés en sismique 3D :	20
II.1.6 Déférents types de profilages :	22
II.1.7-La couverture multiple :	23
II.1.8.Paramètres d’acquisition	24
II.2. TRAITEMENT DES DONNEES SISMIQUES.....	25
II.2.1 Exemple de séquence de traitement :	26
II.2.2 Les étapes de séquence de traitement d’un profil sismique :	26
1-La lecture des données sismiques :.....	27
2-L’habillage des données sismique :.....	27
3-La récupération des amplitudes :.....	28
4-EDITION :	30
5-Généralités sur les Corrections statiques :.....	30
6-Le filtre FK :	31
7-La mise en CDP :	32
8-Analyse de vitesse :	32
9-La correction dynamique :(normal move out).....	34
10-Correction de pendage (DMO) :.....	35
11-Le mute :	35
12-Déconvolution :	36
14-Migration :	37
II.2.3.Paramètres de traitement	40
Chapitre III :Interprétation sismique et réalisation des cartes.....	41
III.1 Introduction	42

III.2 Problématique	42
III.3 Objectif	42
III.4. Documents utilisés :	43
III.4.1. Plan de position	43
III.4.2. Les sections sismiques :	44
III.4.3.1.Le log habillé :	47
III.4.3.2.Le carottage sismique : (check shot)	47
III.4.3.3.Profil sismique vertical (PSV) :	48
III.4.3.4. Les diagraphies :	48
III.5.Les étapes de l'interprétation sismiques dans la région d'étude	55
III.5.1. Le choix des horizons :	56
III.5.2. Le Calage	57
III.5.3.Corrélation des horizons :	59
III.5.4.Identification des failles :	61
III.5.5.Chronométrage des sections :	63
III.5.6.Correction des décalages :	63
III.6.ÉTABLISSEMENT DES CARTES :	63
III.6.1 Carte en isochrones :	63
III.6.2.Cartes en iso-vitesses	65
III.6.3.Carte en isobathes :	67
III.7 .Interprétation et description des cartes :	68
III .7.1.Description des cartes en isovalues :	69
III .7.1.1.Les cartes en isochrones :	69
III .7.1.2.Les cartes en isovitesses :	69
III .7.1.3.Les cartes en isobathes	69
III.8.Conclusion	71
Conclusion générale	72
Références bibliographiques	73

Liste des tableaux :

Liste des tableaux

Tableau II. 1 Paramètres d'acquisition des campagnes sismiques utilisées.....	25
Tableau II.2. Bande terrain multiplexée.....	36
Tableau II.3 Bande démultiplexée :	36
Tableau II. 4 : Paramètres de traitement des campagnes sismiques utilisées	41
Tableau III.1 Coordonnées (X, Y) en UTM, l'élévation de la table de rotation KB et la profondeur atteinte par les puits de la zone d'étude :	55
Tableau III.2. les vitesses moyennes correspondantes pour chaque horizon dans chaque puits.....	79

Liste des figures :

Figure I. 1 : Carte des bassins sédimentaires du Sahara, Algérie	5
Figure I. 2 : Coupe géologique trnsversale du bassin de Reggane. (Document Sonatrach,2018).	6
Figure I. 3: Colonne stratigraphique synthétique du bassin de	11
Figure I. 4Piège stratigraphiques	14
Figure I. 5 Piège par faille.....	14
Figure I. 6: Piège anticlinal.....	15
Figure I. 7 Piège mixte associé à un diapir.....	16
Figure II. 8:Box dans un dispositif swathshooting.	21
Figure II. 9: profilage parallèle	22
Figure II. 10: Profilage croisé.....	22
Figure II. 11: Principe de la couverture multiple.	23
Figure II. 12: Résumé des Séquence de traitement.....	26
Figure II. 13:Forme des rayons sismiques(Sismique de Puits livre).....	28
Figure II. 14: Atténuation d'une onde par un milieu absorbant. (Sismique de Puits livre).....	29
Figure II. 15: Principe des corrections statiques	30
Figure II. 16: Détermination de la vitesse optimale.....	32
Figure II. 17 : Principe des corrections dynamiques	34
Figure II. 18: Alignement des réflexions	35
Figure II. 19: Influence de CS résiduelles sur qualité des signaux.....	37
Figure II .20: image d'une segment avant et après migration.....	37
Figure II. 21: Principe de la sommation en point-milieu.....	38
Figure II. 22:Section sismique final dans zone étude x line 700	39
Figure III. 23:Plan de position de la zone d'étude, les chiffres en noirs représentent les	43
Figure III. 24:Section sismique In line 903	44
Figure III. 25: Section sismique In line 913	44
Figure III. 26: Section sismique Xline 683.....	45
Figure III. 27: Section sismique Xline 693.....	45
Figure III. 28 :Cube sismique sur petrel.....	46
Figure III. 29: Tableau de check shots de puits.	47
Figure III. 30: Enregistrement d'un PSV.....	48
Figure III. 31: log GAMMA-RAY	49
Figure III. 32: log sonique	51
Figure III. 33: log de densité	53
Figure III. 34: Les étapes d'une interprétation sismique	55
Figure III. 35: Les choix des horizons.....	56
Figure III. 36: Calage au niveau du Puits-1, les rubans de gauche à droite : PSV, log sonique,	57
Figure III. 37: Calage au niveau du puits-4 (Geoframe).	58
Figure III. 38: Corrélation des horizons	59

Figure III. 39: La maille complète de corrélation au toit de l'unité Réservoir-F2.....	60
Figure III. 40: La maille complète de corrélation au toit de l'unité Réservoir-F2.....	60
Figure III. 41: Réseau de failles qui passent par les puits	61
Figure III. 42: Isochrones au toit du réservoir F2(temps en seconde).....	64
Figure III. 43: Isochrones au toit de l'unité M2(temps en seconde).....	65
Figure III. 44: isovitesses au toit du réservoir F2(vitesse en m/s).....	66
Figure III. 45: isovitesses au toit du l'unité M2(vitesse en m/s).....	67
Figure III. 47: isobathes au toit du l'unité M2(profondeur en mètre)	68
Figure III. 46: isobathes au toit du réservoir F2 (profondeur en mètre).....	68
Figure III. 48: Section sismique du profil 1 interprétée avec les failles (Petrel).	70
Figure III. 49: Section sismique du profil 2 interprétée avec les failles (Petrel).	70
Figure III. 50: Section sismique du profil 3 interprétée avec les failles (Petrel).	71

Nomenclatures

COT : Carbone Organique Total.

2D : deux démenions.

3D : trois démenions.

AVO: Amplitude Variation with Offset.

DMO: Dip Move out.

NMO: normal move out.

SEG: Society of Exploration Geophysicists.

RPS: Render Preset Settings.

CDP: Common Depth Point.

Hz: Hertz.

DP: Datum Plane.

S/B: le rapport signal sur bruit.

Vc: Vitesse de comblement.

Filtre f-k : Filtre agissant à la fois dans les
domaines fréquentiels et de nombre d'ondes
(domaines inverses au temps et à la distance).

PSV : es profils sismiques vertical.

DPC : Datum plane du carottage sismique.

VRMS : Vitesse moyenne quadratique.

VM : Vitesse moyen.

Vi : vitesse intervalle.

ZDP : Amplitude

Introduction Générale

La prospection sismique est une discipline jeune, elle date des années 1923 environ. Elle a pour objet la détermination de gisements des hydrocarbures de l'étude géologique nécessaire en génie civil. La sismique réflexion est une méthode de prospection sismique considérée comme la méthode la plus utilisée en recherche pétrolière du fait de son pouvoir de résolution important comparativement aux autres méthodes, elle couvre les 94% des dépenses de la géophysique dans le monde. On distingue trois principales phases en prospection sismique : l'acquisition des données sismiques, le traitement de ces données et leur interprétation. L'essentiel du travail sismique se traduit par la cartographie des structures géologiques plutôt par la mise en évidence directe de pétrole.

La première découverte d'hydrocarbures en Algérie centrale par la SN REPAL (Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie) en 1950 dans la région de Sidi Aissa (Oued Guetrini) dans l'Eocène allochtone, attribue à la bordure Sud tellienne un intérêt particulier pour la recherche pétrolière malgré la complexité géologique. L'existence du gisement de Oued Gueterini ainsi que de nombreux indices d'hydrocarbures rencontrés, soit en surface ou en forage, ont toujours encouragé la SONATRACH à développer des études pluridisciplinaires (géologie, géophysique) dans l'espoir d'aboutir à une découverte plus conséquente.

Problématique

De 1955 à 1974 AMERICAN COMPANY effectua des études géophysiques, des travaux gravimétriques (carte d'anomalies de Bouguer) et aéromagnétiques (carte d'anomalies résiduelles) couvrant l'ensemble du territoire Algérien. De 1972 à 2007 plusieurs campagnes sismiques 2D de reconnaissance ont été effectuées, Le résultat positif du puits cinq dans la région de Toul et l'interprétation de ces campagnes a permis la réalisation d'autres forages. La qualité et l'étendue de l'ensemble des données sismiques obtenues détermineront ces objectifs et la réalisation d'une interprétation haute résolution à partir d'un ensemble de lignes 2D ceci paraît déraisonnable étant donné qu'elles sont très espacées et que les informations déduites requièrent plus d'interpolations.

Résolution de la problématique

En 2007 un programme sismique de 3D a été réalisé pour mieux confirmer les structures décelées par les études précédentes. Une compréhension régionale brute de la structure conduira impérativement à une interprétation 3D. La sismique 3D donne des informations plus convaincantes que celles construites avec les lignes sismiques 2D car elle fournit des informations détaillées sur la géométrie des failles et des structures. Dans un régime d'extension, les données sismiques sont mesurées en temps de trajet aller-

retour, le temps nécessaire à une onde acoustique pour se déplacer jusqu'au réflecteur et revenir au récepteur.

J' étudie la région de bassin de reggane (adrar) Pour réaliser cette étude trois chapitres ont été proposés:

1. Le premier chapitre consiste à présenter la région d'étude. Il comporte la situation géographique et géologique et aussi l'aspect structural et stratigraphique et l'intérêt pétrolier de la région.
2. Le deuxième chapitre montre la technique d'acquisition sismique 3D et la séquence de traitement appliquée aux données sismiques.
3. Le troisième chapitre est consacré à la présentation des données utilisées suivi par l'interprétation des cartes en isochrones et en isobathes. En fin nous terminons par une conclusion

Chapitre I :Cadre géologique et géographique de la région d'étude.

I.1 Introduction

Le Bassin de Reggane contient jusqu'à 6 500 m de sédiments sur la roche mère. Les sédiments paléozoïques sont pour la plupart de sédiments marins des époques entre le Cambrien et le Carbonifère Supérieur, avec quelques sédiments continentaux dans la séquence Cambro-ordovicienne. Les gisements hydrocarbures sont pour leur part dans de sédiments riches en matière organique des époques entre le Silurien et le Dévonien Supérieur, qui ont une épaisseur approximée d'entre 100 m et 200 m dans le Bloc de Reggane. Dans le Bassin de Reggane il n'y a pas de sédiments de l'époque Permo-Triassique ou Jurassique. Les sédiments Paléozoïques se trouvent sur le Continental Intercalaire du Crétacé et sur des roches tertiaires. Les dépôts Quaternaires Cénozoïque Supérieur) sont de sables éoliens et recouvrent une grande partie de la zone (ERM, 2005).

I.2 Situation géographique et géologique de la région d'Eude

I.2.1 Cadre régionale du le bassin de Reggane

I.2.1.1 Situation géographique

La région d'étude concerne le bassin de Reggane situé au sud-ouest de la plateforme saharienne. Occupant une superficie de 140 000 km², il se situe entre les longitudes 00°35' E et 4° 25' W et les latitudes 24° 30' et 28° N (Figure I.1). Ce domaine est rattaché à la wilaya d'Adrar.

L'exploration du bassin de Reggane a débuté après l'année 1950 avec des missions de reconnaissance sur terrain et des levés gravimétriques. Ces travaux préliminaires ont permis de mettre en évidence l'existence de plusieurs axes structuraux dans le bassin. Après l'année 1970, plusieurs missions de terrain et des campagnes sismiques ont été organisées par la SONATRACH. Un total de 28784 Km de levés sismiques a été réalisé entre 1970 et 1999.

Le nombre total des puits forés dans le bassin atteint actuellement le nombre de 70 (annexe 3), ce qui est peu étant donné la superficie du bassin. La moitié de ces puits sont des forages de reconnaissance peu profonds (core drill). Seuls les puits RG-102, TiO-1 et TiO-2 ont donné des gisements de Gaz importants.



Figure I. 1 : Carte des bassins sédimentaires du Sahara, Algérie (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES).

I.2.1.2 Situation géologique

Le bassin de Reggane est limité (Figure I.1) :

- * Au Nord, par la chaîne d'Ougarta et les massifs infracambriens du Touât ;
- * Au Sud et au Sud-Ouest, par les affleurements du massif précambrien des Eglab ;
- * A l'Ouest, par le môle de Bou Bernous qui le sépare du bassin de Tindouf ;
- * A l'Est, il est séparé du bassin de l'Ahnet par l'ensellement de l'Azzel-Matti. ;

Du point de vue géologique, il correspond à une dépression dissymétrique orientée NWSE dont la partie la plus profonde est située près de la chaîne d'Ougarta. A l'opposition de ce flanc NE très redressé, le flanc SW constitue un monoclinal important avec un pendage doux vers le massif des Eglab (Figure I.2).

La plus grande partie des terrains paléozoïques du bassin de Reggane est masquée par des cordons dunaires orientés NNE-SSO de l'Erg Chech. Seul son flanc oriental affleure en un monoclinal très redressé contre le Bled el Mass, dans la région d'Aïn ech Chebbi et de HassiTaïbine.

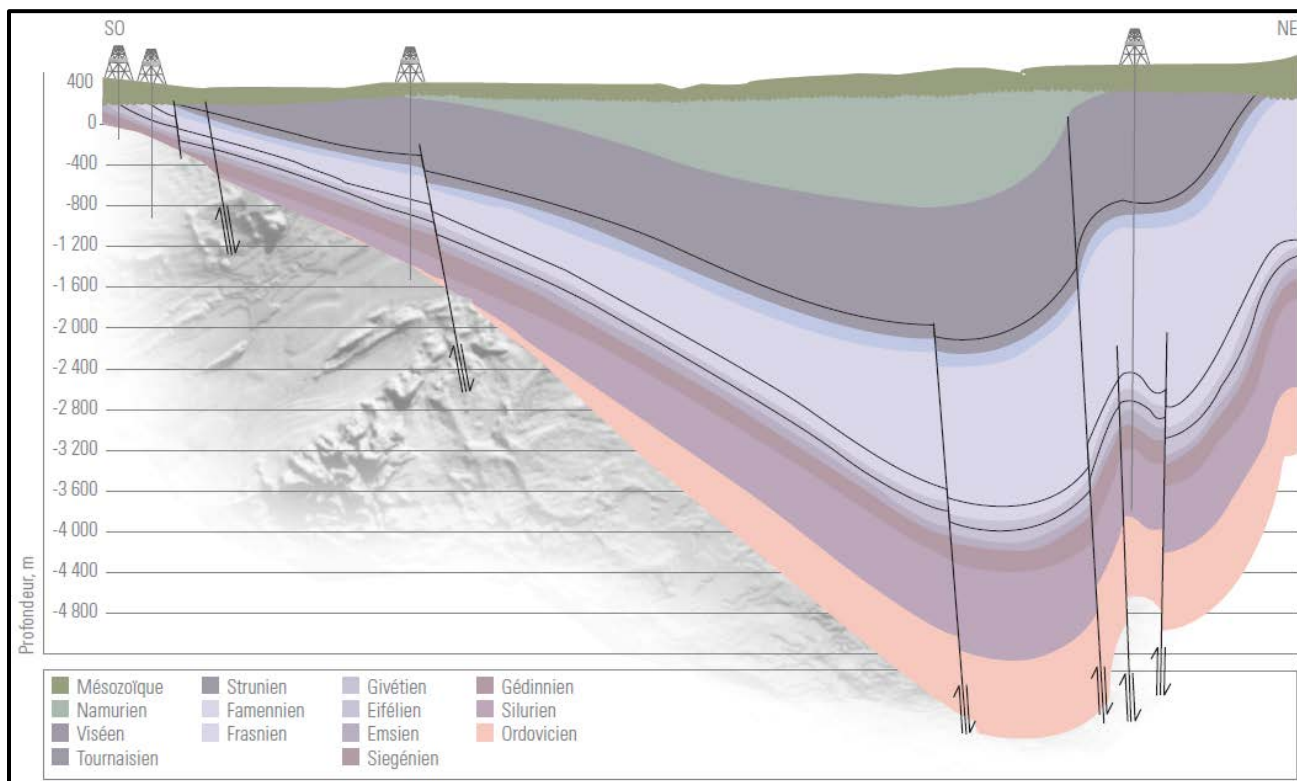


Figure I. 2 : Coupe géologique trnsversale du bassin de Reggane. (Document Sonatrach,2018).

1.3. Stratigraphie

Dans le bassin de Reggane, la couverture sédimentaire est représentée essentiellement par des sédiments détritiques du Paléozoïque. La couverture peut atteindre une puissance dépassant 6500 m. En se basant sur les données de terrain et de forage (Aliev et al., 1971; Beuf et al, 1971; Fabre, 1976; Conrad, 1984; Khennous, 1997), on distingue trois grands ensembles litho-stratigraphiques (Figure I.3) :

- ✱ Un substratum, atteint par les forages implantés dans le sud, qui est recouvert en discordance par une série plissée de l'Infra-Cambrien ;
- ✱ Une couverture sédimentaire paléozoïque importante qui dépasse 5000 d'épaisseur;
- ✱ Une couverture méso-cénozoïque très réduite.

a)Le substratum

D'âge Précambrien, il serait de même nature que celui des Eglab. Exploré sur une dizaine de mètres dans les sondages de la région de Brini et du Tanezrouft, il correspond à un socle d'âge Eburnéen représenté par des granités de différentes compositions.

Ce socle affleure dans les régions de Bou Bernous, d'Ouallène et de Tabelbala

b) L'Infra-Cambrien

Reposant en discordance sur les granités du socle, l'Infra-Cambrien du bassin de Reggane affleure dans les régions de Bou Bernous, d'Ouallène, de Bled el Mass, du Touat et de Tabelbala. Il a aussi été traversé par des sondages dans le Sud du bassin, notamment dans la région de Brini où son épaisseur atteint 550 m. Il comprend trois membres : un membre inférieur

gréso-carbonaté, un membre moyen argileux et un membre supérieur argilo-gréseux métamorphisé. Ces formations sont recoupées par des dolérites qui seraient d'âge néoprotérozoïque (Précambrien supérieur).

c) La couverture paléozoïque

La couverture paléozoïque est bien développée en allant du Cambrien au Carbonifère terminal (Namurien). Cette couverture est fréquemment recoupée par des intrusions de roches magmatiques d'âge mésozoïque sous forme de sills ou de dykes.

*** Le Cambro-Ordovicien**

Très peu connu dans cette région, le Cambrien de la zone Sud est composé de grès quartziques blancs fins compacts avec quelques passées d'argile.

On trouve aussi des passées micro-conglomératiques et des galets de quartz dans des grès moyens à grossiers blancs quartziques à la base. L'épaisseur des séries cambriennes avoisine 35 m au sud, probablement beaucoup plus au Nord.

Il a été atteint en son sommet au Nord du bassin (RG-4). Il est représenté par un ensemble inférieur et un autre supérieur.

- ★ **L'ensemble inférieur** ou « Unité III » est formé de grès quartzitiques fins à grossiers à Lingules et Tigillites avec quelques passées d'argiles. Ces dépôts sont caractéristiques d'un milieu marin peu profond à profond.

- ★ **L'ensemble supérieur** ou « Unité IV » est formé de deux termes gréseux séparés par un banc d'argile avec des passées micro-conglomératiques. Les dépôts de cette unité sont caractéristiques d'un milieu glaciaire ou glacio-marin.

★ Le Silurien

Le Silurien est constitué d'argiles noires radioactives et pyriteuses à Graptolites avec parfois la présence de bancs de calcaires et des intervalles de grès.

La puissance de cette formation argileuse augmente du Sud au Nord-Est du bassin et peut dépasser 100 m. Cette formation est connue pour avoir constitué une roche mère à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

★ Le Dévonien

On y distingue un terme inférieur, moyen et supérieur

- ★ **Le Dévonien inférieur** est caractérisé par une sédimentation qui s'est effectuée dans un milieu marin peu profond.

Il débute par une série de dépôts argilo-gréseux datée du Gédinnien. Le Siégenien, dont l'épaisseur atteint 200 m environ, comprend un membre inférieur argilo-gréseux et un membre supérieur gréseux. La partie supérieure du Siégenien est coiffée par des calcaires à Orthocères connus sous le nom de « muraille de Chine ». Ce banc de calcaire constitue un très bon repère stratigraphique dans toute la partie occidentale de la plate-forme saharienne.

Il est considéré comme la limite entre le Siégenien et l'Emsien. Ce dernier est constitué de dépôts de mer profonde et comprend une épaisse série argileuse.

- ★ **Le Dévonien moyen** comprend les dépôts marins du Couvinien-Givétien. Le Couvinien est formé d'une série argileuse et le Givétien est caractérisé par le développement de calcaires massifs à Ptéropodes. L'épaisseur du Dévonien moyen est très variable au sud, alors qu'au Nord, il est beaucoup plus constant avec une épaisseur voisine de 140 m. La limite supérieure du Dévonien moyen est régionalement représentée par un banc de calcaire sur lequel se déposent les argiles frasniennes.

- ★ **Le Dévonien supérieur** est très développé et comporte trois formations dont l'épaisseur augmente du Sud au Nord. Le Frasnien, dont l'épaisseur est comprise entre 44 et 244 m, comprend essentiellement une formation argileuse radioactive formée dans des conditions anoxiques. Il est surmonté par une épaisse formation (plus de 1200 m) argileuse datée du Famennien. Cet étage est caractérisé par l'abondance des intrusions magmatiques dont l'épaisseur varie de 17 à 202 m. Le Strunien débute par un banc gréseux de 20 m d'épaisseur. Les dépôts de cet étage sont associés à une période de régression majeure et au retour à une sédimentation qui s'est effectuée dans un milieu marin peu profond.

★ Le Carbonifère

- ★ **Durant le carbonifère inférieur** (Tournaisien et Viséen}, les conditions de sédimentation dans un milieu peu profond ont persisté avec une constance des caractéristiques lithologiques. Le Tournaisien est caractérisé par une série essentiellement gréseuse comportant deux membres : les grès de Khenig et de Tibaradine, séparés par des conglomérats ou par des lentilles d'oolithe ferrugineuse. Les grès de Tibaradine sont recouvert par un niveau de calcaire caractéristique appelé « la dalle des Iridet » et marquant le début du Viséen. Le Viséen, totalement érodé au Sud du bassin et dont l'épaisseur augmente vers le Nord où il atteint 1200 m, a été subdivisé en quatre unités lithologiques distinctes : unité A essentiellement argileuse, unité B gréseuse, unité C constituée de calcaire marneux et unité D représentée par du gypse et de l'anhydrite. Notons que le Viséen est aussi fréquemment injecté d'intrusions magmatiques sous forme de sills, surtout dans la région du Djebel Heirane (NE du Bassin).
- ★ **Les niveaux marins continuent** à la base du Carbonifère supérieur avec des dépôts de calcaire gréseux et marneux à intercalations gypseuses datés du Namurien. Puis, la mer se retire et une formation détritique se dépose, formée dans un milieu de lacs et de lagunes et datée toujours du Namurien. L'épaisseur du Namurien varie de 26 m dans le flanc Sud à 1033 m dans la partie Nord. A la fin du Carbonifère, la phase hercynienne majeure a soulevé toute la région sans exception et l'érosion associée à cette phase est très importante. Une formation supérieure débutant par endroit par un conglomérat polygénique et composée d'argilites sableuses parfois micacées est considérée par certains auteurs comme étant d'âge Stéphanien. Pour J. Conrad (1984), cette formation serait jurassique.

d) La couverture méso-cénozoïque

Dans le bassin de Reggane, la couverture méso-cénozoïque est très réduite et comprend une formation continentale d'âge Crétacé inférieur (Continental intercalaire) et une formation récente d'âge Plio-pléistocène.

- ★ **Le continental intercalaire** repose en discordance sur les terrains paléozoïques et se compose essentiellement d'argiles renfermant des éléments gréseux remaniés et des passées de sable fin à grossier avec présence de dolérites, de gypse et de lignite. Sa limite inférieure est visible en diagraphie. Lithologiquement, il est marqué par un changement de faciès très net.

- ★ Le Plio-Pléistocène est constitué d'alternances de grés argileux parfois carbonate, de sable grossier et d'argile plastique passant par endroits à des marnes. Actuellement, le bassin de Reggane est recouvert par des cordons dunaires orientés NNW-SSE de l'Erg Chech

I.4. Tectonique

En relation avec la symétrie, l'axe du bassin est globalement orienté NW- SE et longe la partie septentrionale, zone où le socle est abaissé à une profondeur supérieure à 6500 m. Le bassin de Reggane comprend quatre éléments structuraux :

- ★ la zone haute du Bled El Mass et Azzel Matti à l'Est ;
- ★ le seuil de Bou Bernons à l'ouest, le séparant du Bassin de Tindouf ;
- ★ le bourrelet Tazoult-Azrafil au NE où s'appuient et se développent toutes les structures de Reggane Nord ;
- ★ le monoclinal de Reggane au SO (Région de Tasfalout).

a) La zone haute du Bled El Mass et de l'Azzel Matti

Dans la région de Bled el Mass, seul endroit du bassin de Reggane où la série paléozoïque affleure entièrement, les formations sont intensément plissées et recoupées par des failles sub-méridiennes. Les plus importantes structures de ce secteur sont (Follot, 1952) :

- ★ l'anticlinal du djebel Aberraz, dont le flanc oriental est faille ;
- ★ l'anticlinal du djebel Tamamate, dirigé N-S sauf à sa terminaison sud où les couches tournent vers le S-O. Cette structure est affectée par plusieurs failles ;
- ★ trois autres anticlinaux de petites tailles et affectés de nombreux failles et décrochements, sont également connus dans cette région.

b) Le seuil de Bou Bernous

Très peu connu, le seuil (ou môle) de Bou Bernous sépare le bassin de Reggane de celui de Tindouf. Il correspond à une remontée du socle jusqu'à une profondeur de 2000 à 2500 m. D'après Bayer et Lesquer (1978), l'emplacement de ce môle coïncide avec le passage d'un accident important allongé NNW-SSE (accident de l'Erg Chech). Au Sud, le prolongement de cet accident correspond à la limite entre la dorsale Réguibat et le bassin de Reggane.

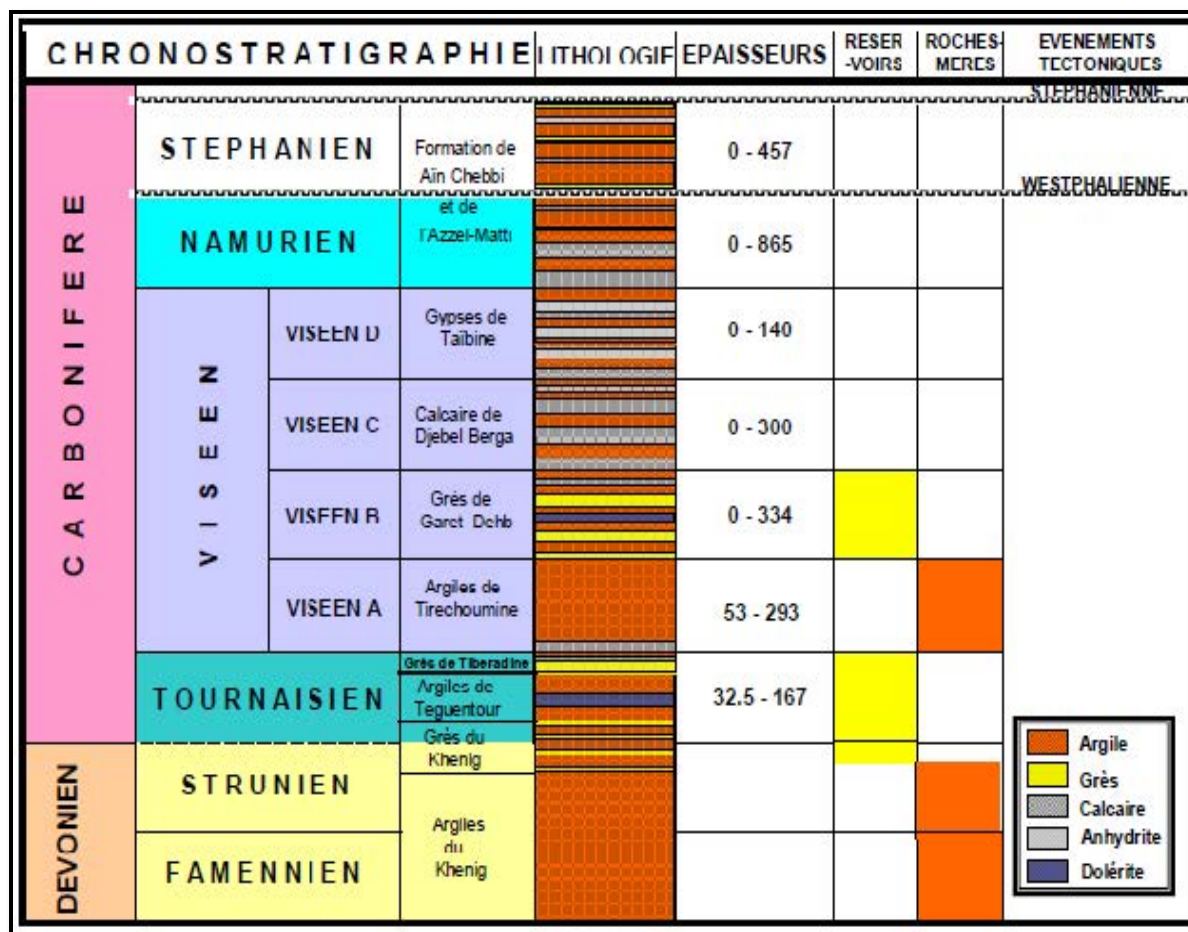


Figure I. 3: Colonne stratigraphique synthétique du bassin de Reggane (Document SONATRACH 2018))

c) Le bourrelet Tazoult-Azrafil

Le flanc Nord-Est du bassin de Reggane occupe une zone relativement étroite et adhérente aux chaînes de l'Ougarta. C'est la région la plus structurée, les sédiments paléozoïques constituent des plis importants qui s'alignent le long de l'Ougarta. Les flancs de ces plis sont étroits et asymétriques. La structure la plus importante de cette bordure du bassin est le bourrelet

Tazoult-Azrafil, qui s'étend du nord-ouest au sud-est sur 75 km. Il comprend plusieurs structures plissées (structures d'Inzegmuir, de Sali, de Reggane et d'Azrafil) et son flanc sud-ouest est affecté par une importante faille normale injectée de dolérites. De grandes failles de direction NO-SE limitent le bassin de Reggane au nord-est (Aliev et al., 1971).

d) Le monoclinal de Reggane-Sud

Le flanc sud-ouest du bassin de Reggane se présente sous forme d'un monoclinal à très faible pendage dans la direction nord-est (1° environ), compliqué par des éléments structuraux non fermés (structures

de Mouila, Mokhtar, Rezeg Allah, Replat, Silex Pointu et Pierre Perdue) et par des failles subméridiennes. Ces structures ont été mises en évidence par la sismique, la région étant recouverte par la couverture mésocénozoïque (Erg Chech-Tanezrouft) (Ghoul et al., 2000).

e) Les failles

Les failles qui affectent le bassin de Reggane peuvent être subdivisées en deux familles principales (Aliev et al., 1971):

- ★ Une famille de direction NW-SE, située le long de la bordure septentrionale du bassin.
- ★ Une autre famille de direction subméridienne, concentrée dans la partie Sud du bassin.
- ★ Il existe deux autres familles de failles de moindre importance qui s'observent :

Ce sont les failles E-W et N-E qui se conjuguent aux failles Ougartiennes de direction NW-SE.

I.5. Système pétrolier

Un système pétrolier est un système géologique qui englobe la roche mère et tout ce qui peut être en relation avec les hydrocarbures. Il inclut toutes les structures (éléments) et processus géologiques essentiels à l'accumulation d'hydrocarbures. Ces éléments et processus doivent apparaître simultanément dans le temps et dans l'espace de manière à ce que la matière organique contenue dans la roche mère soit convertie en une accumulation d'hydrocarbures.

Les éléments essentiels incluent :

- ★ Une roche mère.
- ★ Une roche réservoir.
- ★ Une roche couverture.
- ★ Un recouvrement (couverture sédimentaire)

Les deux processus majeurs sont :

- ★ Formation de piège.
- ★ Formation, migration, et accumulation d'hydrocarbures.

Aperçu sur le système pétrolier du bassin de Reggane

★ Les roches mères

Dans le bassin de Reggane, les roches mères principales sont les argiles radioactives du Silurien et celles du Dévonien supérieur (Frasnien), et à moindre degré les argiles du Dévonien moyen et du Viséen.

★ Les roches réservoirs

Dans le bassin de Reggane, il existe deux réservoirs principaux :

1) Le Cumbro-Ordovicien : Cette formation est constituée de grès quartziques moyens à grossiers mal consolidés et caractérisés par de bonnes caractéristiques pétro-physique ; porosité 10 à 20 % et perméabilité 2000 à 7000 md.

2) Le Dévonien inférieur; Il représente le principal réservoir dans la région, Il comprend :

- ★ L'Emsien : constitué par un banc de grès d'une vingtaine de mètres, considéré comme compact surtout dans le Nord du bassin (TiO-1 ; TZ-1 ; RG-3), le forage HDK-1 a révélé un Emsien productif de gaz.
- ★ Le Siégénien-Gédonien : formé par 4 barres gréseuses, avec un total de 20-50 m de grès utiles. Ses caractéristiques pétro-physique sont :
 - ★ porosité moyenne de 11 % ;
 - ★ perméabilité égale à 50 md ;
 - ★ saturation en gaz de 60-80 %

Des débits appréciables ont été enregistrés au niveau de ce réservoir avec 340 000 m³/j à RG-4 et 20 000 nT / j à TiO-2.

★ **Les roches couvertures**

Dans le bassin de Reggane, la couverture des réservoirs du Dévonien inférieur est assurée par les argiles du Dévonien moyen et supérieur, ainsi que par les argiles du Dévonien inférieur. Les argiles du Silurien sont bien développées et constituent une bonne couverture pour le réservoir ordovicien.

I.6. Les pièges

Les hydrocarbures, soumis aux sollicitations de diverses actions de pression de terrain, de déplacement des aquifères ou de différence de densité par rapport à l'eau, ont tendance à se déplacer au sein des couches perméables. Pour que le pétrole et le gaz se concentrent et forment des gisements, il faut qu'ils soient arrêtés par des barrières, réalisant ainsi des pièges. Un piège, condition indispensable de tout gisement, est une zone où le réservoir, couvert par une couche imperméable, et fermé latéralement par des terrains imperméables ou par une déformation des couches. On distingue ainsi, classiquement, des pièges stratigraphiques et des pièges structuraux.

a) Les pièges stratigraphiques

Sont constitués par une variation latérale des caractéristiques de la roche réservoir passant à des terrains imperméables ou par des phénomènes de sédimentation donnant naissance à un « biseau de sédimentation ». Dans le premier cas réalisé en particulier dans certains récifs fossiles, le réservoir est sensiblement limité aux pièges, comme dans de nombreux gisements de l'Alberta, au Canada. Dans le cas des pièges

par biseau, la concentration est l'aboutissement direct d'une migration plus ou moins longue arrêtée par la disparition de la porosité et de la perméabilité. Cette fermeture peut être provoquée par la superposition en discordance d'une couche imperméable. (*Figure I.4*)

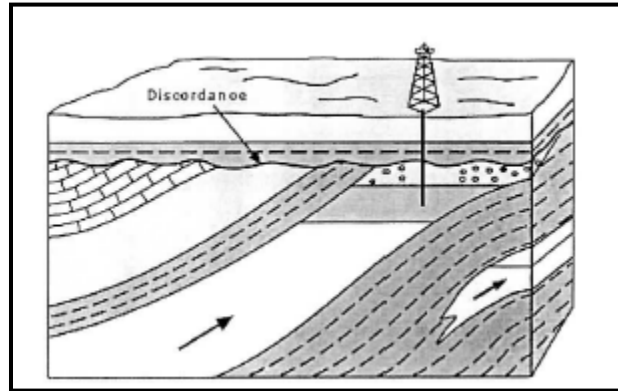


Figure I. 4 Piège stratigraphiques

b) Les pièges structuraux

Sont constitués par une déformation des couches sédimentaires, généralement postérieure aux dépôts. Les pièges par failles (figure 3.6) correspondent à des fractures brutales qui ferment une couche réservoir en la mettant directement en contact avec un terrain imperméable. (*Figure I. 5*)

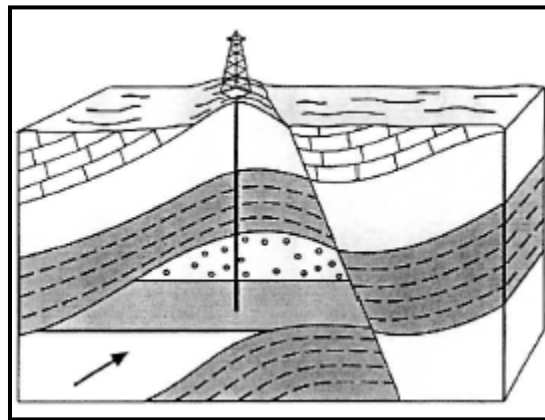


Figure I. 5 Piège par faille

c) Les pièges anticlinaux

sont les plus nombreux et les plus importants ; ils sont dus à des déformations souples des couches sédimentaires décrivant des voûtes naturelles qui permettent l'emprisonnement des hydrocarbures migrant dans les niveaux réservoirs ; (*Figure I. 6*)

d) les Pièges mixte associé à un diapir

sont souvent alignés suivant de grandes zones hautes régionales, comme on le constate au Sahara. Un certain nombre de pièges structuraux, montrant souvent des failles et les anticlinaux, sont dus à la montée de dôme de sel (**Figure I. 7.**).

La recherche constitue le premier objectif de la prospection pétrolière. Si l'existence d'un gisement implique l'association des trois conditions que l'on vient de voir (présence d'hydrocarbures, de réservoirs et de pièges) seul le troisième permet la localisation de gisement et peut être déterminé avec précision à partir de la surface.

Il importe néanmoins que les pièges soient situés dans des zones régionales favorables, au voisinage des zones de genèse des hydrocarbures ou sur le trajet de leurs migrations. On est amené ainsi à rechercher plus particulièrement les pièges formés dans des zones de changements de faciès où peuvent coexister à faible distance des milieux favorables à la genèse des hydrocarbures, et d'autres favorables aux dépôts des roches-réservoirs. Ce sont ces zones, géologiquement différenciées, qui constituent ce qu'on appelle les provinces pétrolières.

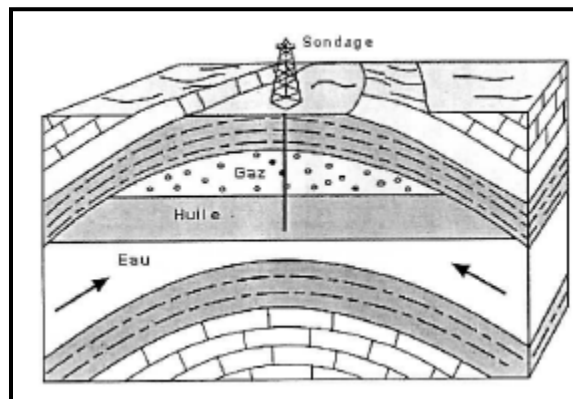


Figure I. 6: Piège anticlinal

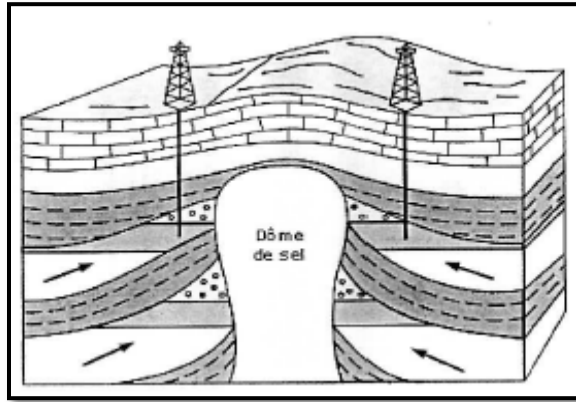


Figure I. 7 Piège mixte associé à un diapir

I .7.Conclusion

Le bassin de Reggane a fait l'objet de travaux de géologie, d'acquisitions géophysiques (gravimétrie, magnétisme et sismique) et d'implantations de forage qui ont permis de valoriser le potentiel pétrolier de cette région par le biais de découvertes telles que Djebel Heirane, Azrafil, Kahlouche et Hassi M'dakane enregistrées au niveau des réservoirs ordoviciens, dévoniens et carbonifères.

LES RESULTAT DE CETTE ETUDE C'est le bassin de reggan est une bassin de oil plus que de gaz il ya tous les type de piège dans cette coupe géologique sauf le piège mixte associé à un diapir il ya un réservoir de hydrocarbure dans 2400 et 3200 m par un piège anticlinal dans le puits TEH-1sur N-E

Chapitre II : Acquisition et traitement des données sismiques

II.1 Acquisition des données:

II.1.1 Introduction :

Le but d'une acquisition sismique est la collecte des données sur terrain. Cette acquisition est faite à l'aide d'un système formé :

- ✱ D'un dispositif d'émission (source)
- ✱ D'un dispositif de réception (géophone)
- ✱ D'un matériel d'enregistrement (labo)

II.1.2 Appareillage d'acquisition sismique:

- ✱ La source :

Il existe plusieurs types de source. Les plus utilisées sont :

- ✱ La dynamite : génèrent des impulsions très Courtes dans le temps mais très énergétiques et qui sont très bien approximées par des ondelettes à phase minimale.
- ✱ Le vibroseis : génèrent des signaux à phase nulle appelé Sweep. Dans notre étude la source utilisée est le vibroseis.
- ✱ Le récepteur : La détection d'une onde sismique se fait à l'aide d'un capteur appelé géophone.
- ✱ L'enregistrement :
- ✱ L'enregistrement des signaux sismiques se fait à l'aide d'un camion laboratoire qui est considéré comme le cerveau de l'opération d'acquisition et qui assure :
- ✱ La vérification des dispositifs ainsi que les vibrateurs par radio.
- ✱ L'envoi du sweep référence au vibrateur et l'enregistrement de la réponse du sous-sol sur des bandes magnétiques.

II.1.3 Opérations préliminaires sur terrain :

a. Tirs de bruit :

Avant de commencer toute prospection sismique dans une région, des tirs sont effectués en plaçant des géophones suivant une géométrie arbitraire afin de détecter les bruits existant dans cette région. Il existe deux types de bruits :

- ✱ Les bruits organisés: ce sont les bruits dont il est possible de déterminer les caractéristiques physiques. Il existe plusieurs types :
- ✱ L'onde aérienne.
- ✱ Les ondes de surfaces (onde de RAYLEIGH, onde de LOVE).
- ✱ Les ondes réfractées

- ✱ Les réflexions multiples.
- ✱ Les bruits aléatoires : en plus des signaux utiles les géophones peuvent enregistrer l'effet de certains phénomènes :
- ✱ Les bruits naturels.
- ✱ Les bruits d'appareillage

b. Tirs de comparaison :

Les tirs de comparaisons sont effectués avec différentes combinaisons de nappes géophones et nappes de tirs, puis on choisira le dispositif qui aura donné le meilleur enregistrement.

II.1.4 Acquisition des données sismiques 3D :

La sismique 3D a plusieurs avantages par rapport au sismique classique pour arriver à cette élaboration du modèle, elle représente le développement le plus remarquable en exploration géophysique durant ces dernières années. Elle permet une acquisition précise et quasi-totale de toutes les objectives géophysiques et géologiques d'une région d'étude. Ainsi elle intervient pour surmonter certaines indéterminations rencontrées par la sismique 2D(fig6) ; telles que :

- ✱ La densité d'information : En trouvant un énorme potentiel d'information en sismique 3D, parce que nous disposons d'un échantillonnage spatial de mesure plus dense et plus régulière qu'en sismique 2D où l'information est recueillie suivant la direction des profils qui sont considérés par rapport à un plan vertical traversant les structures.
- ✱ La mauvaise estimation des pendages des couches et les failles à faible rejet.
- ✱ Les diffractions provenant de la direction verticale aux profils et qui représente un bruit qu'il faudrait supprimer.

Pour pallier à ces inconvénients, on a introduit cette nouvelle technique dite « sismique 3D », dont les objectifs sont :

- ✱ L'augmentation considérable du pouvoir de résolution spatiale,
- ✱ L'aptitude à définir des structures complexes ou détecter celle de petites dimensions,
- ✱ La diminution du nombre de puits secs,
- ✱ L'intégration des paramètres pétro-physiques (l'utilisation des attributs sismiques 3D intégré avec les données de puits),
- ✱ Le Développement et l'estimation du champ : Les contours structuraux d'un champ d'hydrocarbures sont plus faciles à identifier par les données 3D que par des données 2D.

II.1.4 .1 Les permis d'acquisition des campagnes utilisées :

Dans notre étude, nous avons utilisé la campagne sismique 2D : 10 ELO composée de 31 profils sismiques, et la campagne sismique 2D 98BR composé de 26 profils sismiques et un cube sismique 3D ELO-MERGE-EXT.

- ✱ Paramètres d'acquisition de permis 10ELO :

A. Paramètres d'émission:

Le dispositif de 10ELO est représenté comme suit :

- ✱ Source d'énergie: Vibroseis.
- ✱ Inter tir : 25 M.
- ✱ Nombre de vibroseis: 4 vibroseis en ligne.
- ✱ La durée de sweep: 12 secondes.
- ✱ Pas d'échantillonnage: 2 ms.
- ✱ Fréquence de sweep: 8-80 Hz.
- ✱ Inter vibroseis:18,75 m.

Longueur du dispositif d'émission: 56,25 m.

B. paramètres de réception:

Chaque trace est représentée par un ensemble de géophone assemblés suivant les caractéristiques suivantes :

- ✱ Inter trace: 25M.
- ✱ Rectangle de 2 rangées.
- ✱ 12 géophones par rangée.
- ✱ Distance entre géophone : 2,08 m.
- ✱ Distance entre 2 traces: 22,88 m.
- ✱ Distance entre 2 lignes:10 m.

II.1.5 Définition de principaux termes utilisés en sismique 3D :

On doit définir quelques termes les plus utilisés en sismique 3D pour faciliter la compréhension de cette technique.

- ✱ Source line (SL) : C'est la ligne sur laquelle sont placées les sources.
- ✱ Receiver line (RL) : C'est la ligne sur laquelle sont placées les géophones(ligne de réception).
- ✱ Inline: la direction parallèle aux lignes de réceptions.
- ✱ Cross line : la direction orthogonale (x-line) à la ligne de réception.

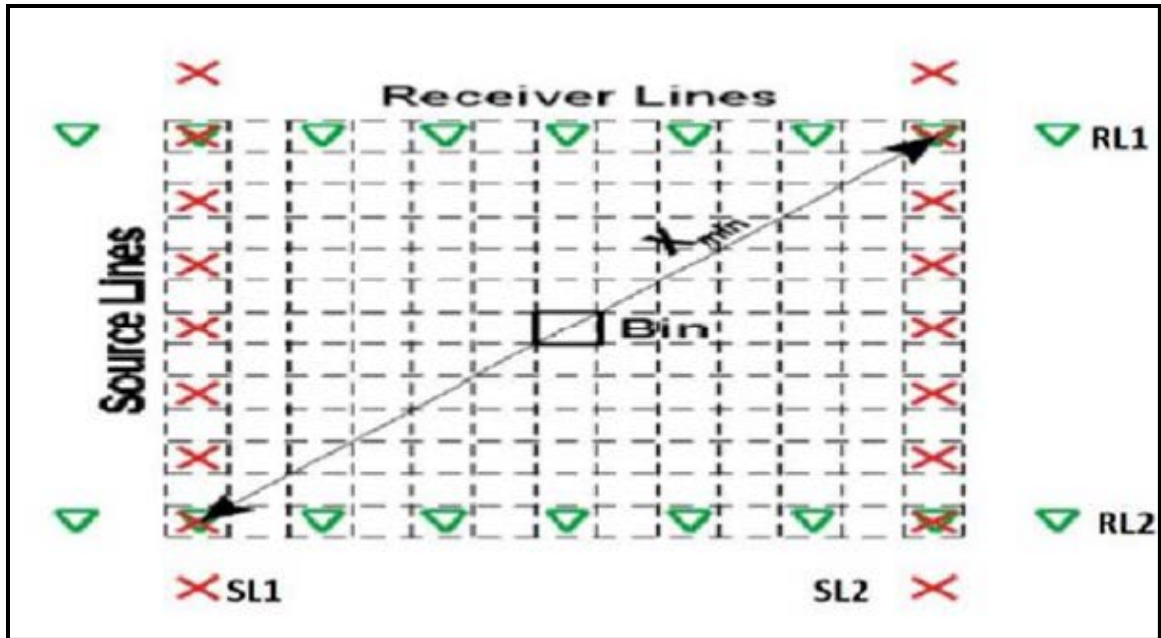


Figure II. 8: Box dans un dispositif swathshooting.

- * Box : c'est une maille élémentaire d'une grille 3D résultant de l'intersection entre deux lignes consécutives d'émission et deux lignes de réception. Elle est utilisée pour la définition de la plus grande valeur de l'offset minimal X_{min} .
- * Template : c'est un bloc élémentaire qui est constitué de plusieurs lignes de réceptions et d'un ensemble de points de tir associés.
- * Salvo : c'est un ensemble de points sources dans une séquence de tir effectuée dans une Template.
- * Patch : c'est la nappe de réception active pour un point de tir donné.
- * Offset : distance entre un point de tir et un point de réception. En 3D on distingue deux types d'offsets :
 - * Offset minimal (X_{min}) : plus grand offset minimum dans un box, il est égal à la diagonale du box.
 - * Offset maximal (X_{max}) : distance entre le point de tir et le dernier récepteur dans un Template.
- * Azimut : l'angle formé par la ligne passant par le couple (émetteur – récepteur) et la ligne de pendage (ligne de la plus grande pente).
- * Bin : volume élémentaire qui regroupe l'information du sous-sol pour une position de surface donnée, il se caractérise par une longueur, une largeur et une profondeur (Fig.6).
- * Fold taper : zone d'extension qui il faut ajouter à la zone d'intérêt pour assurer la couverture demandée (désirée) de la zone à explorer.

II.1.6 Différents types de profilages :

Ces techniques d'acquisition, sont des variantes de deux classes principales portant les noms de :

- profilage parallèle ou inline-profiling (Figure II.2).
- profilage croisé ou cross-profiling (Figure II.3).

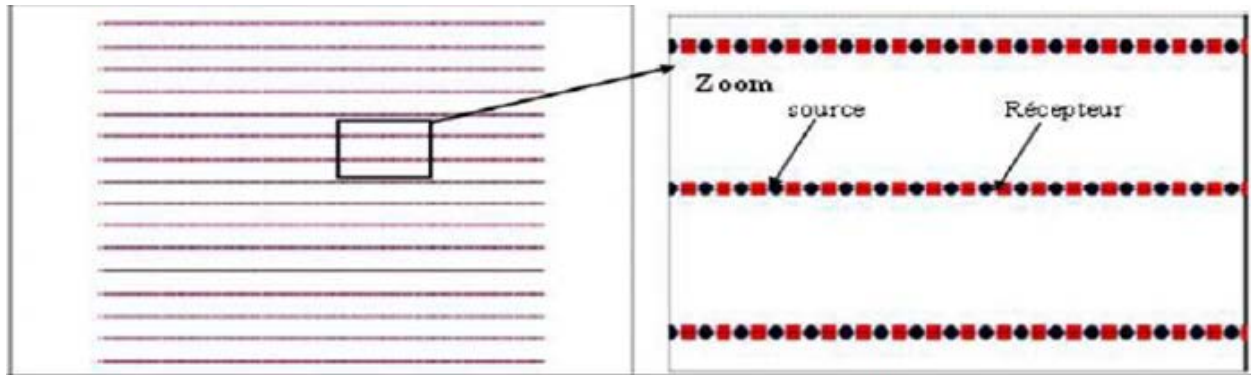


Figure II. 9: profilage parallèle

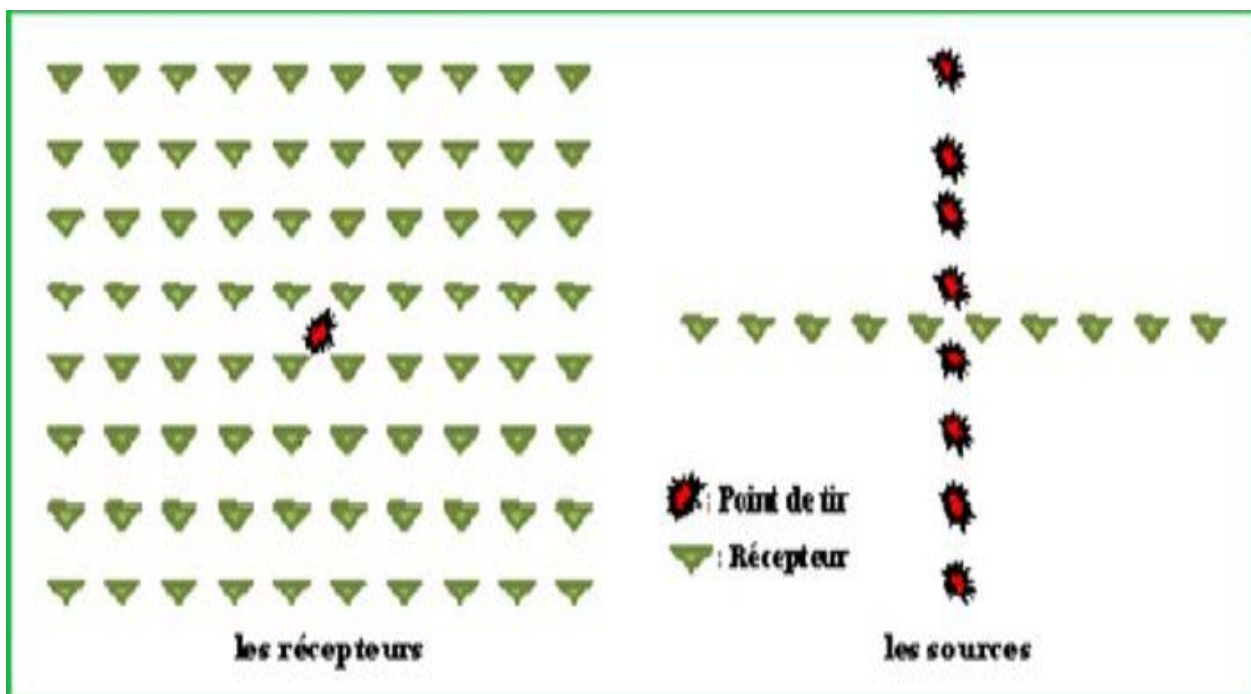


Figure II. 10: Profilage croisé

II.1.7-La couverture multiple :

Le principe consiste à enregistrer plusieurs fois un même point miroir à l'aide de points de tir et de traces différentes (Figure II.4), le but de l'application de la couverture est de renforcer le signal reçu en phase par l'addition tel que :

$$\Delta L = S/2C \text{ Où :}$$

ΔL : pas de déplacement de dispo

S : nombre de trace.

C : ordre de couverture

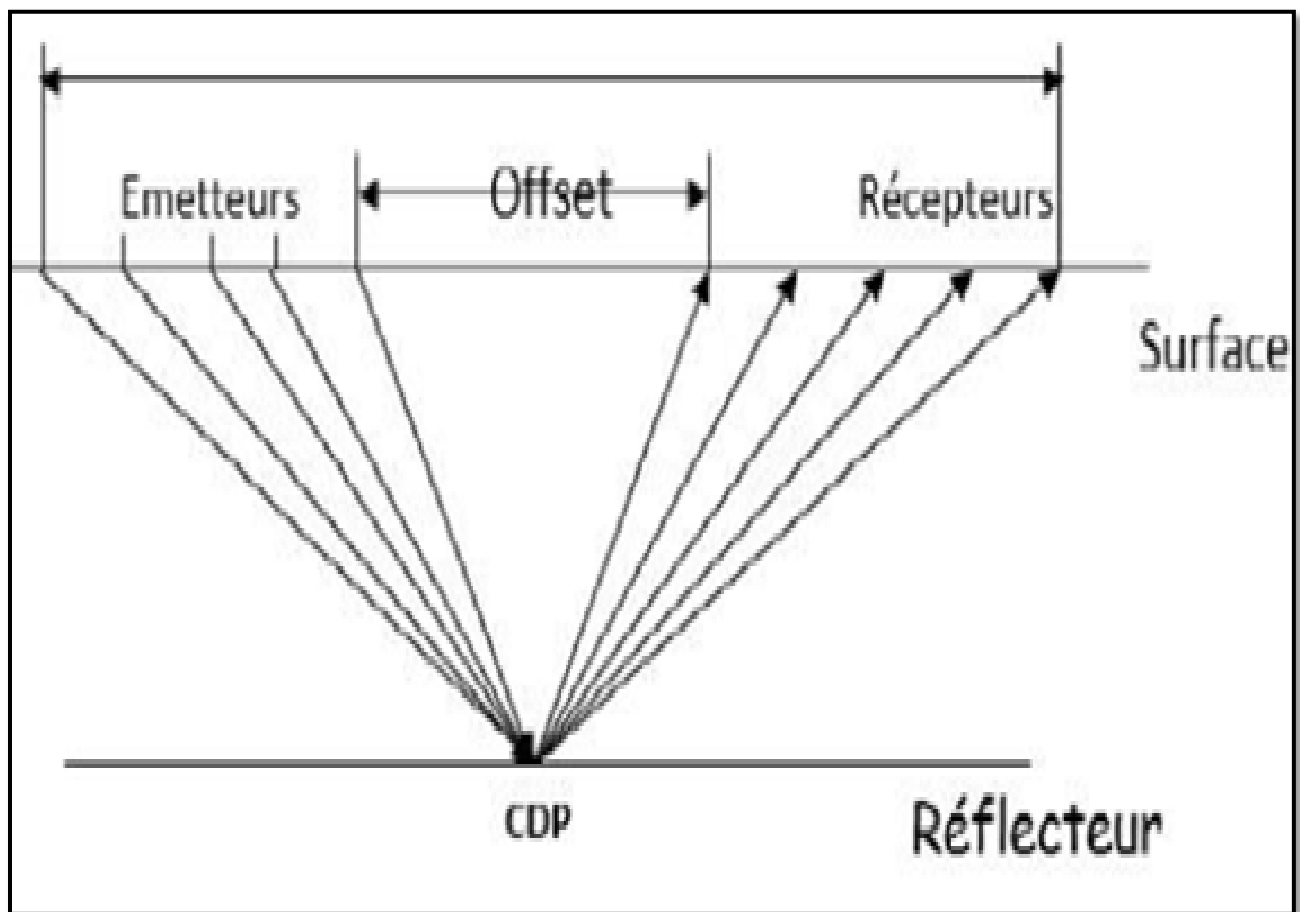


Figure II. 11: Principe de la couverture multiple.

II.1.8.Paramètres d'acquisition

Les paramètres d'acquisition des campagnes sismiques utilisées sont résumés dans le tableau suivant :

Etude	1982 ELT	1983 ELT	1994 ELT	2004 EAT
Nombre de profils utilisés	10	9	8	25
Longueur des profils utilisés (Km)	270	264	254	680
Couverture	2400%	2400%	9600%	8000%
Source	Dynamite	Dynamite	Dynamite	VIBRO
Distance entre point tir (m)	120	120	60	75
Distance entre trace (m)	60	60	30	40
Offset	0-120m-2940m 0-180m-3000m 0-300m-3120m	0-600m-3420m	0-165m-5730m 0-45m-5775m	0-45m-4815m
Bande de fréquence (Hz)	/	/	/	06-80
Longueur d'enregistrement	6	6	6	4
DP sismique	100	100	150	200
Vitesse de comblement (m/s)	2000	2000	2000	2000

Tableau II. 1Paramètres d'acquisition des campagnes sismiques utilisées

II.2. TRAITEMENT DES DONNEES SISMIQUES

Avant de parvenir à l'étape d'interprétation des données sismiques, il sera indispensable d'exécuter divers traitements en vue de donner aux signaux sismiques utiles enregistrés un maximum de finesse afin de permettre de bien différencier les différents réflecteurs d'une série géologique. L'étape « traitement » s'effectue en plusieurs phases et consiste en général à éliminer les ondes sismiques parasites (bruits) c'est-à-dire les événements nuisibles et à améliorer le pouvoir de résolution. Dans le cas de la prospection sismique réflexion, seules les réflexions primaires sont considérées utiles, et comme bruits le reste de l'information qui compose une trace sismique. La représentation des variations de ces signaux sismiques réfléchis en fonction du temps après traitement en un point de mesure constitue la trace sismique. La mise côte à côte de toutes les traces sismiques ayant subi un traitement adéquat donne un profil sismique (section sismique) c'est-à-dire une image – temps ou coupe en temps. La finalité du traitement étant de représenter les données sismiques sous forme de sections sismiques montrant l'agencement des réflecteurs le long des profils sismiques. Ces sections fournissent alors une image structurale de la sub-surface sur laquelle le sismicien peut localiser les différents événements : anticlinaux, failles, dômes de sel, discordance, etc... Avant d'entamer tout traitement d'une étude. Il est nécessaire de recevoir un dossier terrain. Celui-ci est composé de documents terrain provenant des missions sismiques à destination des centres de traitement. [Benhama, 2011].

II.2.1 Exemple de séquence de traitement :

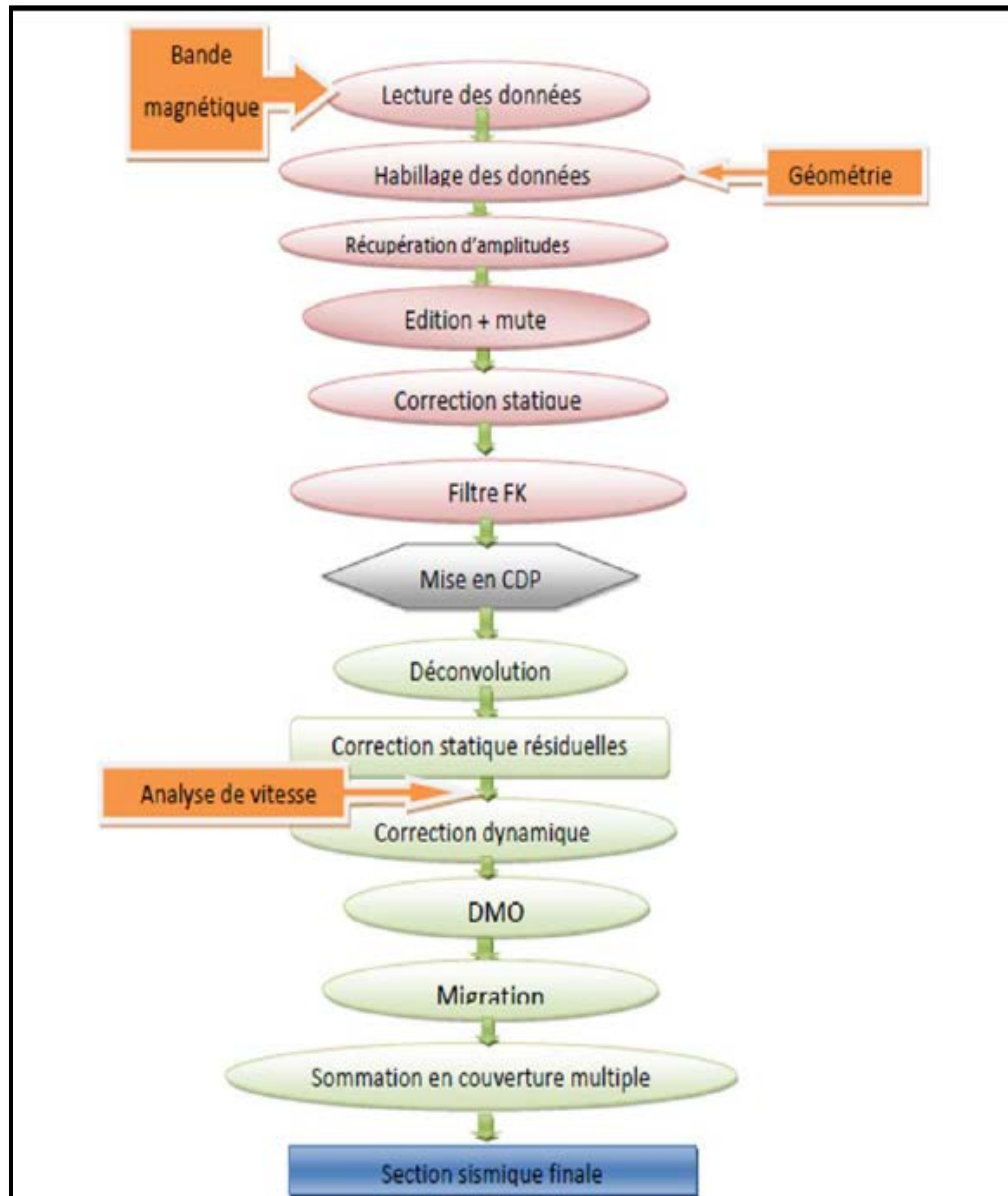


Figure II. 12: Résumé des Séquence de traitement

II.2.2 Les étapes de séquence de traitement d'un profil sismique :

On désigne par séquence de traitement (Figure II.6), un enchainement de traitements, qui permet d'obtenir à partir des bandes magnétiques terrain des documents définitifs interprétables appelés section finale (Figure II.14). D'après le schéma précédant, on a plusieurs étapes à effectuer qu'on verra par la suite :

1-La lecture des données sismiques :

Après l'acquisition des données sismiques, l'enregistrement du terrain (l'information sismique) est inscrit sous forme numérique sur des bandes magnétiques en fonction du format d'enregistrement. Il existe plusieurs formats d'enregistrement : format SEGA, SEGB, SEGC, SEGD, SEG Y. Avant l'arrivée de la bande au niveau du centre de calcul, elle se passe par deux traitements élémentaires sont :

a-démultiplexage : réarrangement des échantillons sur la bande magnétique. Avant cette opération, il y a une autre opération a été effectuée, c'est le multiplexage. La bande numérique multiplexée est celle qui comprendra les valeurs de toutes les traces du dispositif pour des temps successifs. Donc, on réalise une opération de démultiplexage pour obtenir la valeur de chaque trace en fonction du temps. On consiste à sélectionner et grouper toutes les valeurs de chaque trace. La bande démultiplexée présentant l'enregistrement de la suite des traces telles qu'elles sont disposées sur le terrain sous forme de courbes échantillonnées (Benhama, 2015)

★ Bande terrain multiplexée :

Header Bloc	1 er échant trace 1	1 er échant trace 2		1 er échant trace P		Nème échant trace 1	Nème échant trace 2		Nème échant trace P
----------------	---------------------------	------------------------------	------	---------------------------	------	---------------------------	---------------------------	------	---------------------------

Tableau II.2. Bande terrain multiplexée

★ Bande démultiplexée :

Header Bloc	1 er échant trace 1	2 ème échant trace 1		N ème échant trace 1		1 er échant trace P	2ème échant trace P		Nème échant trace P
----------------	---------------------------	----------------------------	------	----------------------------	------	---------------------------	---------------------------	------	---------------------------

Tableau II.3. Bande démultiplexée :

b- La récupération du gain sur le terrain :

Cette opération a été faite à la région d'étude, la bande magnétique qui s'arrive au centre de traitement est déjà préparée, son principe est de compenser le gain appliqué à l'enregistrement.

2-L'habillage des données sismique :

Dans cette étape du traitement, on fait l'application de la géométrie ; c'est-à-dire on donne à chaque trace d'enregistrement son offset (la distance entre la trace et la source), ces coordonnées(x, y, z) et le nombre

de CDP (commun dipth point). On trouve ces données dans la géométrie qui se fait au niveau de la région d'étude, elles s'arrivent au centre de calcule dans des fichiers SPS.

3-La récupération des amplitudes :

L'amplitude du signal sismique varie considérablement au cours de l'enregistrement. Son atténuation est due à plusieurs facteurs.

a-divergence sphérique :

Diminution de l'intensité d'une onde sismique (Figure II.6), autrement dit, diminution de l'énergie par unité de la surface du front d'onde.

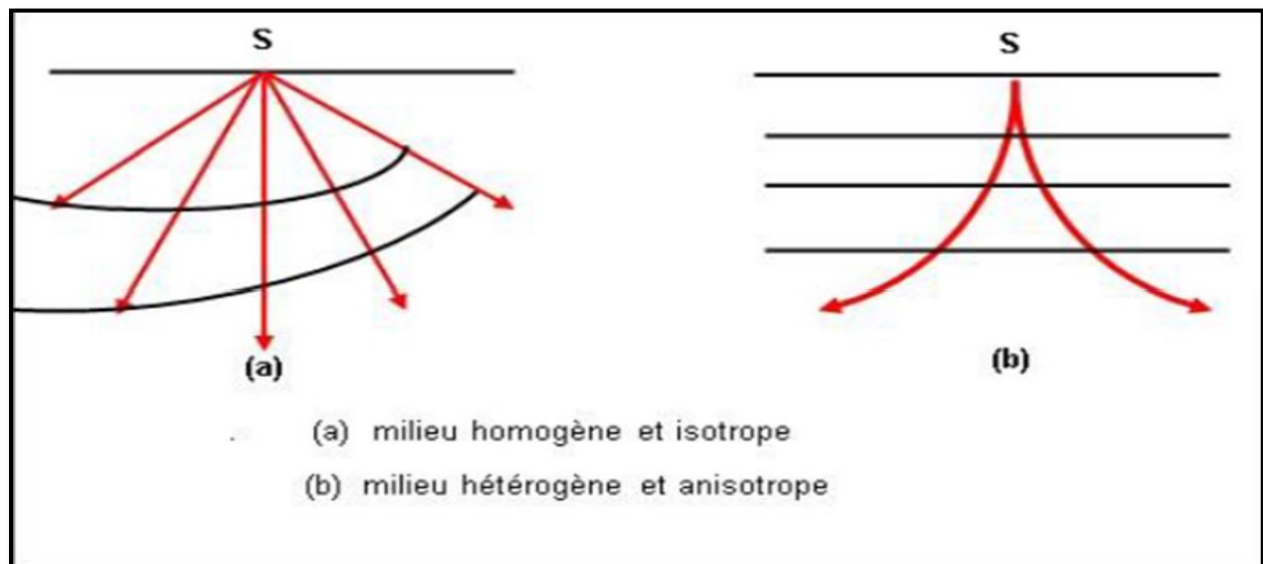


Figure II. 13: Forme des rayons sismiques (Sismique de Puits livre)

b - L'absorption :

L'absorption est un phénomène physique naturel subit par les ondes sismiques au cours de leurs trajets qui a pour effet une diminution de l'énergie de ce signal (Figure II.7), modifiant sa forme. C'est une transformation irréversible d'une partie de l'énergie sismique en chaleur. La couche altérée constitue le milieu le plus absorbant, et chaque couche géologique ayant son propre coefficient d'absorption α . Si $\alpha=0$, pas d'absorption dans la couche.

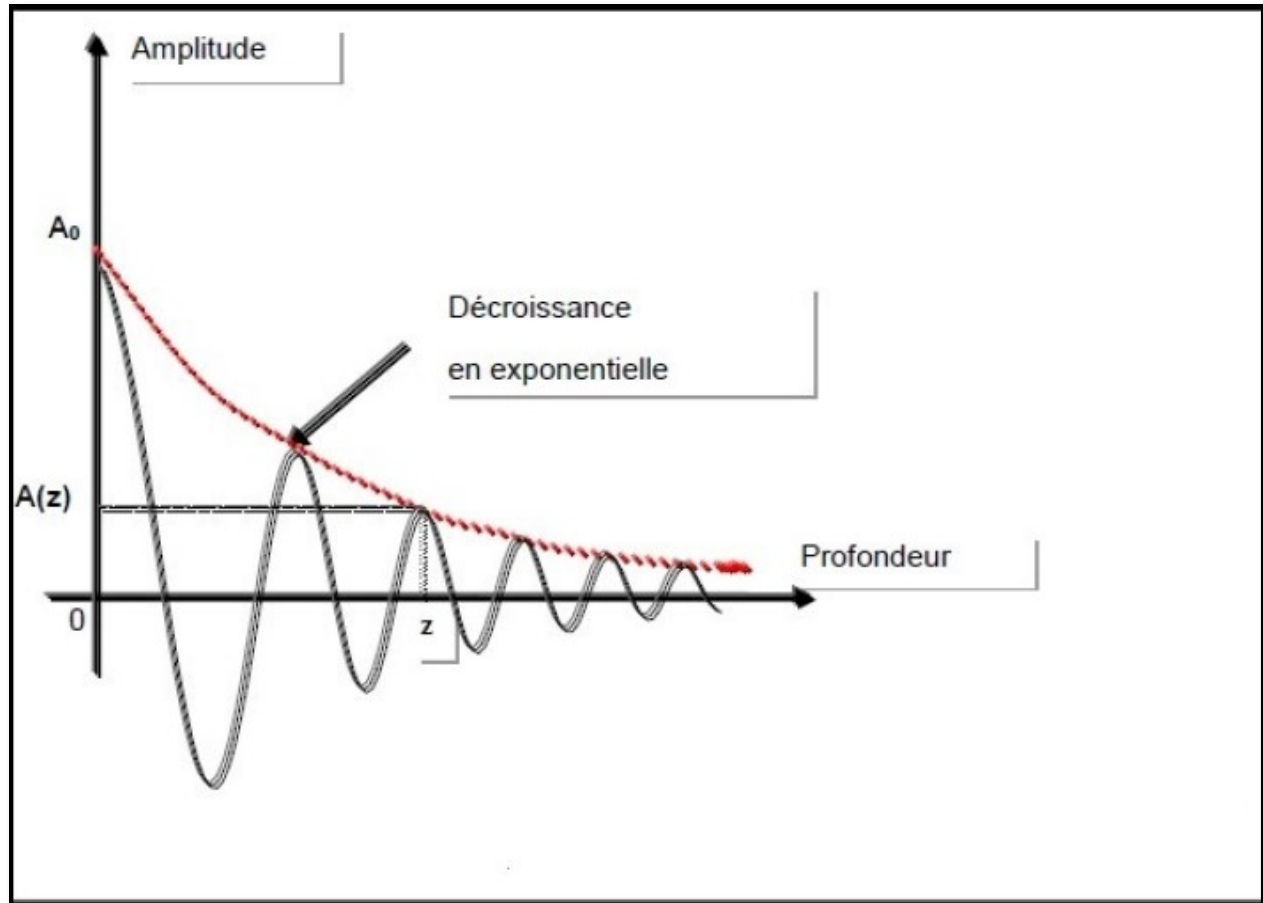


Figure II. 14: Atténuation d'une onde par un milieu absorbant. (Sismique de Puits livre)

C -La transmission :

La transmission de l'onde sismique au niveau d'une interface provoque une perte d'énergie. Si on considère une réflexion à incidence normale sur un réflecteur donné, l'amplitude de l'onde réfléchie arrivant en surface est donnée par la formule suivante :

$$A_n = A_0 \prod_{i=1}^{n-1} (1 - R^2)$$

Où :

A_0 : amplitude de l'onde initiale.

$R (i=1, n)$: coefficient de réflexion au niveau de l'interface.

4-EDITION :

L'édition permet l'élimination des enregistrements et des traces de mauvaise qualité et le changement de polarité des signaux inversés. L'édition est très nécessaire avant d'effectuer la sommation, car si on additionne sans l'élimination de ces traces, on obtient un mauvais rapport signal sur bruit (S/B). De plus, on peut utiliser le mute qui consiste en la suppression du signal par la mise à zéro des échantillons qui ont un mauvais rapport signal sur bruit.

5-Généralités sur les Corrections statiques :

En sismique réflexion terrestre, et dans la théorie, on suppose que le dispositif sismique soit effectué sur une surface plane, et l'onde se propage dans un terrain homogène et isotrope, mais en réalité ce dispositif se positionne sur des élévations variées, et l'onde se propage dans une première couche WZ (zone altérée) qui est hétérogène et non isotrope. Donc, on a l'enregistrement sismique qui contient des traces décalées qu'il faut les corriger par des délais de temps appropriés afin de simuler le positionnement de dispositif (source, récepteur) à une même élévation (datum plane DP). Généralement, le choix de ce dernier doit être proche de la surface (Figure II.8). La correction statique est une valeur en temps, qu'on doit ajouter ou retrancher au temps total enregistrée. (Djeddi Mabrouk)

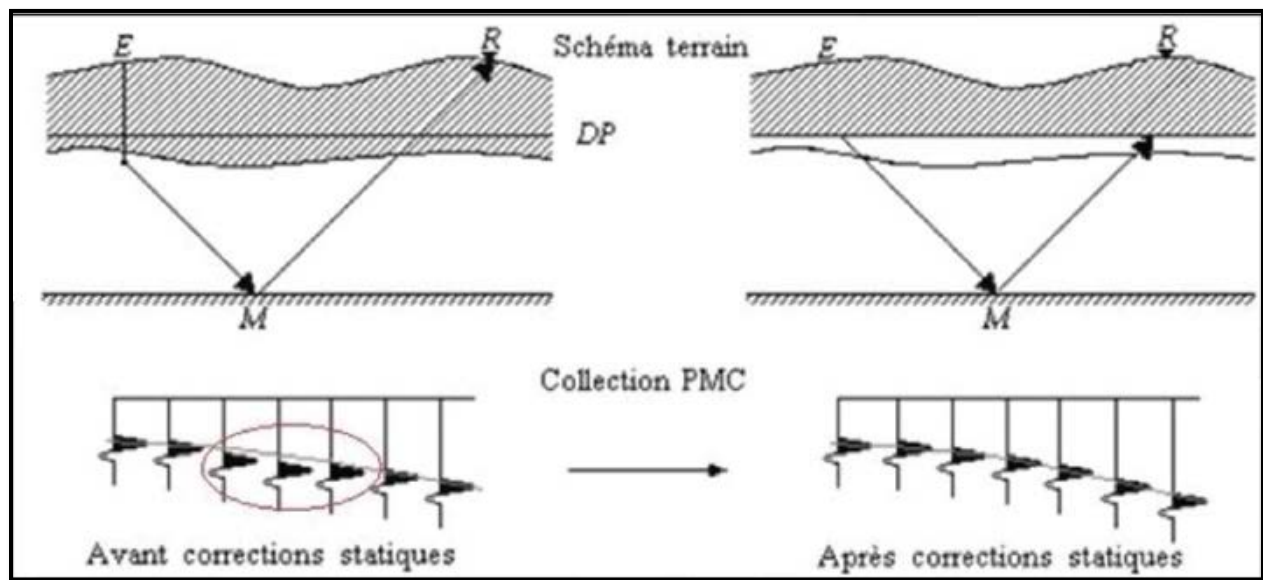


Figure II. 15: Principe des corrections statiques

Pour obtenir ces corrections statiques, il est nécessaire de connaître :

L'altitude de point de tir et récepteur.

- * Epaisseur de la zone altérée.
- * Vitesse de la zone altérée.

- ✱ Altitude du plan de référence DP.
- ✱ Vitesse de comblement.

Le plan de référence DP peut être choisi de trois façons différentes :

- ✱ sous la zone altérée.
- ✱ dans la zone altérée.
- ✱ au-dessus de la zone.

5-1-L'effet de la zone altérée :

La zone altérée ayant un rôle d'un filtre coupe haut. Elle absorbe fortement l'énergie sismique et décale le temps des trajets sismiques, et elle brise fortement les rayons sismiques de sorte que leurs trajets dans la couche altérée sont à peu près verticaux.

5-2 -Influence de la correction statique sur les signaux :

Après application des corrections statiques, les signaux sont alignés suivant l'indicatrice théorique. Mais souvent, cette première opération n'est qu'approchée en raison des incertitudes qui affectent les paramètres et des approximations faites, il reste donc une fluctuation résiduelle nocive pour la qualité des résultats qui nécessite l'application de corrections statiques résiduelles obtenues en corrélant les traces entre elles.

6-Le filtre FK :

On désigne par F : la fréquence. Et par K : Le nombre d'ondes.

Il permet d'atténuer plusieurs événements organisés tel le ground-roll, les multiples et enlève l'effet des corrections dynamique. Afin que le filtrage dans le domaine (F, K) soit efficace et justifié, on doit prendre comme considération quelques nombre de mesures et certaines conditions doivent être vérifiées :

- ✱ Il faut veiller à ce que les distances soient bien respectées sur le terrain.
- ✱ L'éventail contenant les réflexions ne doit pas être trop ouvert. Il ne doit pas contenir à la fois des réflexions à pendage nul et à pendage fort. Auquel cas on est contraint de sacrifier certaines de ces réflexions. L'événement organisé que l'on cherche à conserver ou à enlever doit être bien cohérent dans le domaine (t, x) pour être concentré dans le domaine (f, k) .

7-La mise en CDP :

La mise en collection CDP est une technique industrielle basé essentiellement sur la géométrie des rayons sismiques et a pour effet l'amélioration du rapport signal sur bruit, les traces sismiques relatives au même point miroir seront corrigées (NMO, CS) puis sommées pour donner une trace de meilleure qualité (bruits aléatoires atténués, signal utile amélioré).

8-Analyse de vitesse :

Le principe des analyses de vitesses est de rechercher l'équation de l'hyperbole qui passe, au mieux à travers les signaux correspondant à une réflexion (primaire ou multiple) En faisant varier la vitesse V pour un T_0 donné, on obtient plusieurs équations d'hyperboles et en faisant l'addition (ou corrélation) des traces, la vitesse de correction est celle qui donne la meilleure corrélation (ou bien une amplitude maximale). La vitesse d'addition choisie est celle qui optimise l'amplitude de la trace somme (après correction dynamique) (Figure II.9)

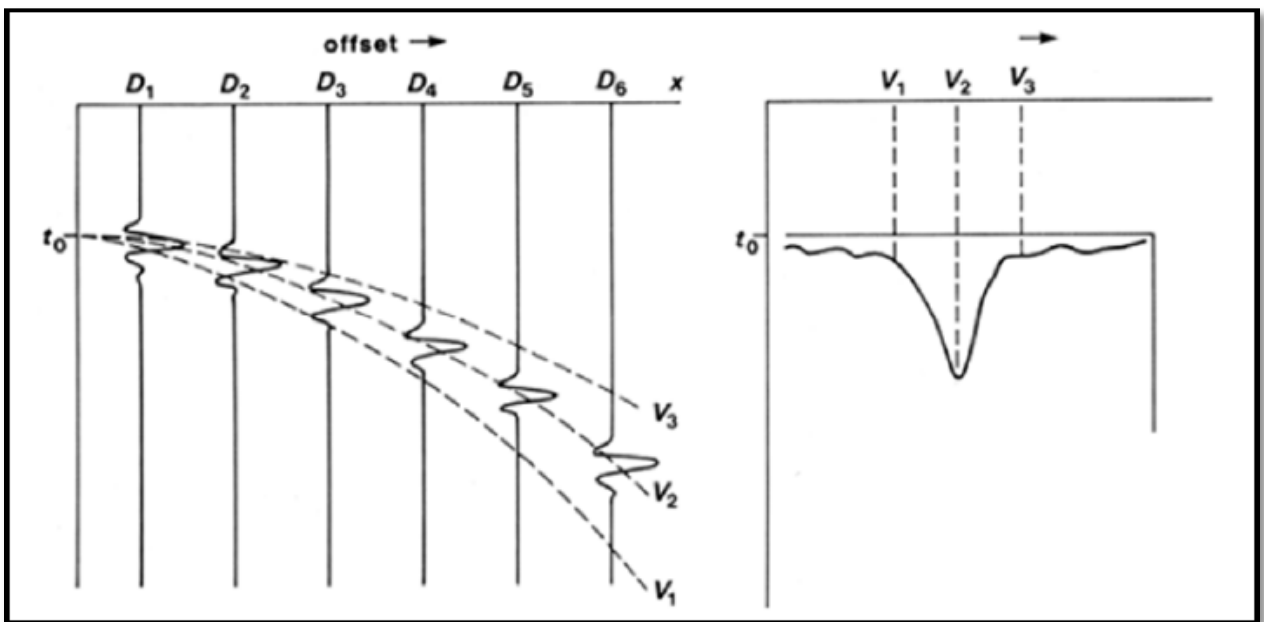


Figure II. 16: Détermination de la vitesse optimale

Les vitesses en sismique :

En interprétation sismique réflexion, la connaissance des vitesses est très importante, et cela dans le but de réaliser des cartes en isobathes, des coupes géologiques, d'estimer les épaisseurs des formations géologiques, ... etc.

Parmi les vitesses existantes en sismique nous citons :

★ La vitesse instantanée (V_i) :

Elle correspond à la vitesse de propagation de l'onde dans une couche infiniment mince d'épaisseur. Théoriquement elle est donnée par la formule suivante :

$$V_i = \frac{dz}{dt}$$

★ La vitesse d'intervalle (V_{int}) :

Appelée aussi vitesse de tranche. Elle correspond à la vitesse des ondes dans une tranche donnée. Si on considère une couche d'épaisseur ΔZ située entre les temps T_1 et T_2 , la vitesse d'intervalle s'écrit :

$$V_{int} = \frac{\Delta z}{\Delta t} = \frac{z_2 - z_1}{T_2 - T_1}$$

★ la vitesse moyenne (V_M) :

La vitesse moyenne à la profondeur z pour une onde qui se propage verticalement entre les instants 0 et T , est la moyenne temporelle de la vitesse instantanée V_i (mesurée dans les forages par les diagraphies acoustiques).

Elle s'exprime par la relation : $V_M = \frac{\sum_{i=1}^n V_i T_i}{\sum_{i=1}^n T_i}$

Où :

V_i est la vitesse instantanée.

t_i est le temps de trajet vertical de l'onde sismique

Elle est utilisée généralement, pour la conversion des cartes en isochrones en cartes en isobathes.

★ La vitesse quadratique moyenne (V_{rms}) :

Elle est égale à la racine carrée de la moyenne temporelle du carré de la vitesse instantanée, théoriquement elle est définie par :

$$V_{rms} = \left[\frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 T_i}{\sum_{i=1}^n T_i} \right]^{1/2}$$

La vitesse V_{rms} est utilisée pour le calcul de la vitesse d'intervalle, connue sous le nom de la formule de Dix : $V_t = V_{1-2} = [(V_2^2_{rms} t_2 - V_1^2_{rms} t_1)]^{1/2}$

Où :

V_{1rms} = vitesse quadratique moyenne lue au temps t_1 .

V_{2rms} = vitesse quadratique moyenne lue au temps t_2 .

V_t = vitesse de la tranche de terrain comprise entre les temps t_1 et t_2 .

★ La vitesse d'addition (V_{ad}) :

Appelée aussi, vitesse de stack ou de sommation ; elle est tirée des analyses de vitesses. Elle donne la véritable valeur de ΔT (correction dynamique), mais ne peut être mise en équation. Elle est liée aux trajectoires sismiques. C'est une approximation de la vitesse quadratique moyenne (V_{rms}), dans le cas d'un sous-sol constitué de couches horizontales et à lithologie peu variable.

- Pour une stratification horizontale de miroir, elle s'écrit : $V_{ad} = V_{rms}$.

- Pour des miroirs inclinés et parallèles, elle s'écrit : $V_{ad} = V_{rms} / \cos \alpha$, où α est le pendage des miroirs de la subsurface.

Dans tous les cas, on a la relation suivante : $V_{ad} > V_{rms} > V_M$.

9-La correction dynamique :(normal move out).

C'est une correction qui a pour but d'enlever l'effet d'obliquité, autrement dit ; elle est destinée à aligner les réflexions avant de les sommer. Cette étape consiste à faire l'analyse de vitesse afin d'horizontaliser les hyperboles de réflexion primaire sur les CMP pour pouvoir ensuite les additionner (Figure II.10- II.11).

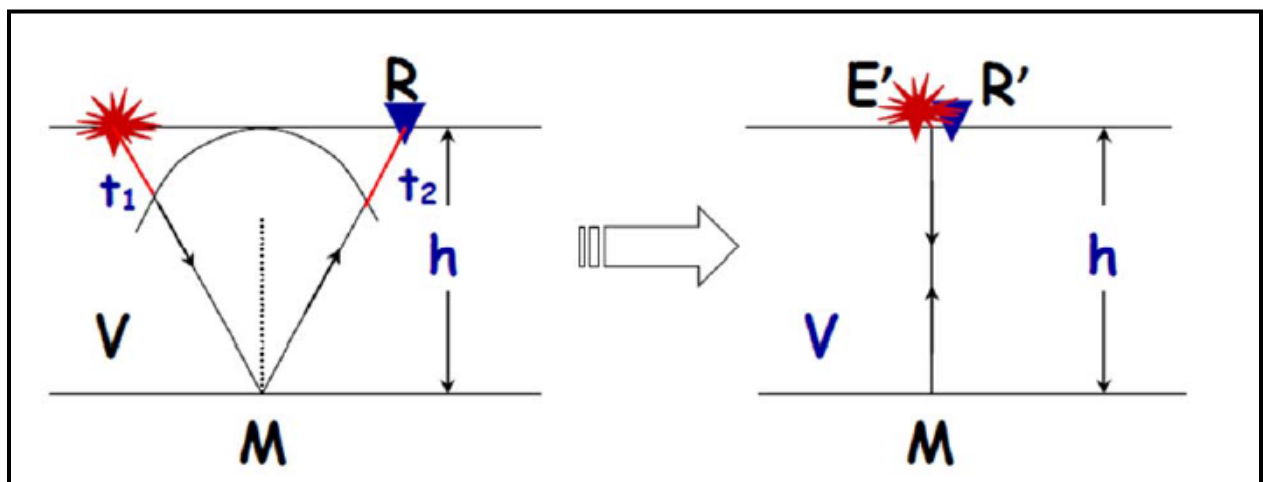


Figure II. 17 : Principe des corrections dynamiques

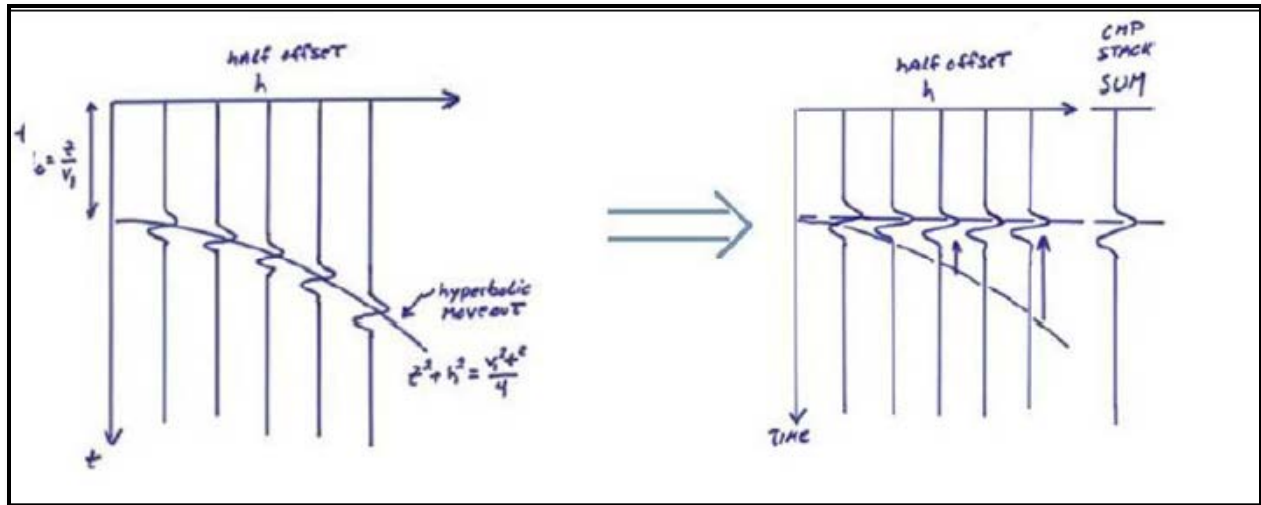


Figure II. 18: Alignement des réflexions

Afin d'appliquer la correction dynamique on mesure une vitesse de correction qui peut être approximée par la loi de vitesses moyennes quadratiques (Vrms). Cette correction est appliquée à chacune des collections de traces de chaque CMP.

La correction NMO consiste à calculer le NMO nécessaire pour rendre l'indicateur horizontal.

Si les pendages sont importants, il est nécessaire de faire une correction de pendage appelée DMO (Dip Move Out).

10-Correction de pendage (DMO) :

Elle supprime la dispersion des points miroir sur le réflecteur en collection point milieu commun. Ainsi, elle rend les vitesses de sommation indépendantes du pendage et de ce fait résoudre le problème des pendages incompatibles.

11-Le mute :

C'est la mise à zéro des échantillons dans une zone bien déterminée, il est utilisé pour supprimer une partie du signal non utile qui altère le rapport s/b, il est généralement utilisé pour éliminer ou minimiser :

- * Les premières arrivées réfractées.
- * Les zones d'étirement provoquées par les corrections dynamiques.
- * Le cône d'onde aérienne
- * Le ground-roll très puissant
- * Les traces bruitées au sens large et les traces mortes (traces non connectées au labo)

On distingue trois types de mute :

-mute externe.

-mute interne.

-mute chirurgicale. (Surgical mute)

12-Déconvolution :

Ce traitement désigne donc un filtrage inverse destiné à supprimer les effets d'un autre filtrage, il est appliqué aux traces sismiques pour pallier aux différents facteurs qui modifient la forme de l'ondelette émise, il existe plusieurs méthodes de déconvolution, chaque méthode s'appuie sur un modèle sismique caractérisé par les hypothèses faites sur la trace.

*** Déconvolution avant sommation :**

La déconvolution avant sommation a pour objet de compenser l'effet de filtrage terrain afin de restaurer les hautes fréquences atténuées et de comprimer l'impulsion émise par la source pour la ramener à une impulsion brève à faible nombre d'oscillations.

*** Déconvolution après sommation :**

Elle a pour but essentiel d'éliminer les réflexions multiples insuffisamment atténuées par la sommation en couverture multiple et augmenter le pouvoir de résolution.

13 -les corrections statiques résiduelles :

Les corrections statiques résiduelles, réalisées au niveau du centre de traitement ont pour but de compenser les erreurs des statiques terrains (Figure II.12).

Leur application au niveau d'une séquence de traitement a pour objectifs :

* L'optimisation du stack dans la trace somme.

* Le lissage d'un horizon supposé régulier.

Pour le calcul et l'application des corrections statiques résiduelles, les hypothèses de base généralement faites sont :

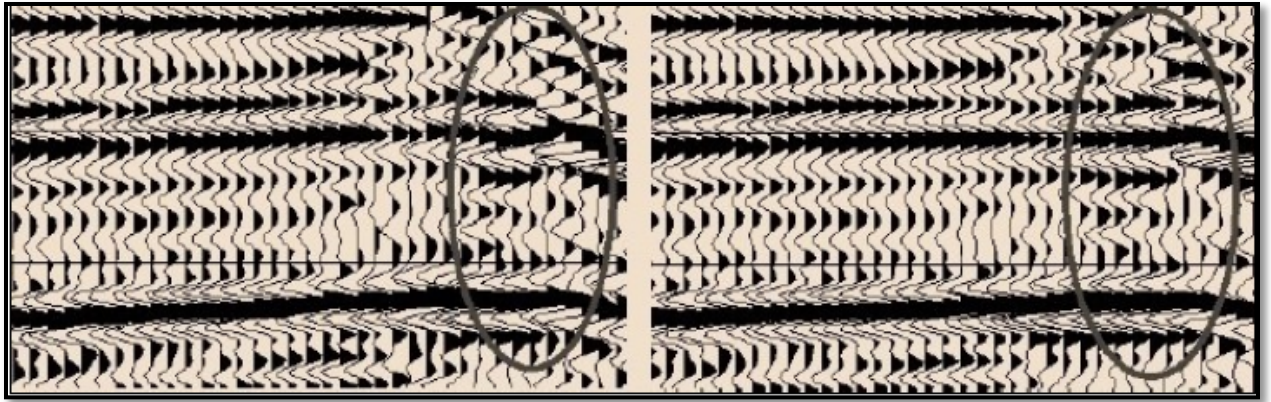
* Les corrections statiques terrain, les corrections dynamiques et les mutes sont appliqués.

* La correction statique (correction à la trace) est la même pour tous les tirs enregistrés sur cette trace.

On peut résumer les conséquences de mauvaises corrections statiques sur les sections sismiques comme suit :

* une déformation du signal dans la trace somme.

* une image fausse du sous-sol.



Sommaton sans CS résiduelles.

Sommaton sans CS résiduelles.

Figure II. 19: Influence de CS résiduelles sur qualité des signaux.

14-Migration :

La migration est un traitement dont le but est de mieux rapprocher l'image de sous-sol, elle permet de Repositionnement spatial exact de miroir (x, t) obtenue en (x, z) où les réflecteurs seront remplacés en position correcte et où les diffractions auront été concentrées en leurs sources d'origines. Elle donne donc une meilleure résolution latérale. (x, t) : image temps ou sismique. (x, z) : image profondeur ou géologique.

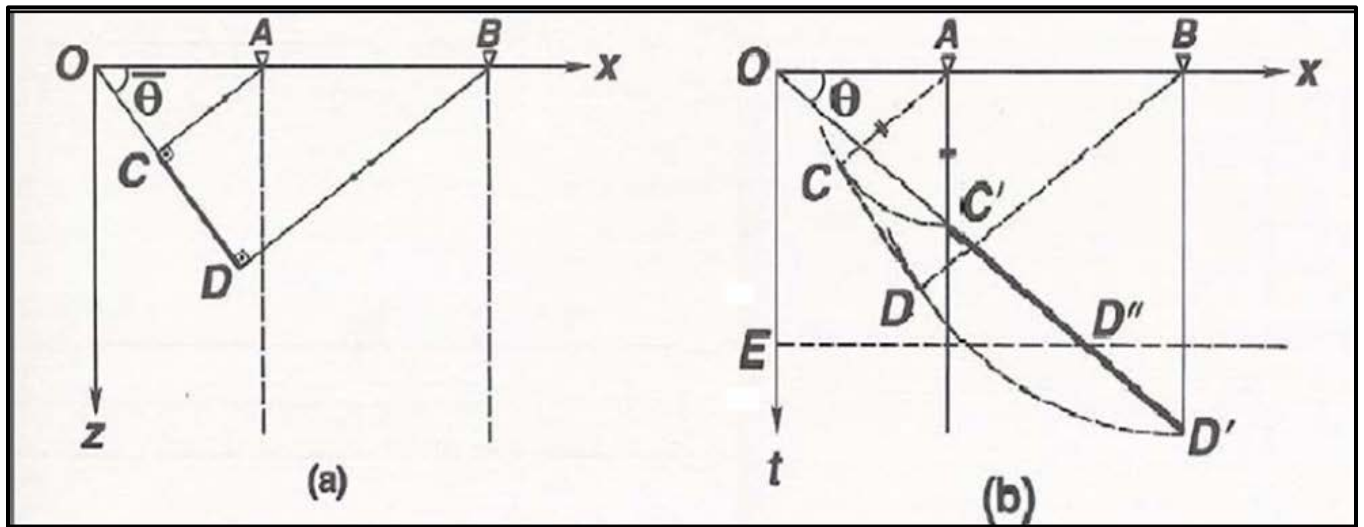


Figure II. 20: image d'une segment avant et après migration

La figure (a) représenta la position de segment CD avant migration

La figure (b) après migration ou le segment CD prend sa position réelle C'D'

Remarque : la longueur, l'angle avec le segment se plonge sont différents.

15-La sommation en couverture multiple :

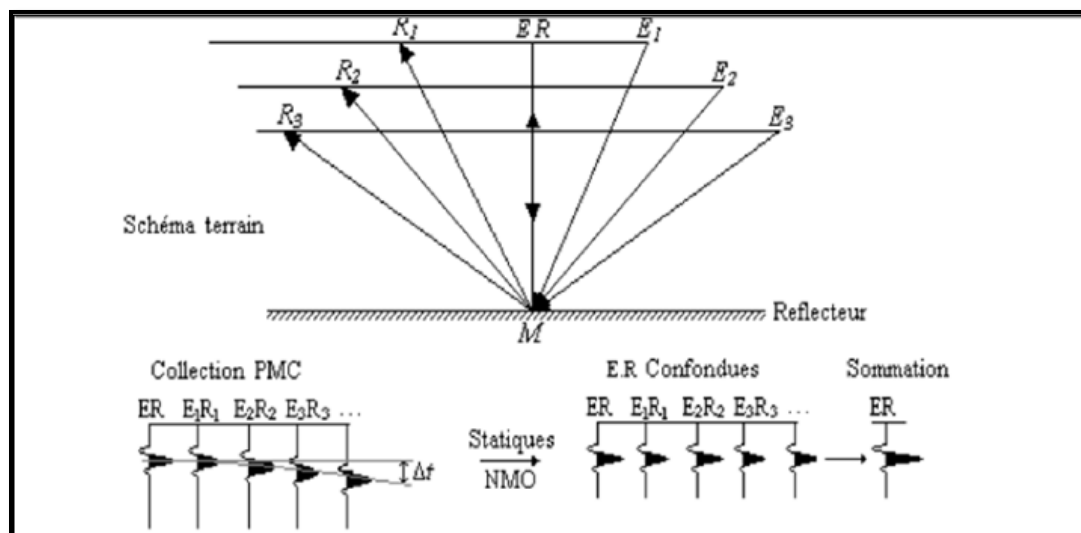


Figure II. 21: Principe de la sommation en point-milieu

La sommation est une opération par laquelle on fabrique de nouvelles traces qui sont des sommes plus ou moins pondérées et filtrées des traces originelles (Figure II.14).

Ce traitement consiste à additionner l'ensemble des traces appartenant à une même point miroir après les corrections statiques et corrections dynamiques ; l'échantillon à l'instant t est la somme algébrique des échantillons correspondant au même point miroir.

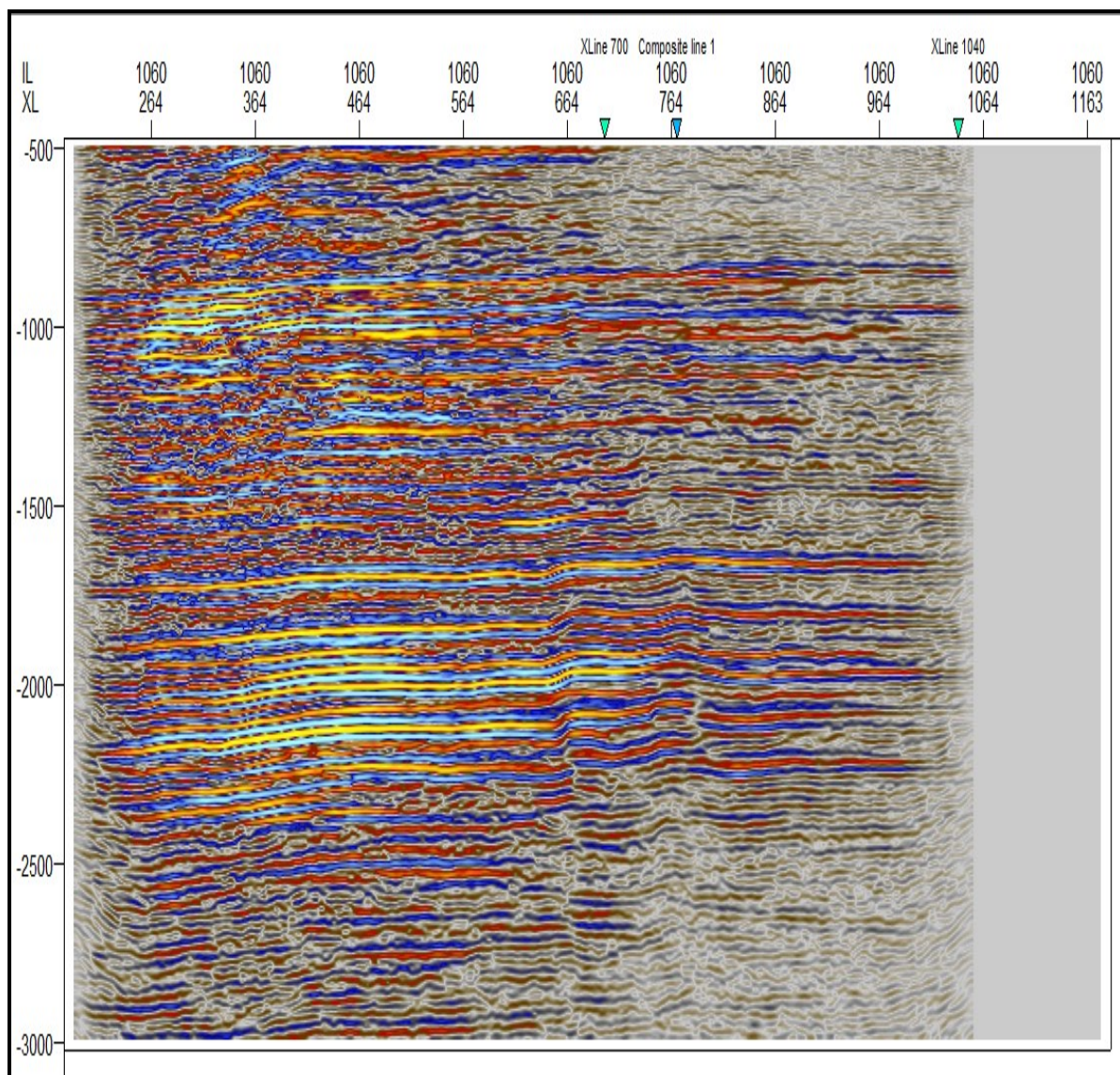


Figure II. 22:Section sismique final dans zone étude x line 700

II.2.3.Paramètres de traitement

Etude		1982-ELT	83-ELT	94-ELT	2004-EAT
Préfiltre (Hz)		14-40	10-28	/	12-55
Deconvolution	Operateur (ms)	140	200	110	80
	Fenêtre (s)	0.7-3.3	0.7-3.4	700-1800 1600-3000	0.2-3
	Rré-White (%)	3	5	5	5
Statique résiduelles	Fenêtre (ms)	0.4-3.2	0.8-2.9	/	0.2-0.7
	Shift (ms)	7	7	/	24
Filtres (Hz)		12-32	06-40	12-45 10-45	12-55
Qualité		Moyenne	Moyenne	Bonne	Bonne

Tableau II. 4 :Paramètres de traitement des campagne s sismiques utilisées

Chapitre III :Interprétation sismique et réalisation des cartes.

III.1 Introduction

L'interprétation sismique est un ensemble de techniques permettant de transformer l'information sismique, obtenue principalement par la sismique réflexion, en données géologiques, et de localiser les différentes structures susceptibles de constituer des pièges à hydrocarbures. Le critère d'une bonne interprétation, c'est sa logique plutôt que son exactitude. Elle doit être cohérente, non seulement avec toutes les informations sismiques, mais aussi avec les concepts fondamentaux de la géologie, et la performance de cette interprétation nécessite une bonne acquisition et un bon traitement qui sont à l'origine de son outil principale les sections finales. L'interprétation a comme premier objectif, l'établissement des cartes structurales (isochrones, iso-vitesses, isobathes) aux horizons choisis et de l'interpréter en termes géologiques (la mise en évidence des structures formants des pièges potentiels d'hydrocarbures). L'interprétation auparavant, était un travail manuel qui actuellement a cédé la place à l'interprétation en utilisant des stations informatiques, au moyen de logiciels spécialisés, dont on cite le logiciel PETREL de Schlumberger, en réduisant substantiellement le temps et permettant la manipulation des plots en ayant toutes les données nécessaires sur station, facilitant ainsi le calage, le chronométrage et offrant d'autres outils de représentation tels que les attributs sismiques.

III.2 Problématique

Le désert algérien est riche en ressources énergétiques il est exploré depuis les années quarante, ces explorations nécessitent des moyens et des méthodes scientifiques pour savoir où elles se trouvent ou résident ces ressources. Parmi ces méthodes, la géophysique a été utilisée comme méthode de recherche de ressources énergétiques, c'est la plus efficace et la plus utilisée. Quelles sont les méthodes utilisées pour la recherche et l'exploration ? Comment se fait l'identification et la connaissance des lieux de collecte des ressources pétrolières?

Pour déterminer ces endroits, des mesures sont prises pour réussir ce processus et obtenir le meilleur résultat et une image plus claire de ce qui se trouve dans le sous-sol. Quelle est la méthode géophysique utilisée pour obtenir des données sur ces structures qui contiennent du pétrole ?

III.3 Objectif

L'objectif principale de ce travail est l'identification des structures favorable à l'accumulation des hydrocarbures. Un autre objectif est la possibilité de déterminer l'emplacement de forage pour confirmer la présence des hydrocarbures

III.4. Documents utilisés :

L'interpréteur collecte toutes les données qui ont un rapport avec l'interprétation, y compris les données sismiques et les informations géologiques. Les documents utilisés pour réaliser cette étude sont fournis par le département du bassin reggane, . Ces documents sont :

III.4.1. Plan de position

C'est un document très important qui représente la surface étudiée, il localise géographiquement la région d'étude (en coordonnées géographiques et UTM). Il montre la disposition des données sismiques 2D (profils) ou 3D (volumes) des différentes campagnes qui ont eu lieu dans la région d'étude ainsi que l'emplacement des puits. Pour le cas de notre étude, ce sont des données sismiques 3D qui ont été utilisées. (Fig.III.01).

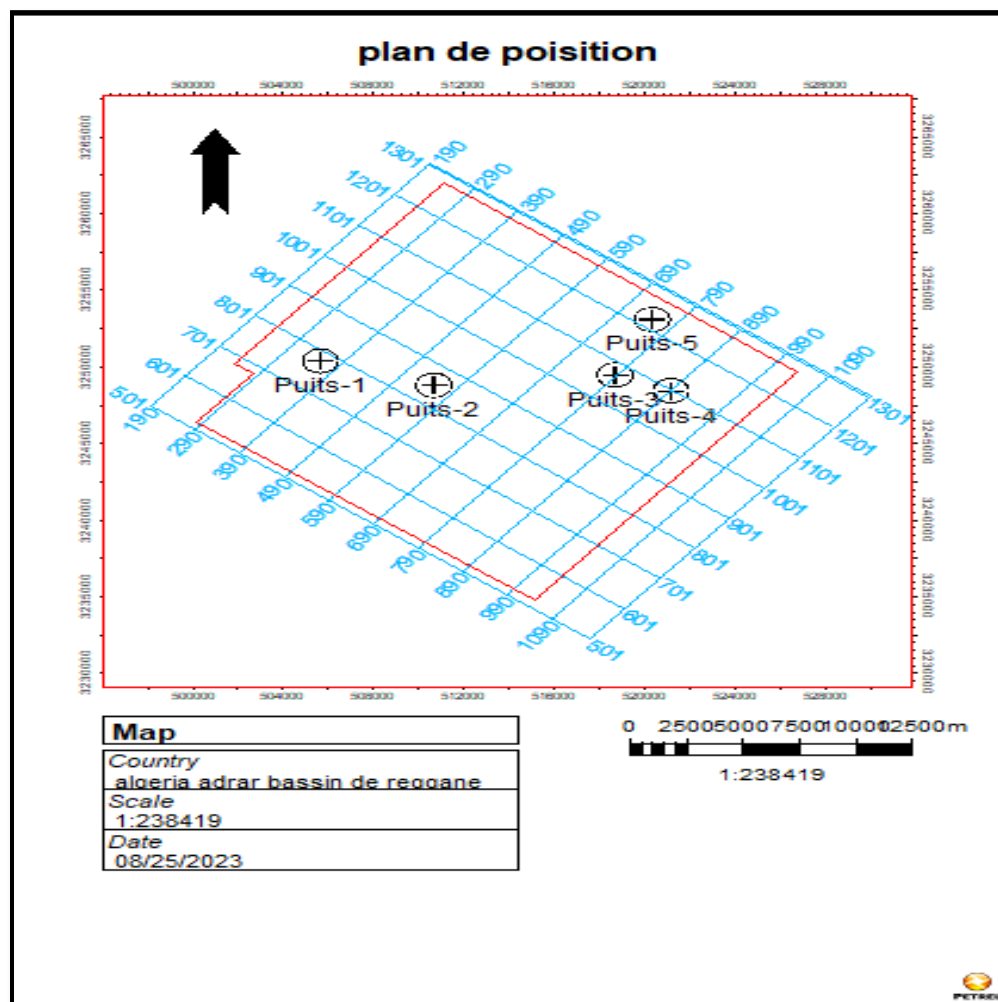


Figure III. 23: Plan de position de la zone d'étude, les chiffres en noirs représentent les coordonnées UTM (en mètres), les chiffres en bleu représentent l'inline et le crossline (en pas) (Petrel).

III.4.2. Les sections sismiques :

Document de base sur lequel se fait l'interprétation sismique, c'est une juxtaposition de plusieurs traces donnant la position des différents réflecteurs. La section sismique représente une coupe en temps double du sous-sol qui est le reflet, plus ou moins fidèle, de la géologie.

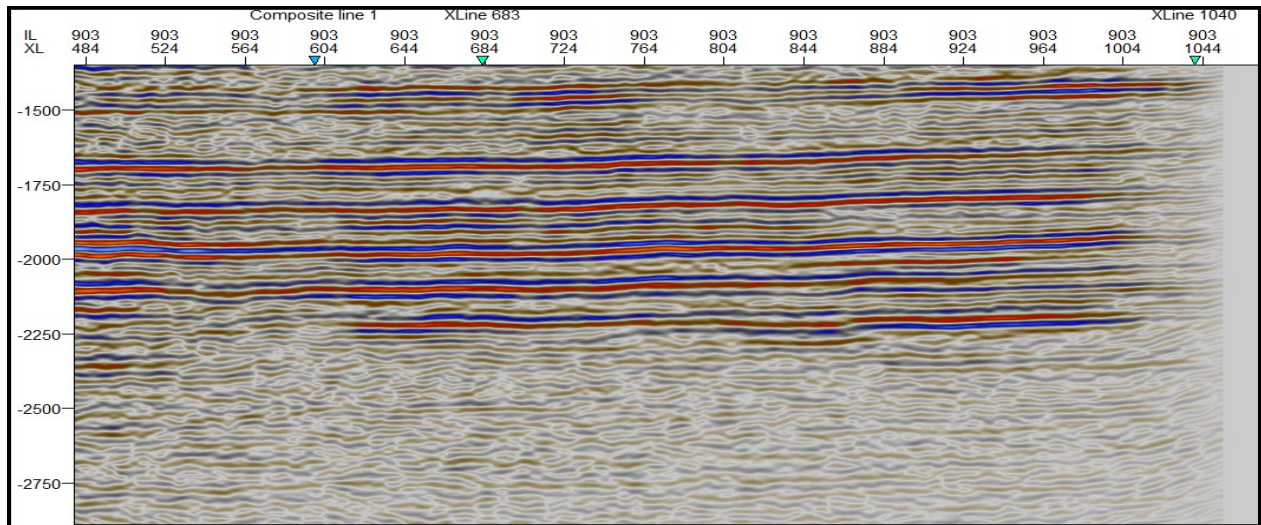


Figure III. 24: Section sismique In line 903

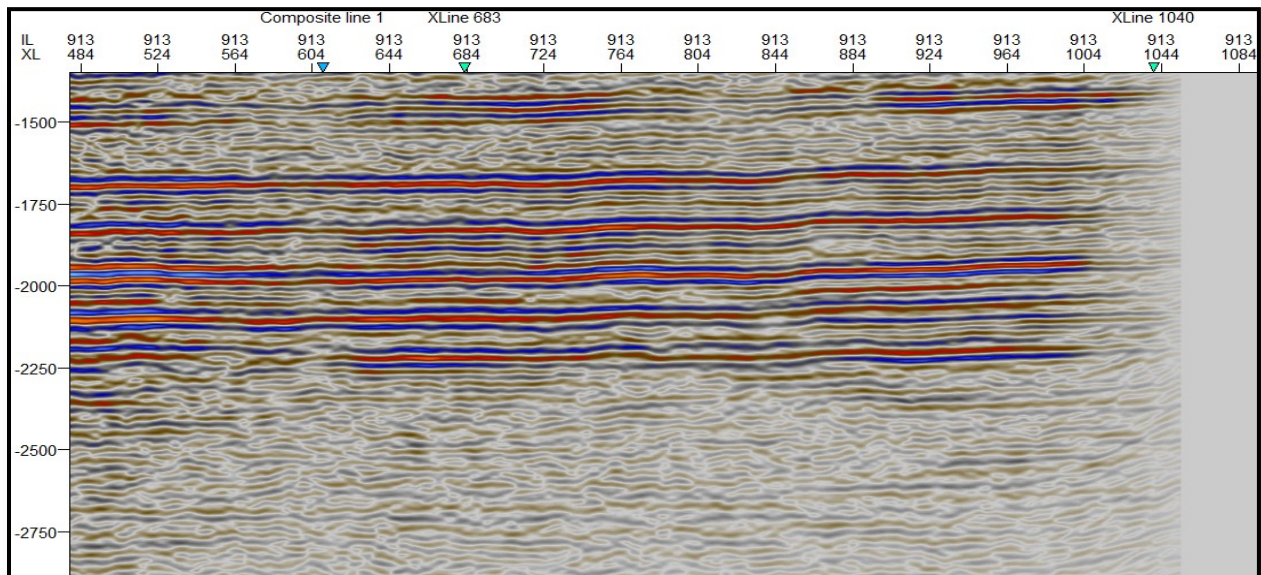


Figure III. 25: Section sismique In line 913

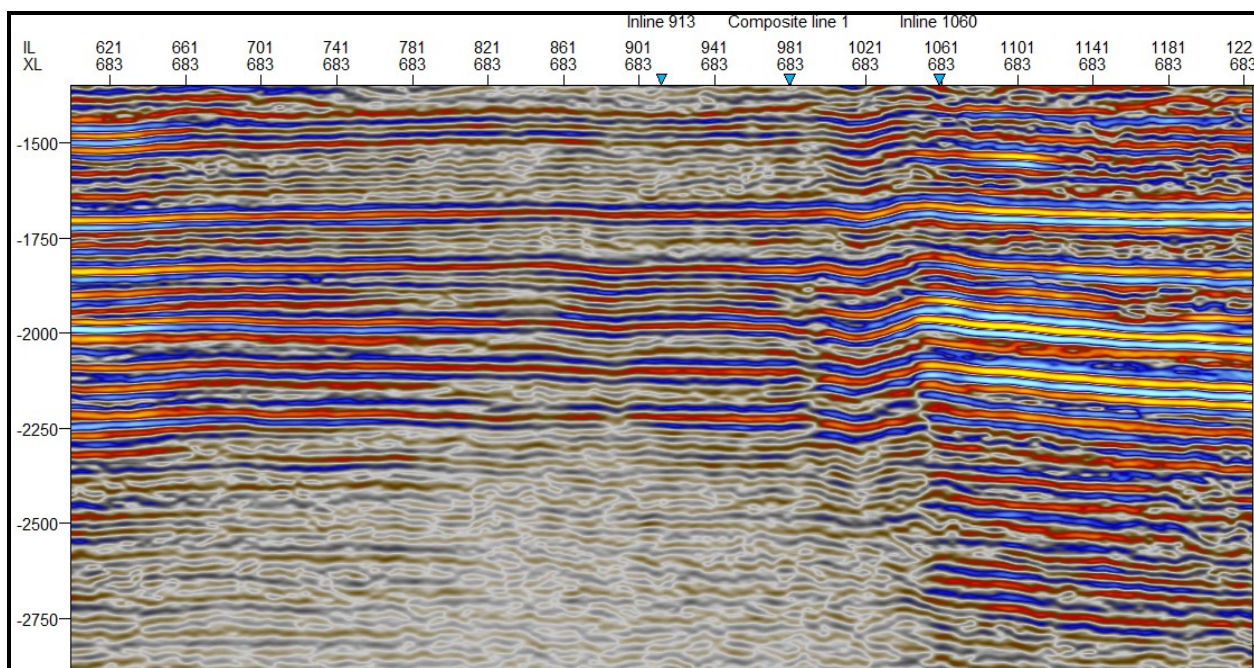


Figure III. 26: Section sismique Xline 683

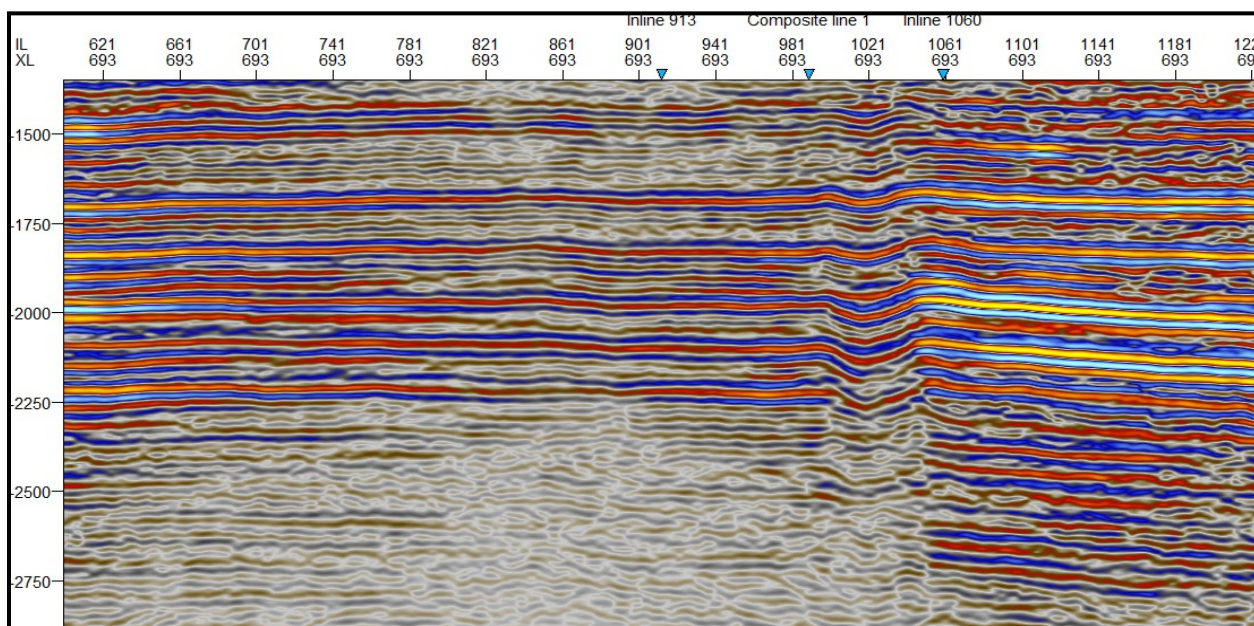


Figure III. 27: Section sismique Xline 693

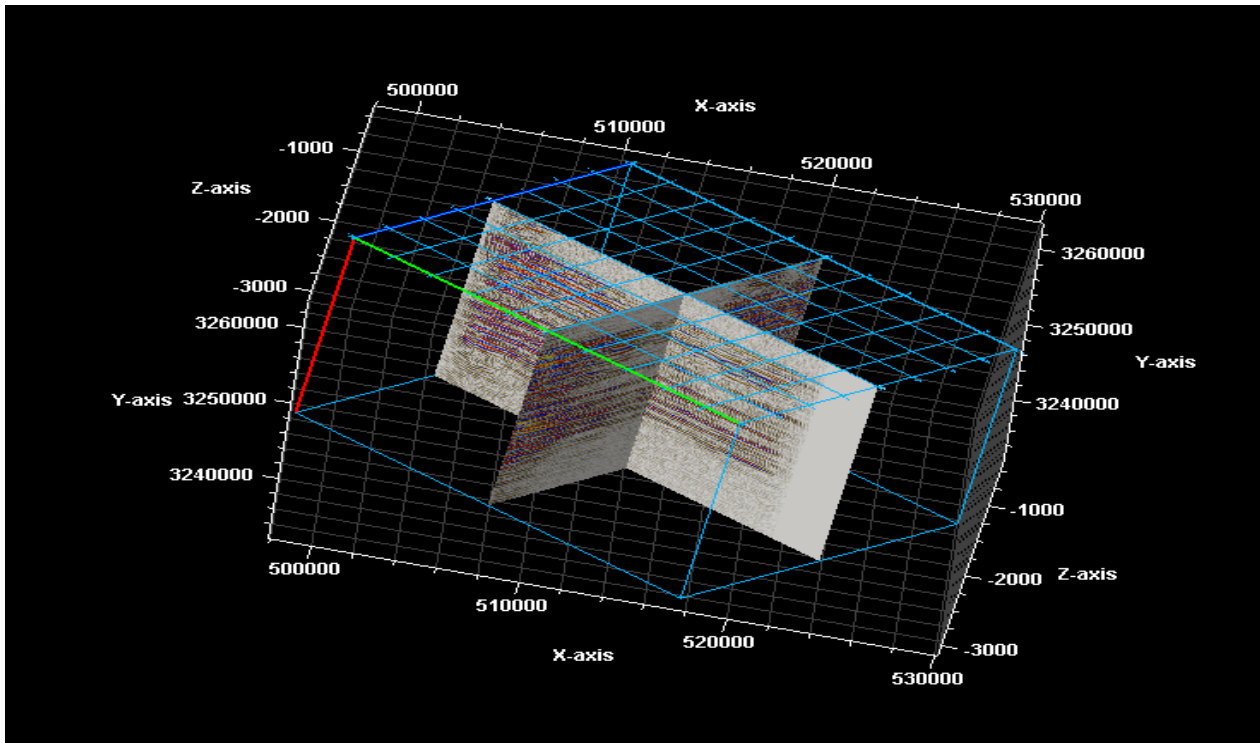


Figure III. 28 :Cube sismique sur petrel

III.4.3. Les données de puits

Dans le cadre de cette étude six puits ont été utilisés pour confirmer l'identification des horizons sismiques, et qui présentent une bonne répartition géographique sur le volume sismique. Ces puits ont servi de base aux travaux de corrélation, avec définition des marqueurs géologiques pour chacun d'entre eux, il s'agit de : puit-1, puit-2, puit-3, puit-4, puit-5. (Tableau III.1).

Well	Surface x	Surface Y	KB	TD(MD)
Puits-1	505651	3250479	498.32	3800
Puits-2	510663	3248895	510.36	3850
Puits-3	518676	3249563	514	3825
Puits-4	521151.5	3248530	519.16	3945
Puits-5	520321.6	3253185	507.25	3910

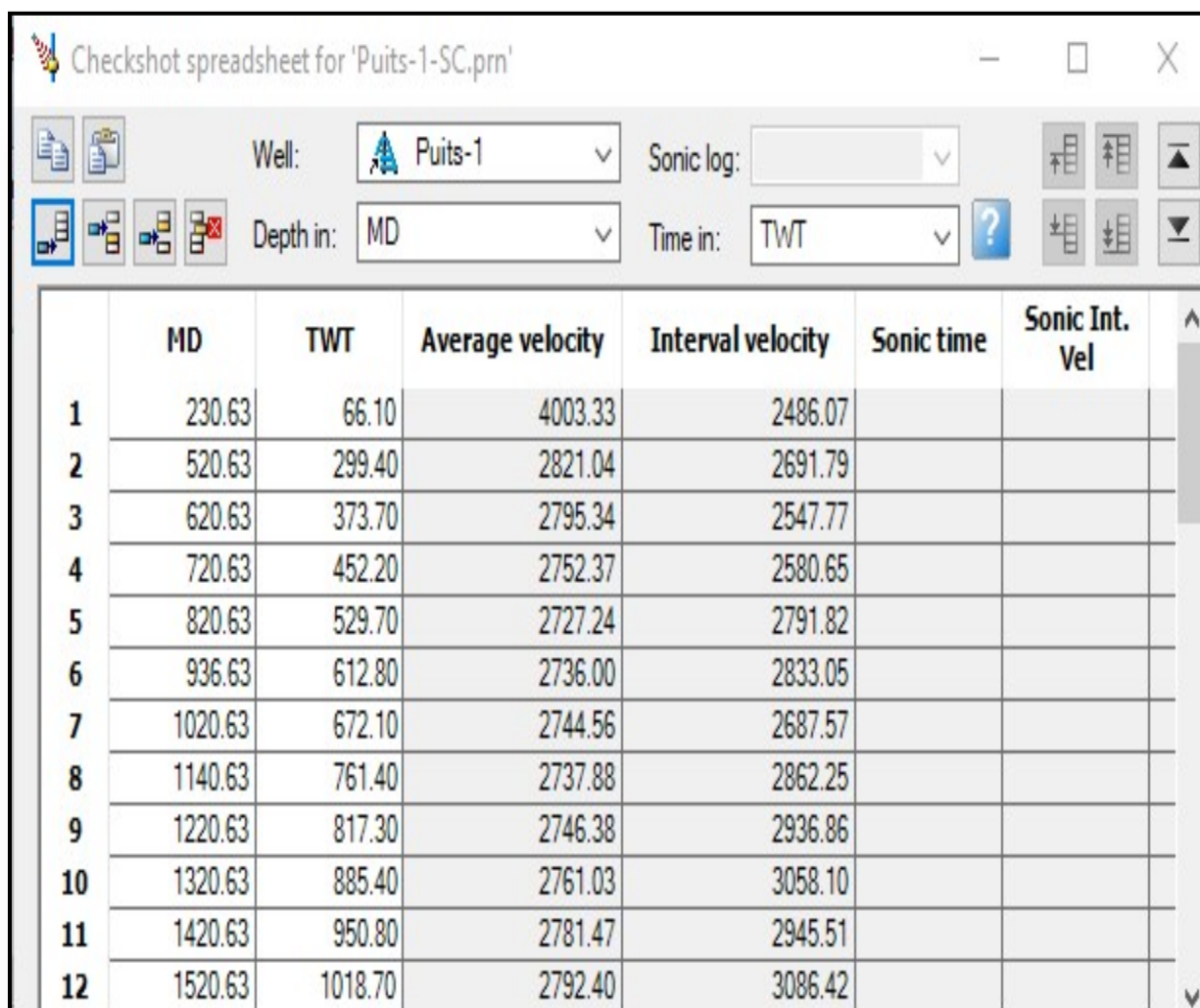
Tableau III.1 Coordonnées (X, Y) en UTM, l'élévation de la table de rotation KB et la profondeur atteinte par les puits de la zone d'étude

III.4.3.1. Le log habillé :

Il est établi au niveau de chaque puits, il nous permet d'identifier et de localiser les formations traversées par le forage et de déterminer les horizons à carter.

III.4.3.2. Le carottage sismique : (check shot)

(check shot) C'est un type de données sismique de puits, destiné à mesurer le temps de parcours d'une onde sismique allant de la surface à une profondeur connue. [Sroor, 2010]. Il consiste à émettre un signal à partir de la surface et de l'enregistrer à différentes profondeurs à l'intérieur du puits. Les données du carottage sismique sont utilisées dans le but d'avoir une échelle de conversion temps-profondeur ainsi que pour la détermination des vitesses moyennes.



	MD	TWT	Average velocity	Interval velocity	Sonic time	Sonic Int. Vel
1	230.63	66.10	4003.33	2486.07		
2	520.63	299.40	2821.04	2691.79		
3	620.63	373.70	2795.34	2547.77		
4	720.63	452.20	2752.37	2580.65		
5	820.63	529.70	2727.24	2791.82		
6	936.63	612.80	2736.00	2833.05		
7	1020.63	672.10	2744.56	2687.57		
8	1140.63	761.40	2737.88	2862.25		
9	1220.63	817.30	2746.38	2936.86		
10	1320.63	885.40	2761.03	3058.10		
11	1420.63	950.80	2781.47	2945.51		
12	1520.63	1018.70	2792.40	3086.42		

Figure III. 29: Tableau de check shots de puits.

III.4.3.3. Profil sismique vertical (PSV) :

Le profil sismique vertical est une opération de sismique de puits, pour laquelle un signal sismique émis à la surface du sol est enregistré par un géophone situé successivement à différentes profondeurs dans le puits. Le PSV fournit une trace sismique directement comparable à la section sismique de surface passant au voisinage du puits, c'est aussi un outil de calage, permettant d'avoir la courbe temps-profondeur.

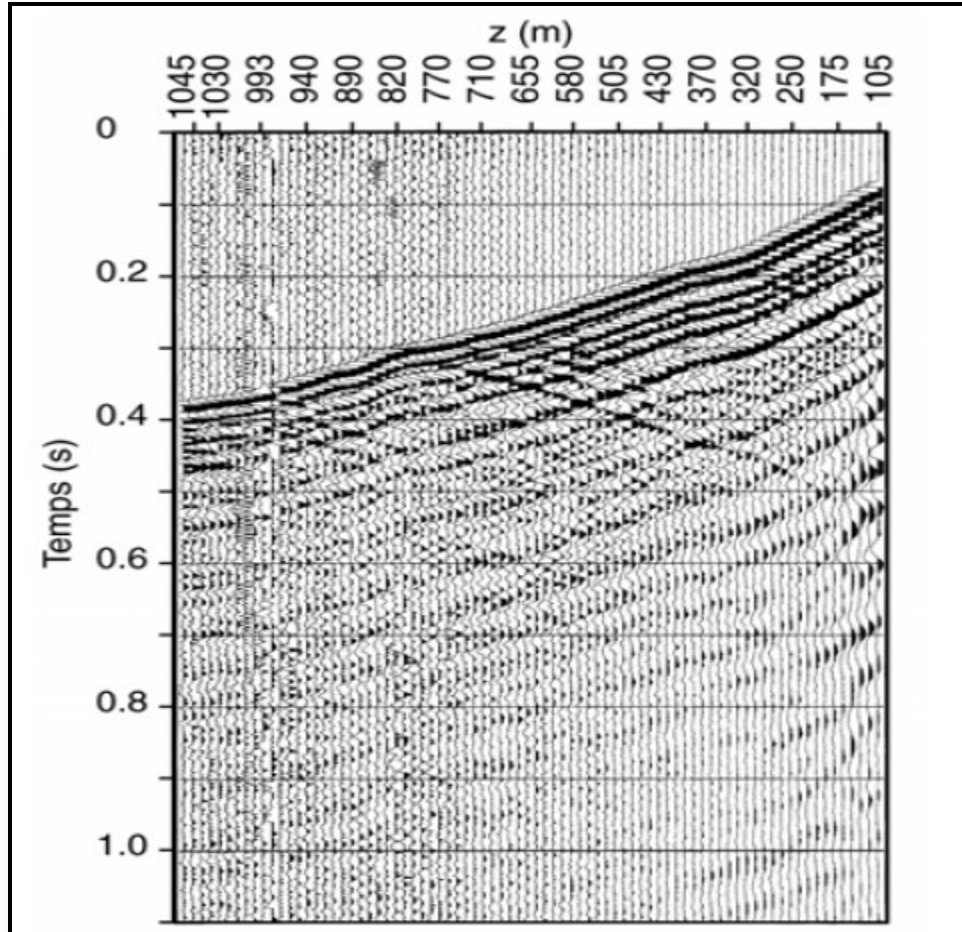


Figure III. 30: Enregistrement d'un PSV.

III.4.3.4. Les diagraphies :

Aujourd'hui, l'exploration et la production des ressources découvertes ne peuvent être imaginées sans une compréhension complète de la géologie du sous-sol, qui elle-même ne peut être obtenue que par l'utilisation exhaustive des données de diagraphie de puits. Pour mieux interpréter les données sismiques.

A) La log GAMMA-RAY.

Le log GR c'est la diagraphie des rayonnements gamma naturelles.

On appelle radioactivité naturelle, la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de la quelle ce dernier émet un rayonnement gamma. Le dispositif permet de mesurer la radioactivité naturelle des formations traversées par le forage. Cette radioactivité est liée à trois familles d'isotopes des éléments radioactifs U, Th, et K. La réponse de l'outil est en fonction de la concentration en poids du minéral radioactif et la densité de cette formation. A l'aide d'un détecteur approprié. Le but de l'utilisation de log GR est la connaissance de lithologique des formations.

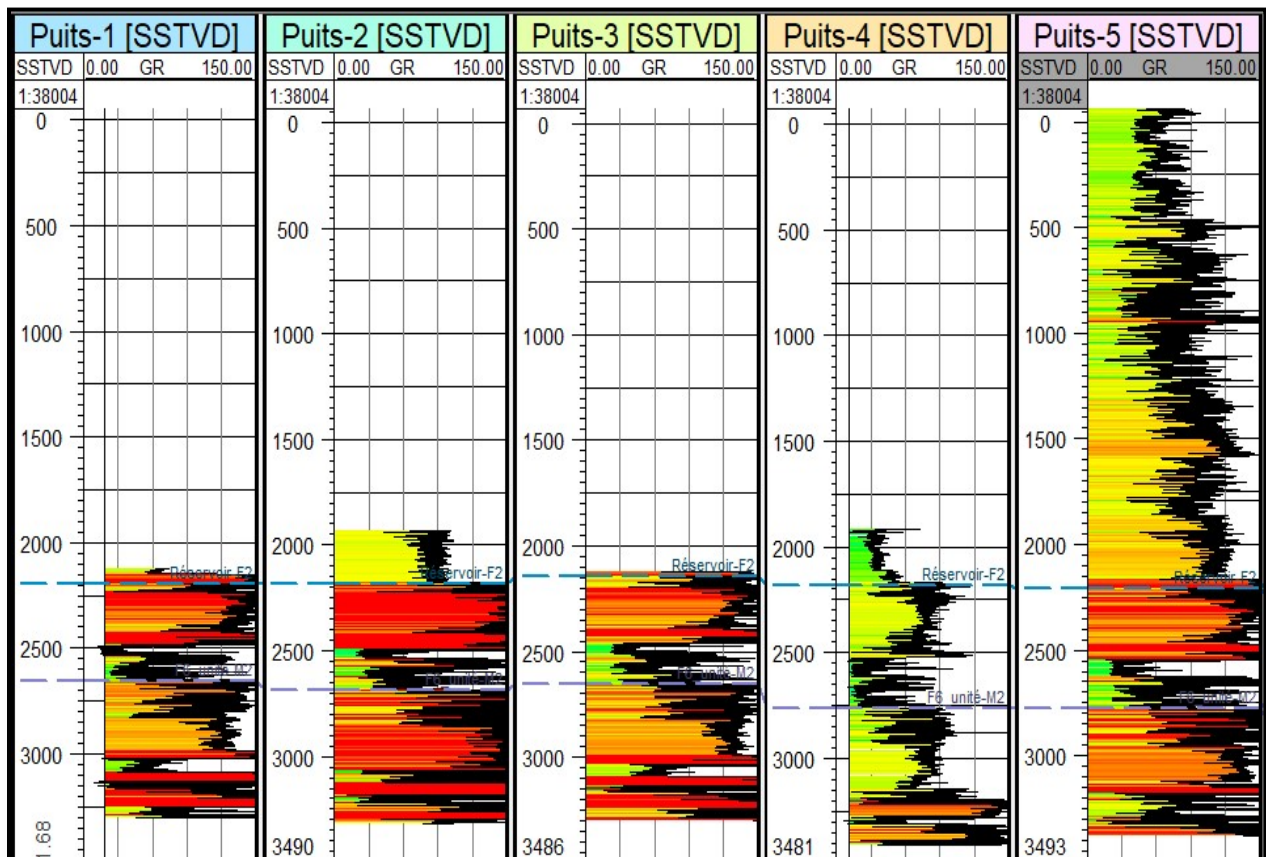
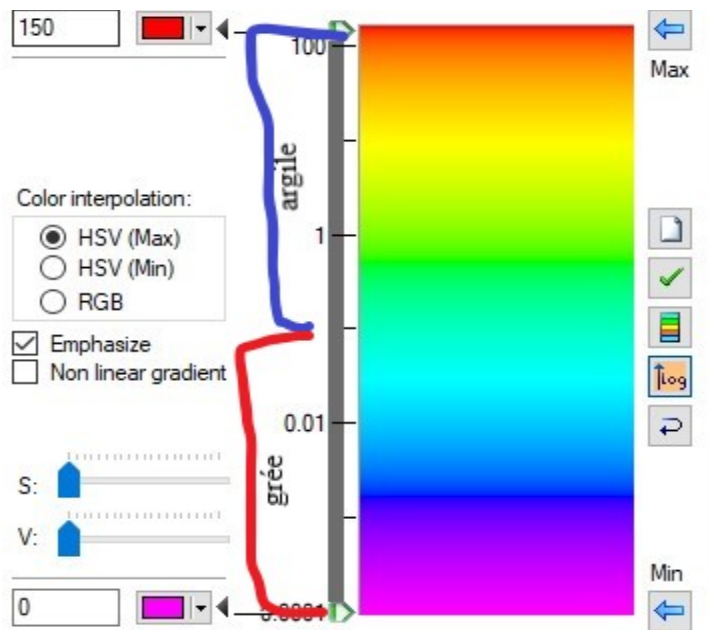


Figure III. 31: log GAMMA-RAY

légende



Interprétation de log gamme -ray entre les horizon réservoir f-2 et f6 unité m2 entre 2200-2600 m

Il y' un argile dans le puit 01 et plus dans puits 02 et mixte argile et grée dans puits 03 et le puits 04 c'est un grée possible de réservoir propre et le puits 05 est mixte par argile et grée .

B) Le log sonique

C'est un enregistrement en fonction de la profondeur du temps de transit de l'onde acoustique dans la formation traversée par le forage. L'outil de sonique émet un signal de haute fréquence à partir d'un émetteur, puis enregistre ce signal à l'aide d'un récepteur qui est situé à une distance de 1 m à 3 m sur le même outil. Le temps entre l'émission et la réception est le temps de transit ou lenteur (slowness), donné en micro-second par pied ($\mu\text{s}/\text{ft}$), la vitesse d'intervalle est inversement proportionnelle au temps de transmission (Donald A.Herron, 2011).

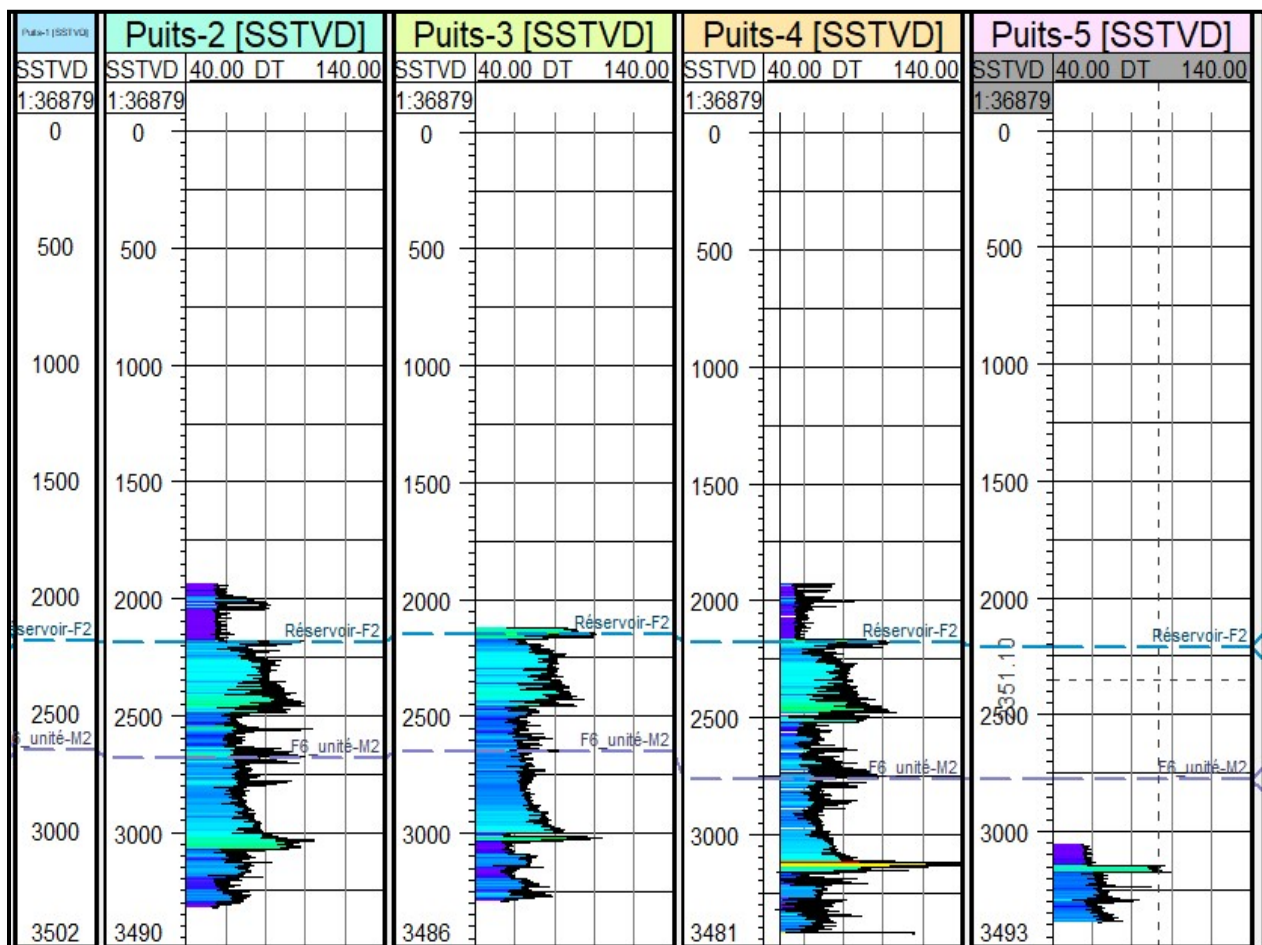
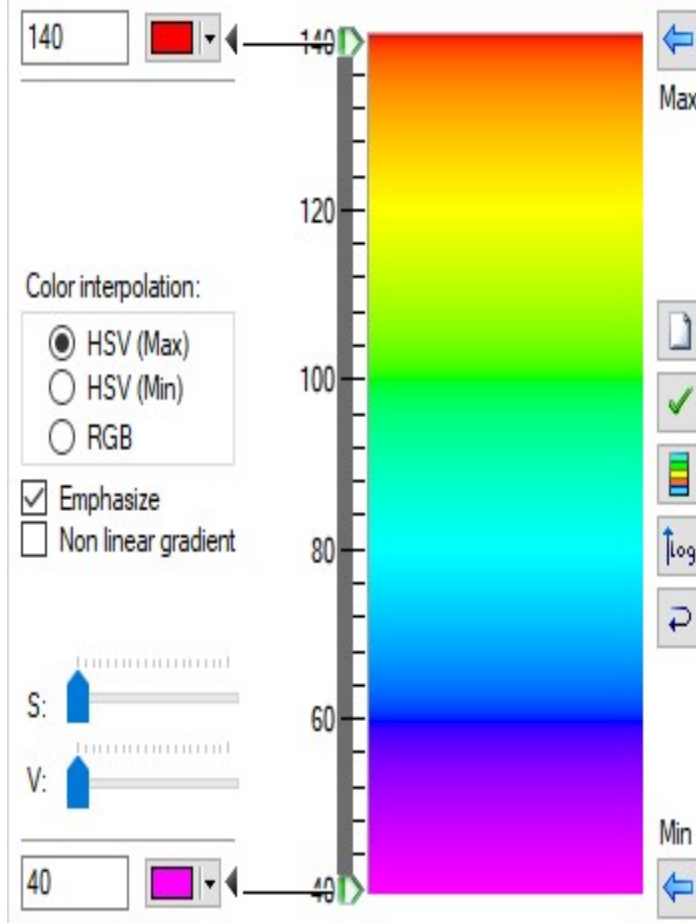


Figure III. 32: log sonique

Interprétation de log sonique

Dans le puits 01 il n'y a pas un log sonique entre 2200-2600m réservoir f-2 et f6 unité m2 le vitesse et petit car c'est un argile il ya des vides dans l'argile que diminue la vitesse et mixte avec le grée que augmentes le vitesse possible de trouver resavoir de hydrocarbure dans le puits 03 est grande.

légende



Variabilité de vitesse de 0-140

C. Le log de densité

Le log de densité représente l'enregistrement de la densité en fonction de la profondeur, le principe consiste en la mesure d'un rayonnement gamma produit par l'émission d'un même rayonnement, d'où son nom, de (gamma-gamma). C'est l'effet Compton qui intervient principalement dans la mesure de densité, car le phénomène de diffusion (gamma) est essentiellement sensible à la densité électronique de la roche (Ph.MAGET, Rapport du B.R.G.M).

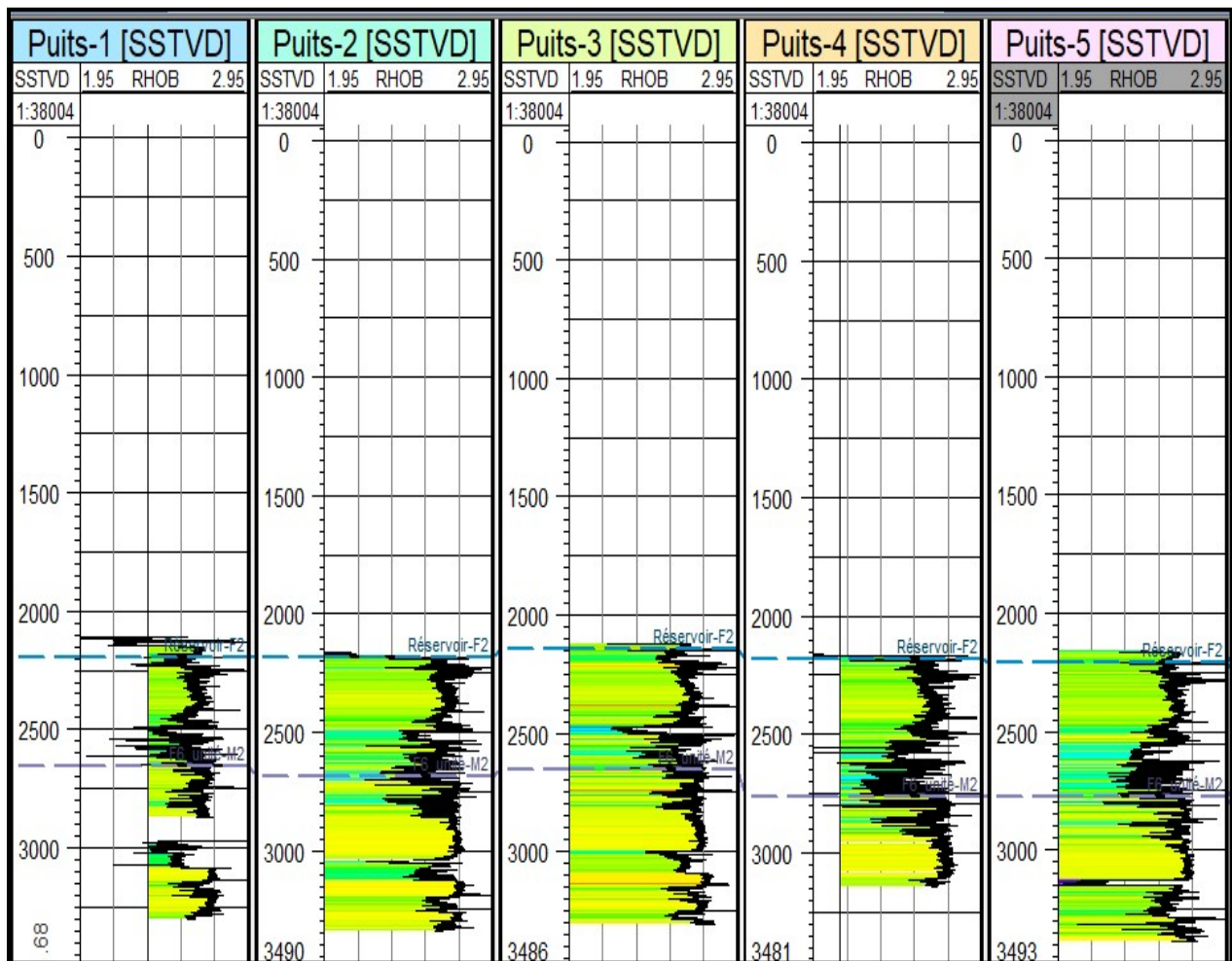
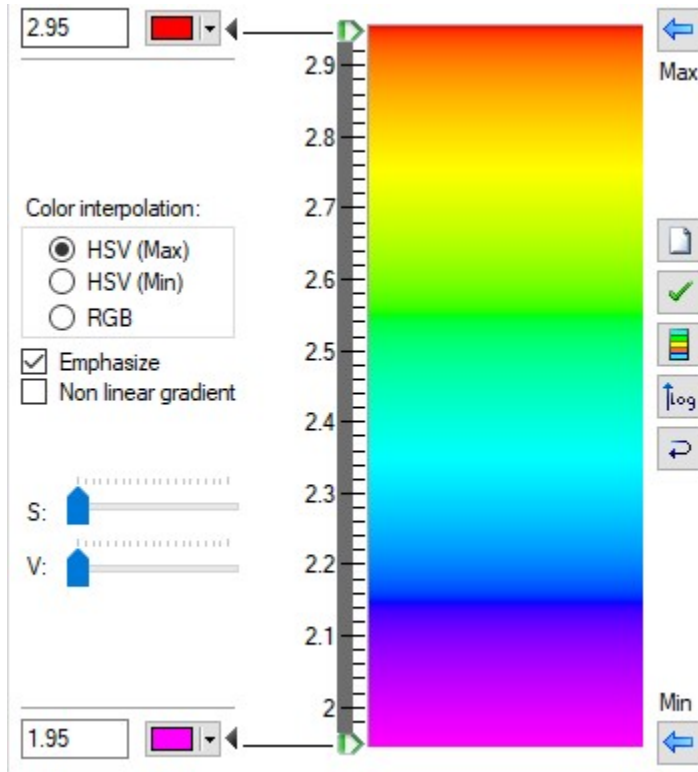


Figure III. 33: log de densité

Interprétation de log densité entre les horizon réservoir f-2 et f6 unité m2 entre 2200-2600 m Il ya un mixage de l'argile et le grée car il ya l'eau dans le grée est l'eau est un diminue densité depuis les 3 log il ya un resavoir de hydrocarbure et il ya gaz de shiste dans tous les puits.

légende



Variabilité de densité de 1.95-2.95

III.5. Les étapes de l'interprétation sismique dans la région d'étude

Pour réaliser une cartographie, le géophysicien a recours à des étapes indispensables pour réaliser son travail. Ces étapes sont résumées dans l'organigramme suivant (Figure III.34) :

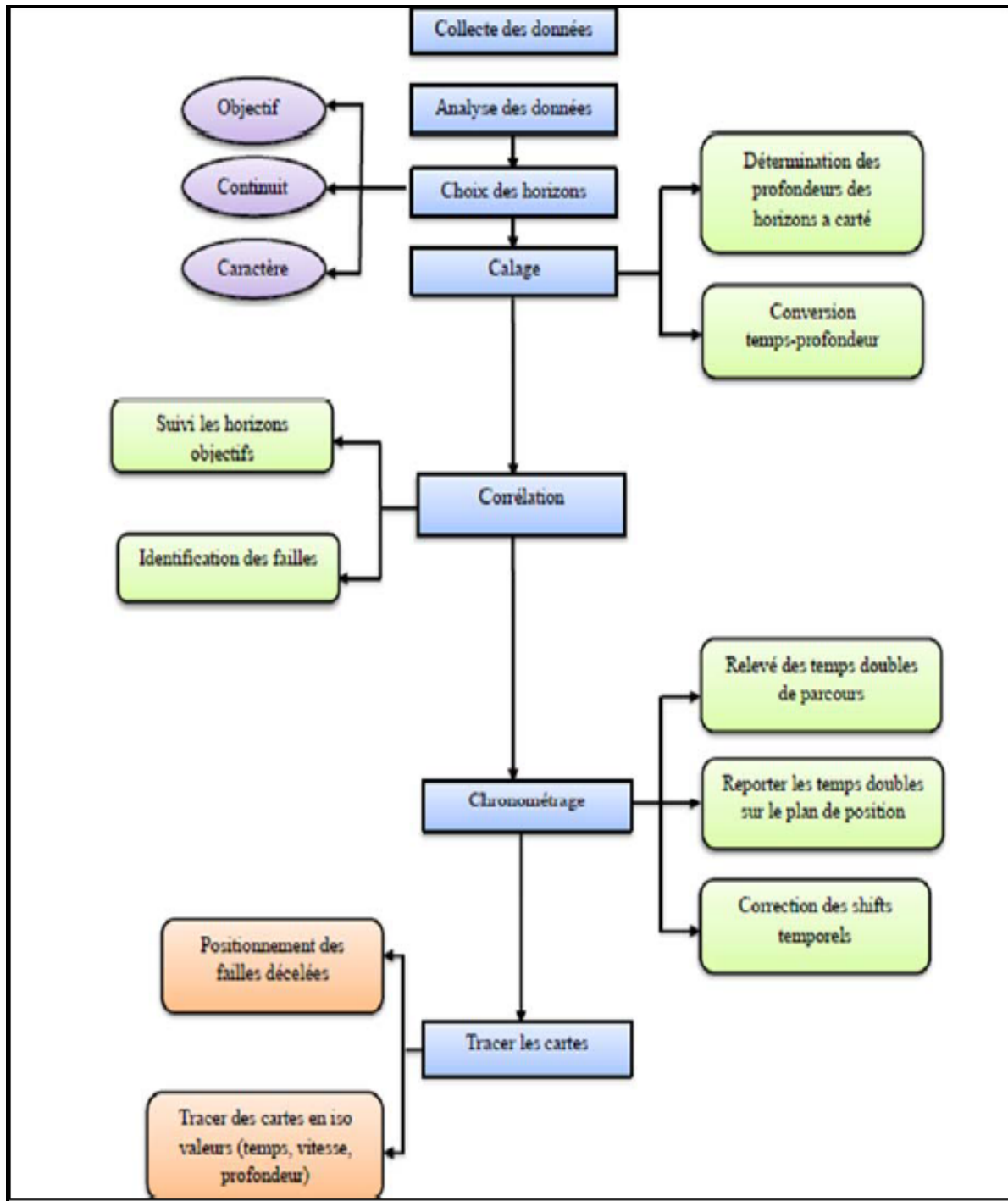


Figure III. 34: Les étapes d'une interprétation sismique

III.5.1. Le choix des horizons :

En général, on dispose de forages pour rattacher les événements sismiques visibles sur la section à des étages géologiques. Le choix de l'horizon est fait par rapport à l'ensemble de la région en fonction de son intérêt pétrolier, son bon critère de réflexion et aussi sa continuité tout au long de la région explorée. Dans cette étude, le choix s'est porté sur le toit de l'Aptien compte tenu des considérations suivantes :

- ✱ L'Aptien est l'un des objectifs pétroliers principaux de la région d'étude
- ✱ C'est un bon marqueur sismique
- ✱ Il présente une stabilité assez conséquente par rapport aux autres horizons

Sur ce volume sismique 3D, 6 horizons ont été interprétés:

- Réservoir F2
 - Réservoir F6 (Unité B2)
 - Silurien Argileux
 - Ordovicien Unité IV-III
 - Ordovicien Unité III-III
 - Socle
- ✱ L'interprétation des horizons était facile dans l'ensemble dus à la bonne résolution du sismique.
 - ✱ Des cartes d'isochrones pour tous les niveaux interprétés ont été produites à la fin de l'interprétation

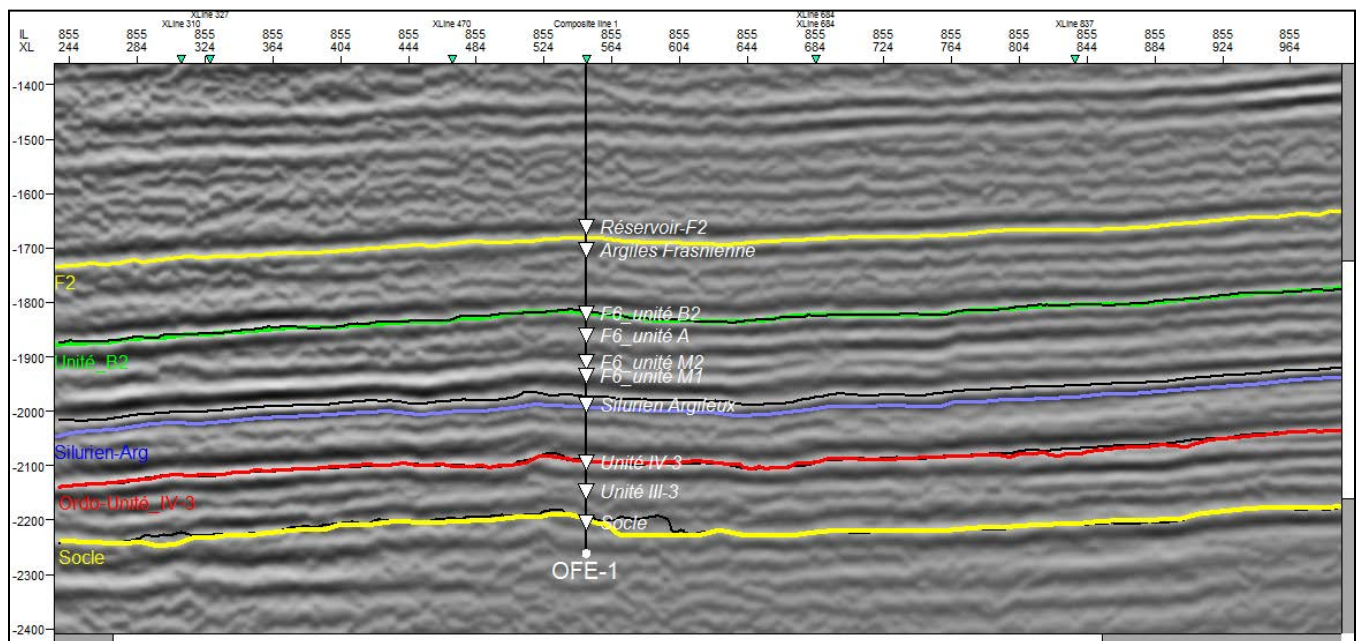


Figure III. 35: Les choix des horizons.

III.5.2. Le Calage

Le calage est une opération qui consiste à identifier sur la section sismique les différents horizons reconnus au niveau des puits, obtenus à partir des carottages sismiques ou d'un PSV à partir des étapes suivantes :

- ✱ Choisir les sections qui passent par les puits ayant des données de calage.
- ✱ Relever, à partir des logs habillés les profondeurs des tops des formations par rapport au niveau de la table de rotation (Zt). Les profondeurs sont corrigées par rapport au niveau du sol (Zs).
- ✱ Convertir ces profondeurs en temps double, en utilisant la courbe Temps-Profondeur [$t = f(p)$] du carottage sismique ou du PSV.
- ✱ Corriger ce temps de l'effet de la zone altérée et de l'altimétrie.

La correction de temps s'effectue en ajoutant ou en soustrayant la correction statique lue sur la section sismique multipliée par deux, tel que : si $Z_s > D_p$ (Datum plan), en soustrayant la correction statique si $Z_s < D_p$ en ajoutant la correction statique

- ✱ Identifier les horizons sur la section sismique en superposant le film synthétique avec cette dernière et en essayant d'avoir le maximum de coïncidences d'évènements sismiques afin de présenter le meilleur calage possible.

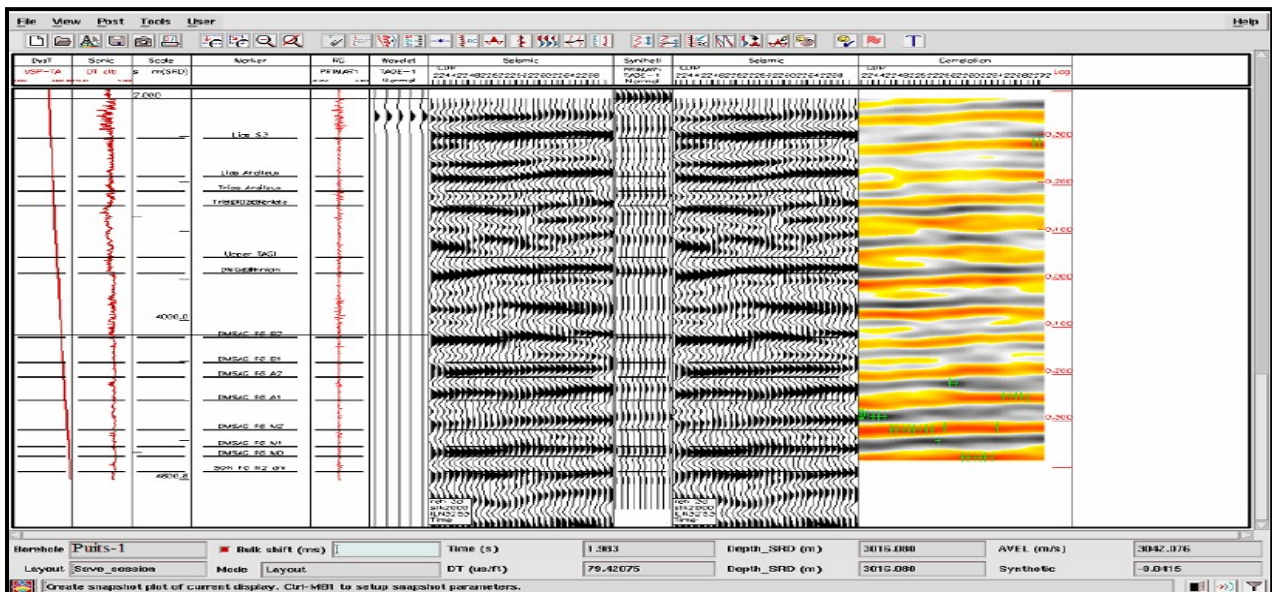


Figure III. 36: Calage au niveau du Puits-1, les rubans de gauche à droite : PSV, log sonique, profondeur (en mètres), les réflecteurs, la série de réflectivité, l'ondelette, une section sismique avec un film synthétique, la corrélation des horizons (Geoframe).

III.5.3.Corrélation des horizons :

La corrélation est l'étape la plus importante lors de l'interprétation sismique. Elle consiste à identifier et pointer les réflexions correspondant à un horizon choisi, et ce dans l'ensemble des sections sismiques qui couvrent la région d'étude. Le pointé des réflexions sur PETREL se fait par maille, en commençant par les sections qui passent par les puits. Le passage d'une section à une autre se fait à partir du point d'intersection des deux sections en procédant maille par maille jusqu'à la corrélation de toutes les sections.

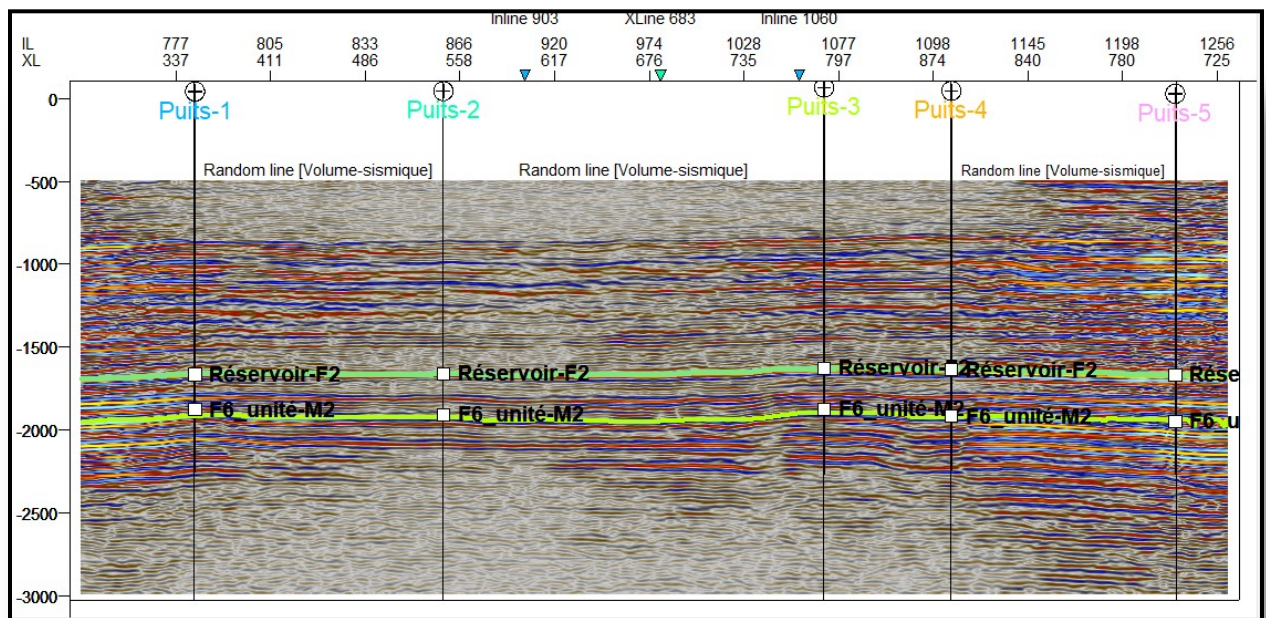


Figure III. 38: Corrélation des horizons

Le corrélation des horizons que aidez nous pour conne les fail et les horizons et bien détermine les coupe sismique et trouver les piège de hydrocarbure et trouve les erreurs de interprétation de horizons . et simplifie la interprétation

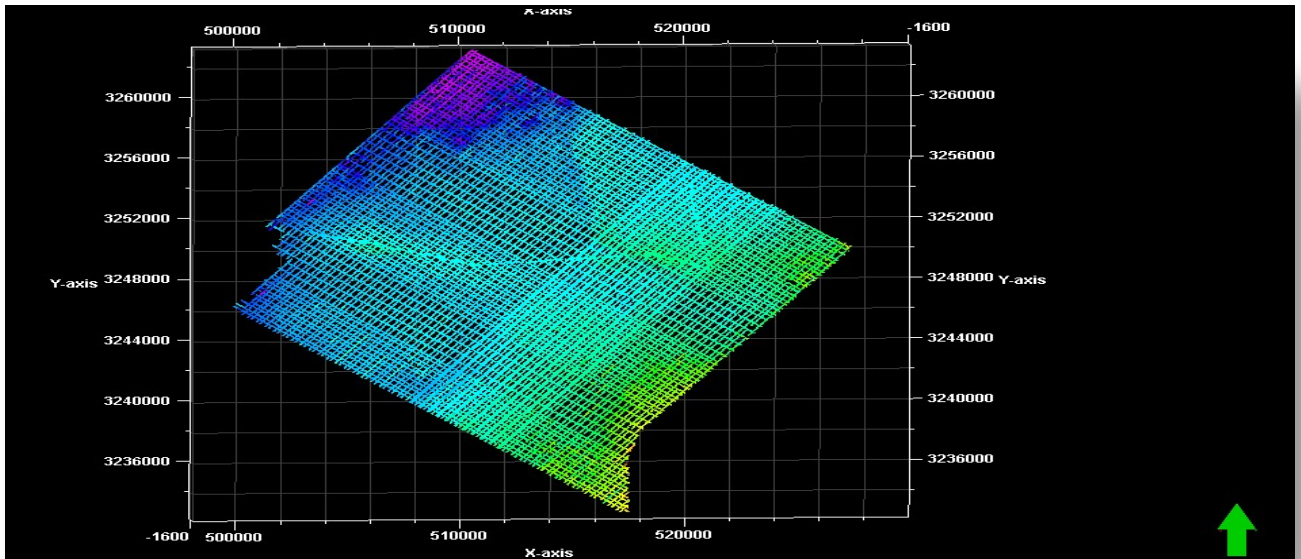


Figure III. 39: La maille complète de corrélation au toit de l'unité Réservoir-F2

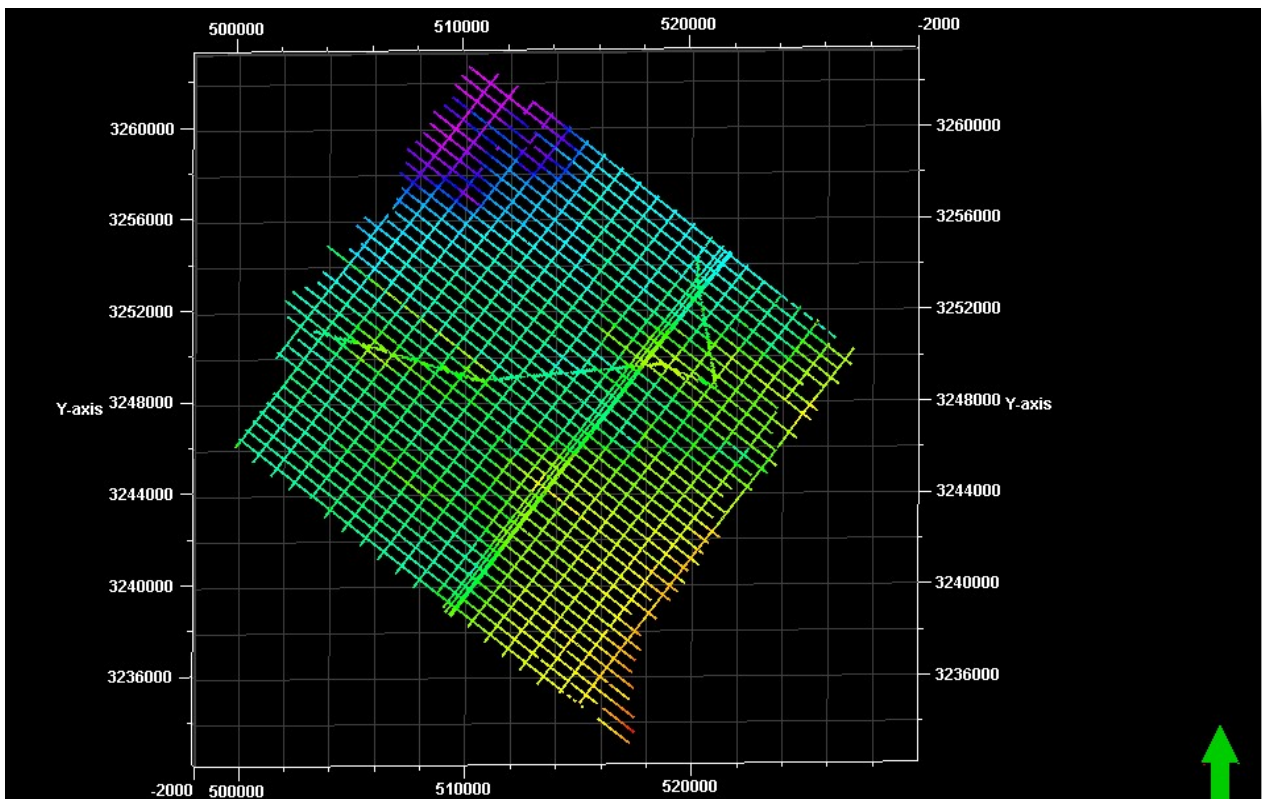


Figure III. 40: La maille complète de corrélation au toit de l'unité Réservoir-F2

III.5.4. Identification des failles :

Les failles sont identifiées au cours de la corrélation des horizons, en se basant sur la dégradation du caractère sismique, la rupture brusque de la continuité des réflexions et le changement de leur pendage (Figure III.19). Une fois les cartes en isovaleurs établies, on remarque que les courbes se resserrent dans les zones affectées par les failles.

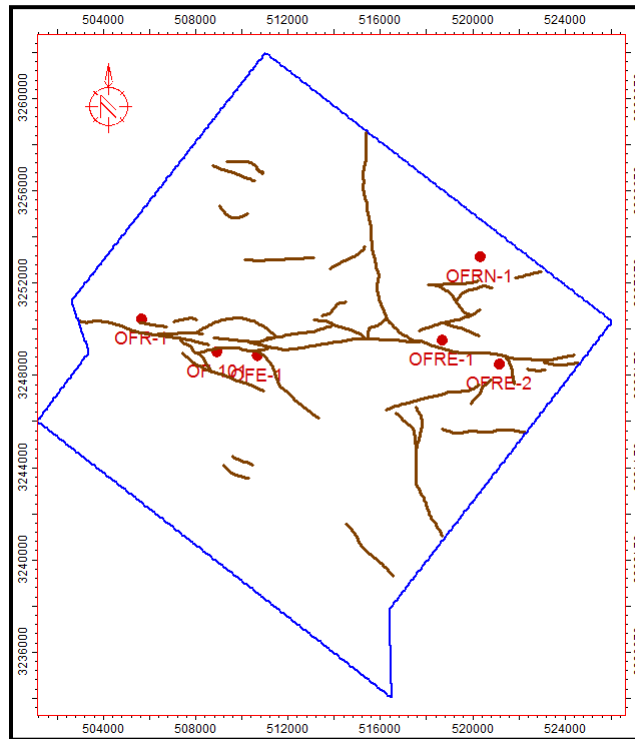
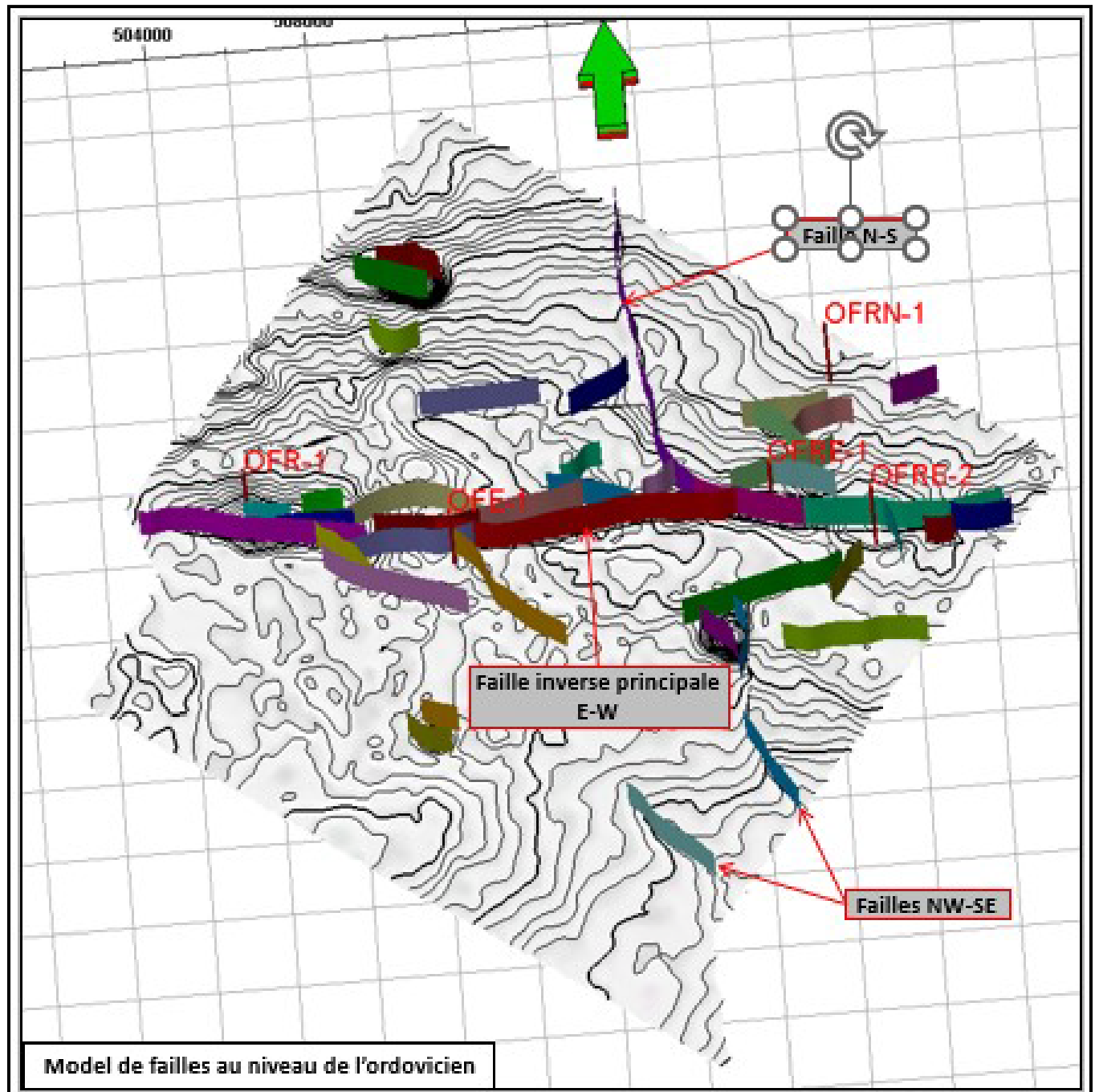


Figure III. 41: Réseau de failles qui passent par les puits

Interprétation des faille



III.5.5.Chronométrage des sections :

Le chronométrage est une lecture des temps doubles relatifs à un horizon. Les valeurs sont ainsi relevées à intervalle régulier sur la section et reportées sur le plan de position afin d'obtenir les cartes en isochrones. En présence de failles, il est préférable de chronométrer l'horizon de part et d'autre afin de pouvoir estimer leurs rejets et faciliter le tracé des isochrones.

III.5.6.Correction des décalages :

Lors de la corrélation, des décalages en temps ont été rencontrés au niveau de certains croisements des sections sismiques. Ces décalages, appelés misties, peuvent être engendrés par plusieurs facteurs tels que :

- ★ La méthode d'acquisition employée (source d'émission, paramètres de la nappe de réception...etc)
- ★ L'application des différents paramètres de traitement (erreurs lors des corrections statiques, imprécision sur les analyses de vitesses...etc.)
- ★ Le choix du plan de référence (DP)

Si le décalage entre les horizons est constant, on parle de misties statiques ; la correction peut alors se faire avec un simple shift du profil par rapport un autre profil pris comme référence (généralement on prend un profil passant par un puits). Cependant, les décalages aux croisements peut ne pas être constant, les misties sont alors dynamiques. Dans ce cas, la correction se fait uniquement au niveau de l'horizon d'intérêt.

III.6.ÉTABLISSEMENT DES CARTES :

III.6.1 Carte en isochrones :

La carte en isochrones est une carte d'égales valeurs en temps, et constitue une étape très importante en interprétation structurale. Pour réaliser une carte en isochrones, il est nécessaire, après le chronométrage, de reporter les valeurs en temps double ($TTdd$) de l'horizon choisi sur le plan de position puis tracer les failles. On procède par la suite au tracé des isolignes tout en lissant et en essayant de donner au schéma structural une certaine cohérence avec l'histoire géologique de la région. Pour cette étude, nous avons réalisé une carte en isochrones au toit de l'Aptien, et ce sur station PETREL à l'échelle indiquée sur la carte, ramenée à un DP de 1000m et avec une équidistance de 50ms avec une formule utilise :

$isochronetsm2 = isochronem2 / 2000$

isochronem2 : carte isochrones temps double de réservoir m2

isochronetsm2 : carte isochrones temps simple de réservoir m2.

Temps en seconde.

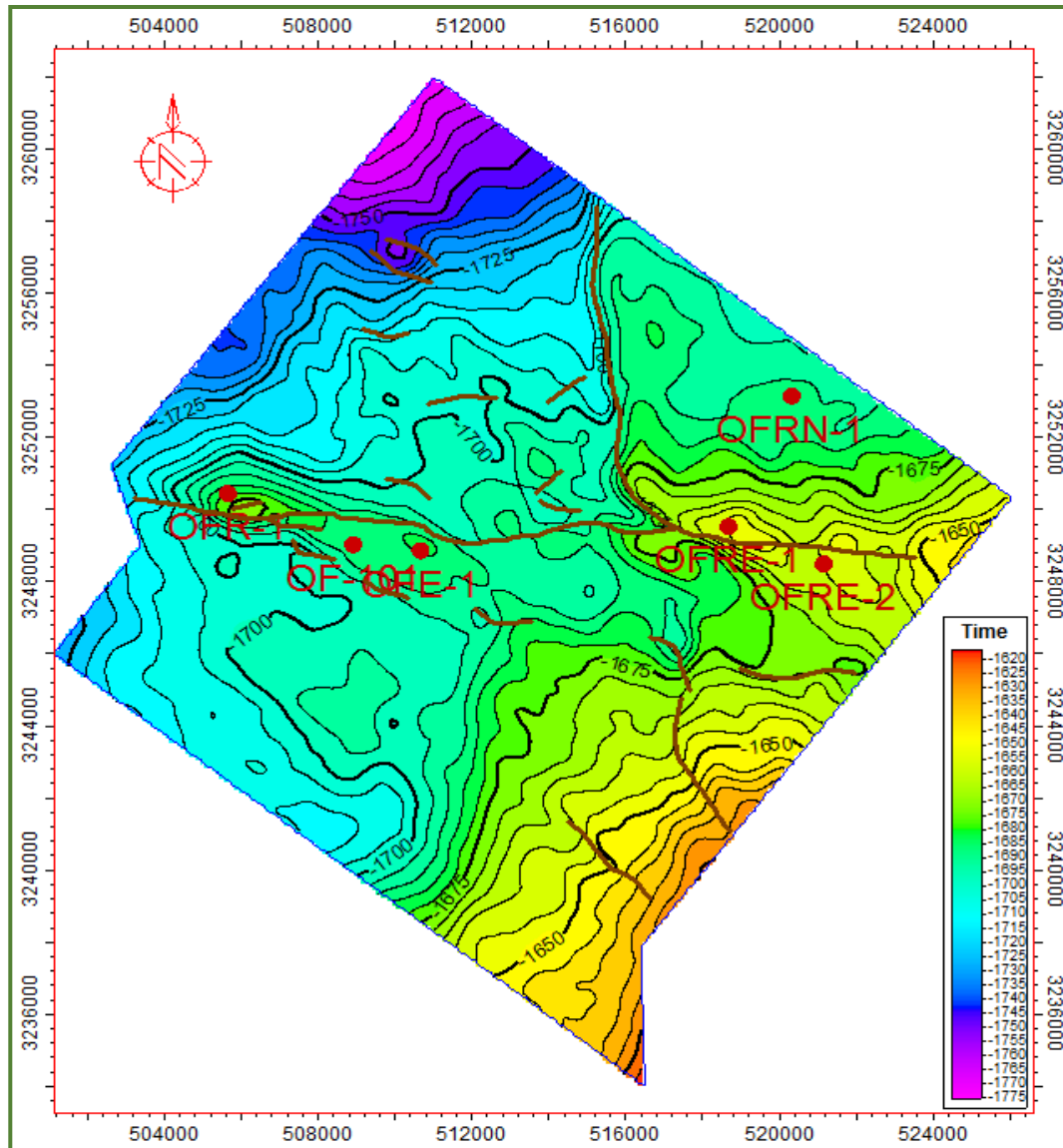


Figure III. 42: Isochrones au toit du réservoir F2(temps en seconde)

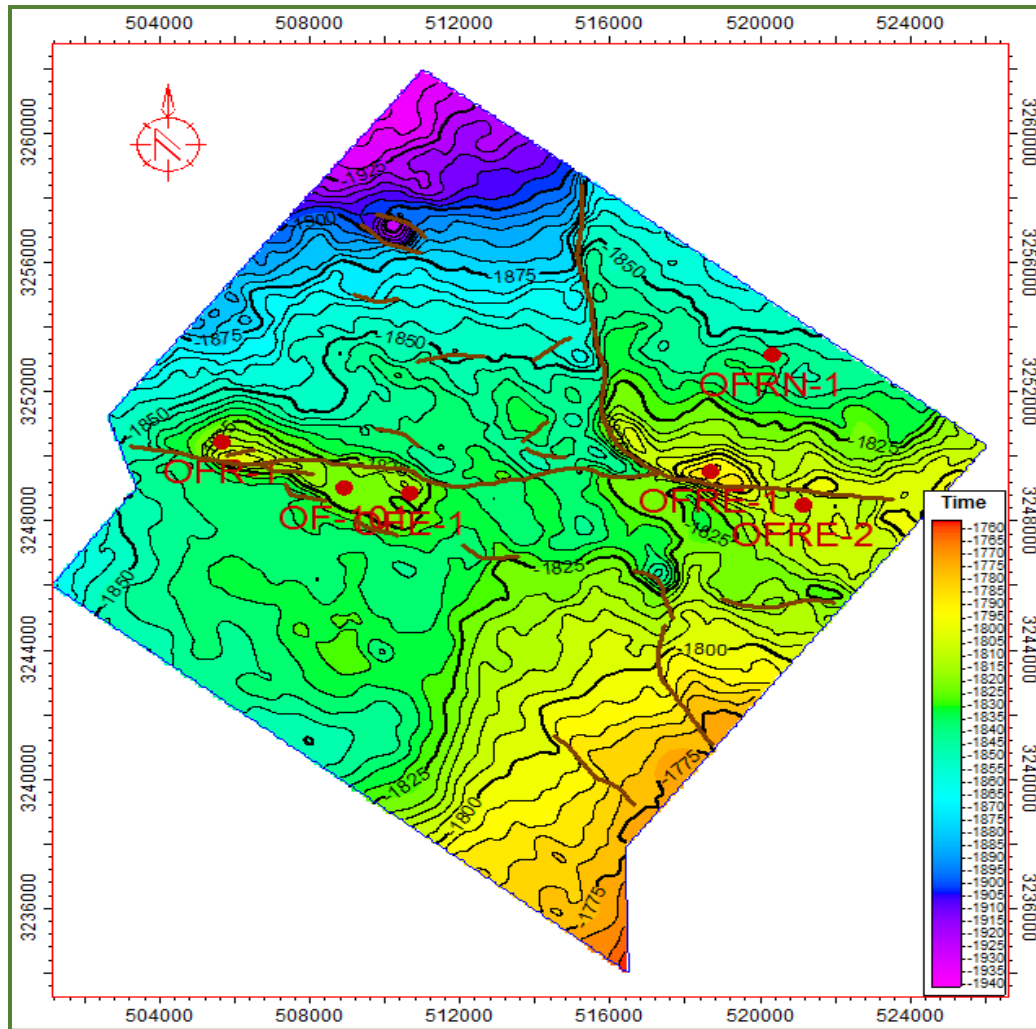


Figure III. 43: Isochrones au toit de l'unité M2(temps en seconde)

III.6.2.Cartes en iso-vitesses

Les cartes en iso-vitesses montrent la variation de la vitesse moyenne de chaque horizon dans la région d'étude, obtenues en utilisant les données des puits. Ces cartes sont établies à partir des vitesses moyennes des puits présents dans la région d'étude. Ces vitesses, calculées en utilisant la formule :

$V_m = \frac{P}{T_s}$III.3

V_m : Vitesse moyenne calculée(m/s). P : Profondeur de l'objectif lue sur la fiche stratigraphique corrigé au DP sismique (m). T_s : Temps simple lu sur la section sismique à l'emplacement du puits (ms). Une fois ces vitesses sont calculées manuellement, il faut importer les valeurs aux puits sur PETREL en introduisant les coordonnées de chaque puits et la valeur de la vitesse moyenne correspondante pour chaque horizon dans chaque puits (Tableau III.3). On lance la génération de courbes en iso-vitesses. Les cartes ainsi obtenues sont exprimées par rapport au DP sismique (DP=+400m).

well	X	Y	v moy m2	v moy f2
puits 1	505651	3250479	3256.14	3186.57
puits 2	510663	3248895	3230.21	3110.99
puits 3	518676	3249563	3320.68	3001.98
puits 4	521151.5	3248530	3284.27	3153.57
puits 5	520321.6	3253185	3263.99	3129.65

Tableau III.2. les vitesses moyenne correspondante pour chaque horizon dans chaque puits

Par utilise la opération de Petrel calculator par la formule:

iso-vitesse m2=(iso-chrone _ts m2*Vmoy m2_txt)-400

iso-vitesse f2=(iso-chrone _ts f2*Vmoy f2_txt)-400

iso-vitesse m2: carte isoviteess de réservoir m2

iso-vitesse f2: carte isoviteess de réservoir f2

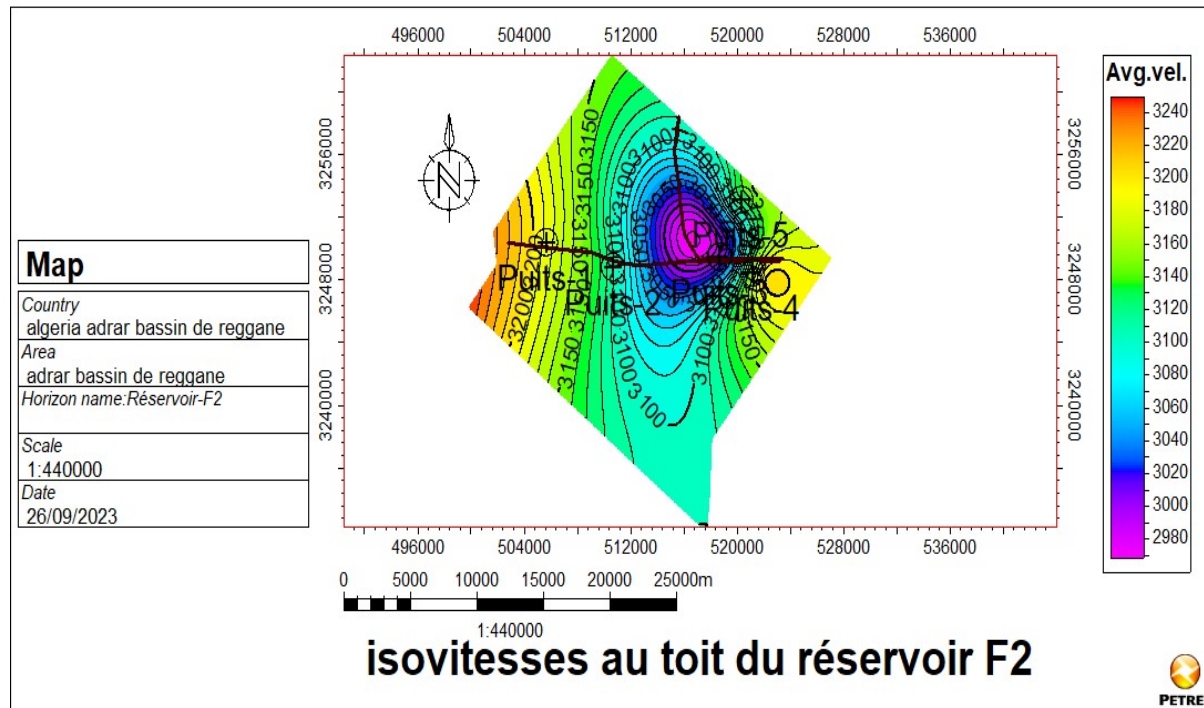


Figure III. 44: isoviteesses au toit du réservoir F2(vitesse en m/s)

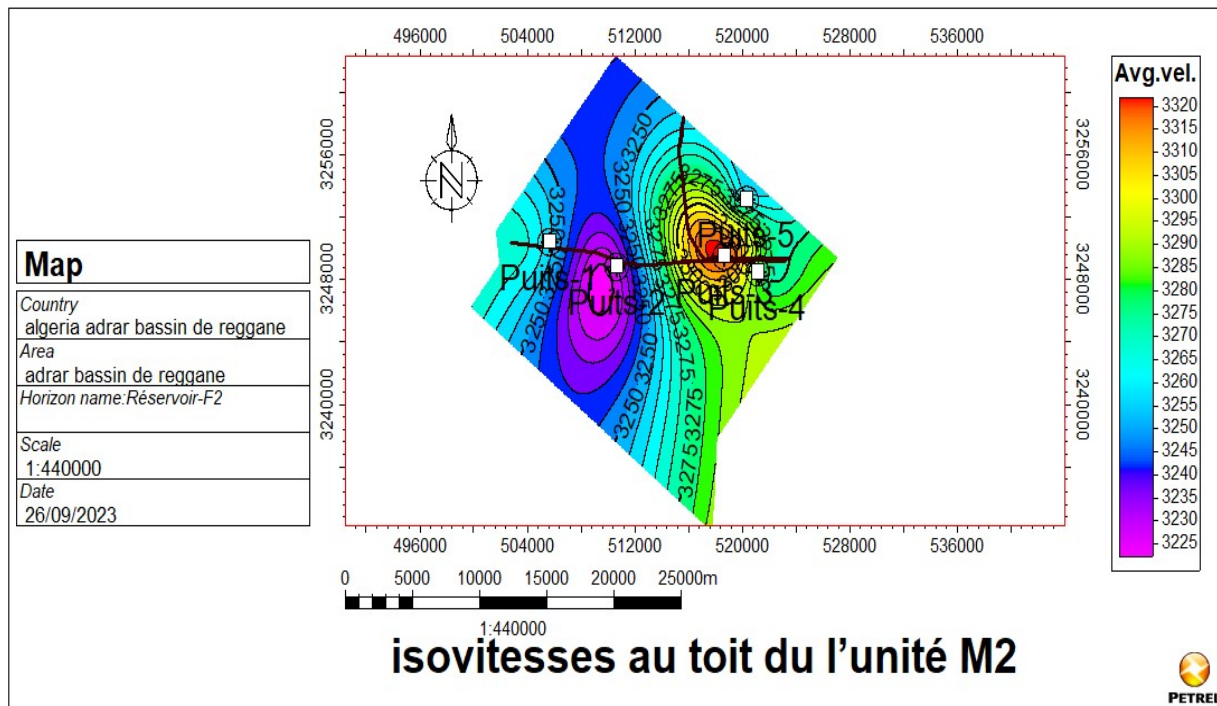


Figure III. 45: isovitesse au toit de l'unité M2(vitesse en m/s)

III.6.3. Carte en isobathes :

Les cartes en isobathes donnent l'image structurale en profondeur au toit des objectifs choisis. Grâce à la connaissance des vitesses moyennes des puits, il s'avère possible de transformer les données temps en données profondeur et de passer des cartes en isochrones aux cartes en isobathes. Le principe du tracé de ces cartes consiste à superposer les cartes en isochrones sur celles en iso-vitesse, et à chaque point d'intersection entre les deux cartes on a multiplié les valeurs des temps simples (T_s) par les vitesses moyennes (V_m) pour calculer la profondeur (P) à l'aide de la formule :

$$P = V_m \cdot T_s \dots \dots \dots \text{III.4}$$

Sur le logiciel « PETREL », la multiplication des valeurs s'effectue point par point. Ceci se fait en utilisant la fonction qui permet de multiplier la grille des isochrones par celle des iso-vitesse pour chaque marqueur, pour obtenir une grille des isobathes. Les cartes en isobathes ont été établies par rapport au niveau de la mer (MSL). la carte en isobathe dans le module Calculatrice intégré dans logiciel PETREL utilise la formule suivante :

$$\text{isobathe_f2} = (\text{isochronetsf2} \cdot \text{isovitessef2}) + 400$$

$$\text{isobathe_m2} = (\text{isochronetsm2} \cdot \text{isovitesse m2}) + 400$$

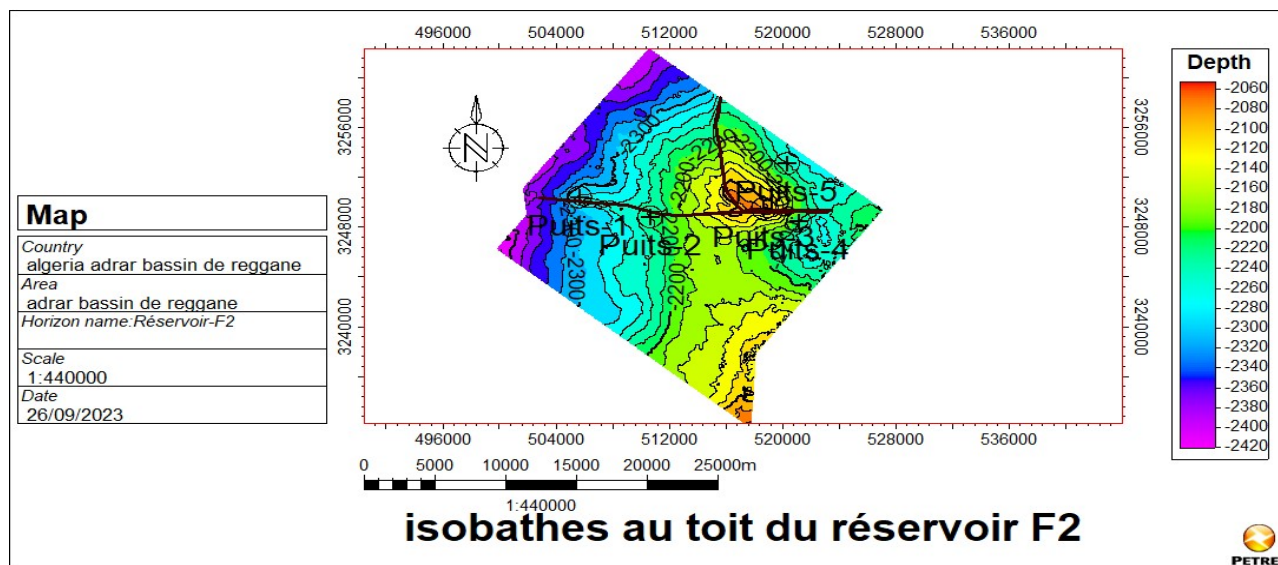


Figure III. 46: isobathes au toit du réservoir F2 (profondeur en mètre)

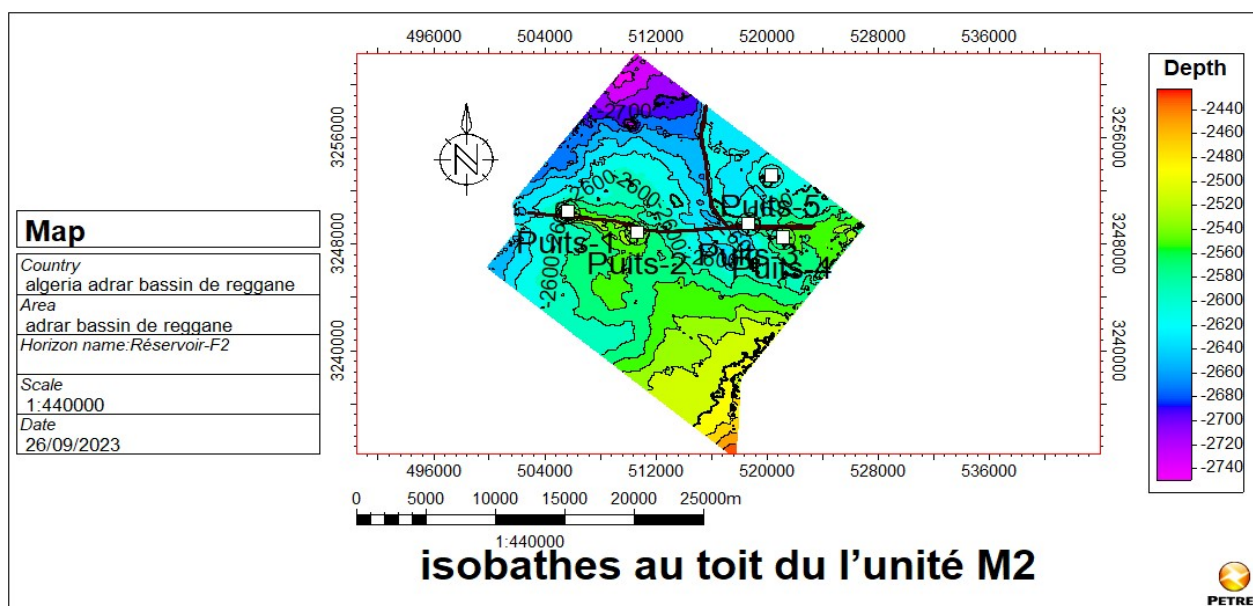


Figure III. 47: isobathes au toit du l'unité M2(profondeur en mètre)

III.7 .Interprétation et description des cartes :

L'interprétation des cartes au toit des surfaces données permet de mettre en évidence les éléments structuraux qui définissent cette surface, y compris son aspect structuré et l'impact de la tectonique dans la région. Elle permet également de mettre en évidence les structures situées en dessous de la surface, de mesurer les rejets des failles, de déterminer leurs orientations et leurs caractéristiques.

La région étudiée sera soumise à une analyse structurale en se basant sur diverses cartes isochrones, isovitesse et isobathes réalisées à partir des données des horizons interprétés. Cette

approche permettra de déduire les caractéristiques complètes des différentes failles présentes dans la région, notamment leur direction, leur déplacement, leur nature, etc.

III .7.1.Description des cartes en isovaleurs :

III .7.1.1.Les cartes en isochrones :

Grâce aux cartes en isochrones, les principaux éléments structuraux de la région ont été identifiés, ce qui a permis de mettre en évidence les axes positifs et négatifs, ainsi que de déterminer l'orientation des trends structurales et des réseaux de failles. Dans cette étude, quatre cartes en isochrones ont été établies. En ce qui concerne le resserrement des structures, la zone d'étude présente une variation dans la fermeture des structures ainsi qu'une distribution hétérogène.

III .7.1.2.Les cartes en isovitesses :

Les cartes en isovitesses des surfaces choisies montrent une évolution des vitesses moyennes suivant la direction SE-NW.

III .7.1.3.Les cartes en isobathes

Les cartes en isobathes ont été réalisées au toit des unités réservoirs objectifs (reservoir_f2 et F6-M2), sur la base du cube sismique 3D, couvrant un vaste complexe structural, subdivisé en deux compartiments, l'un au nord et l'autre au sud.

III .7.2.Interprétation des structures

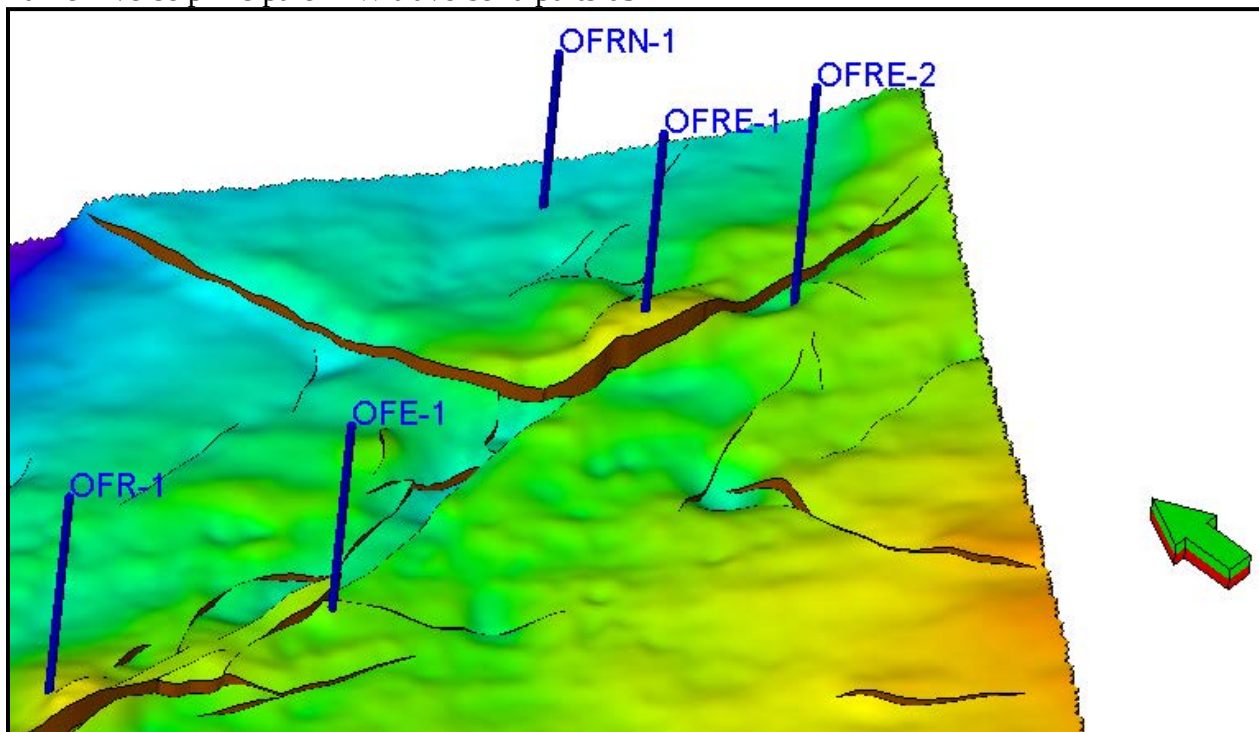
Les cartes en isobathes au toit du reservoir_f2 et F6-M2 l'Ordovicien montrent l'existence de trois structures pouvant piéger des hydrocarbures. L'une des structures se situe au sud de la région et les deux autres structures se situent au centre de la région .

Structure 01 :

OFRE-2=puits 05

Cette section de direction NW-SE il ya un faille inverse

Faille inverse principale E-W traverser a puits 05



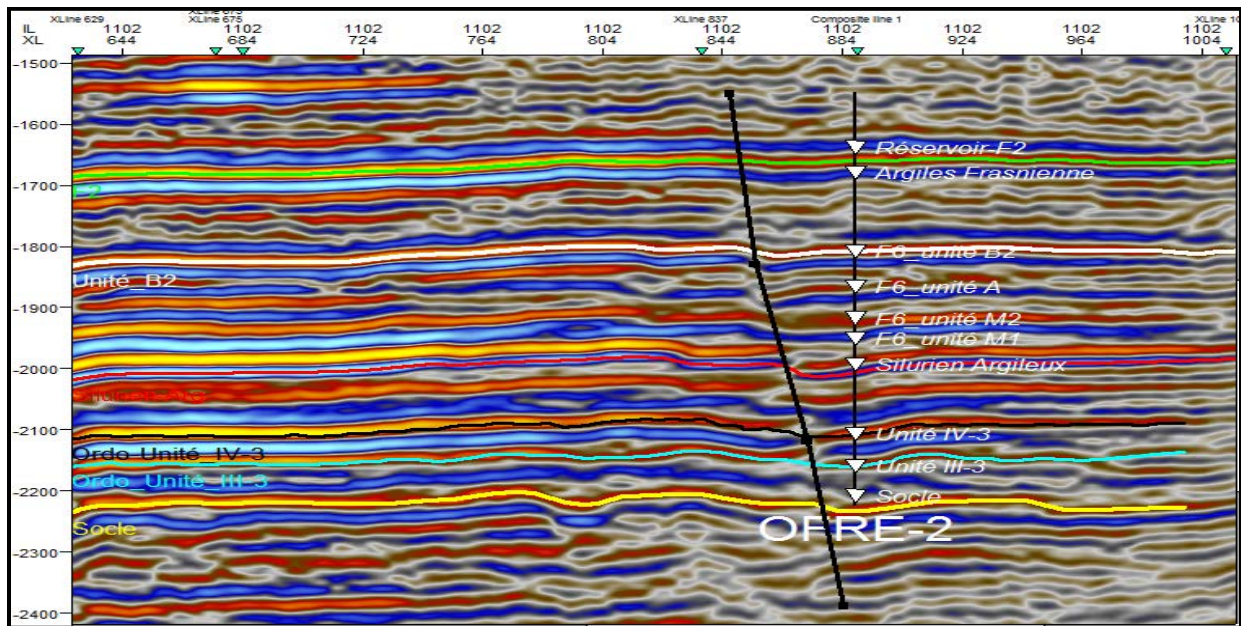


Figure III. 48: Section sismique du profil 1 interprétée avec les failles (Petrel).

Structure 02:

OFRE-1=puits 04

Cette section de direction NE-SW il ya deux faille inverse et un faille normale il Ya une piège anticlinal entre faille inverse et faille normale. Traverser au puits 04

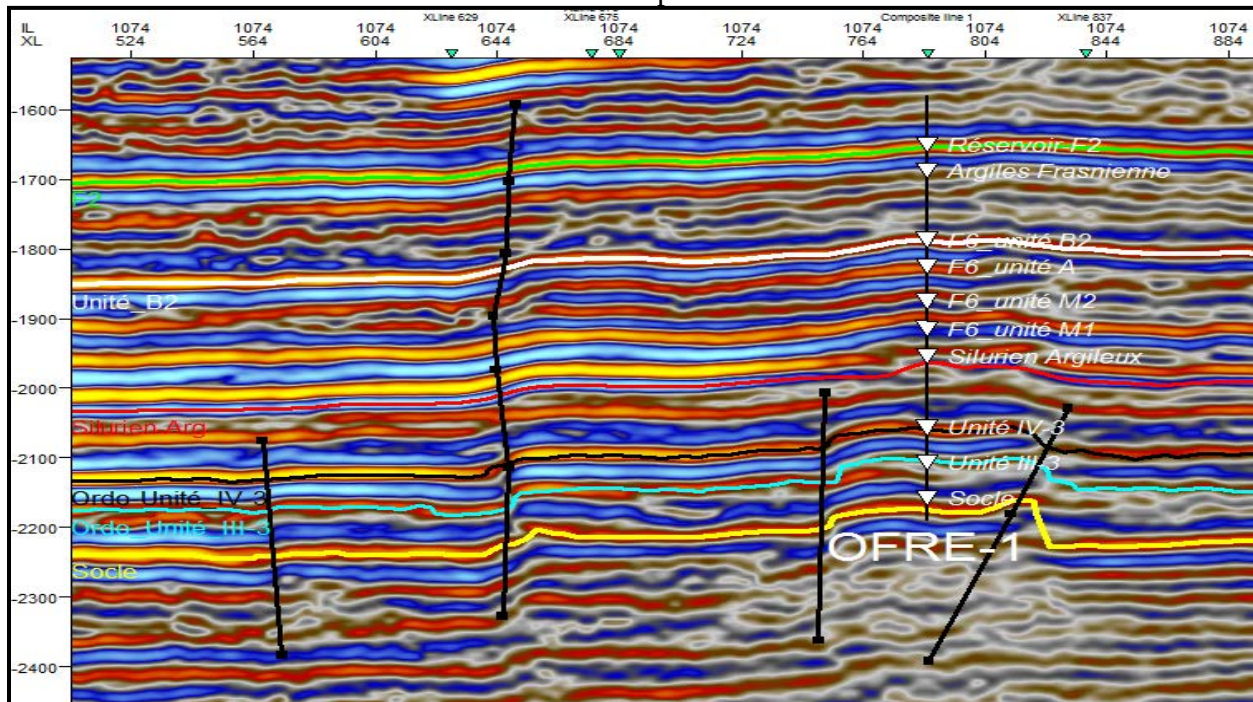


Figure III. 49: Section sismique du profil 2 interprétée avec les failles (Petrel).

Structure 03:

OFR-1=puits 02

Cette section de direction NE-SW il ya une faille inverse principal traverser au puits 02.

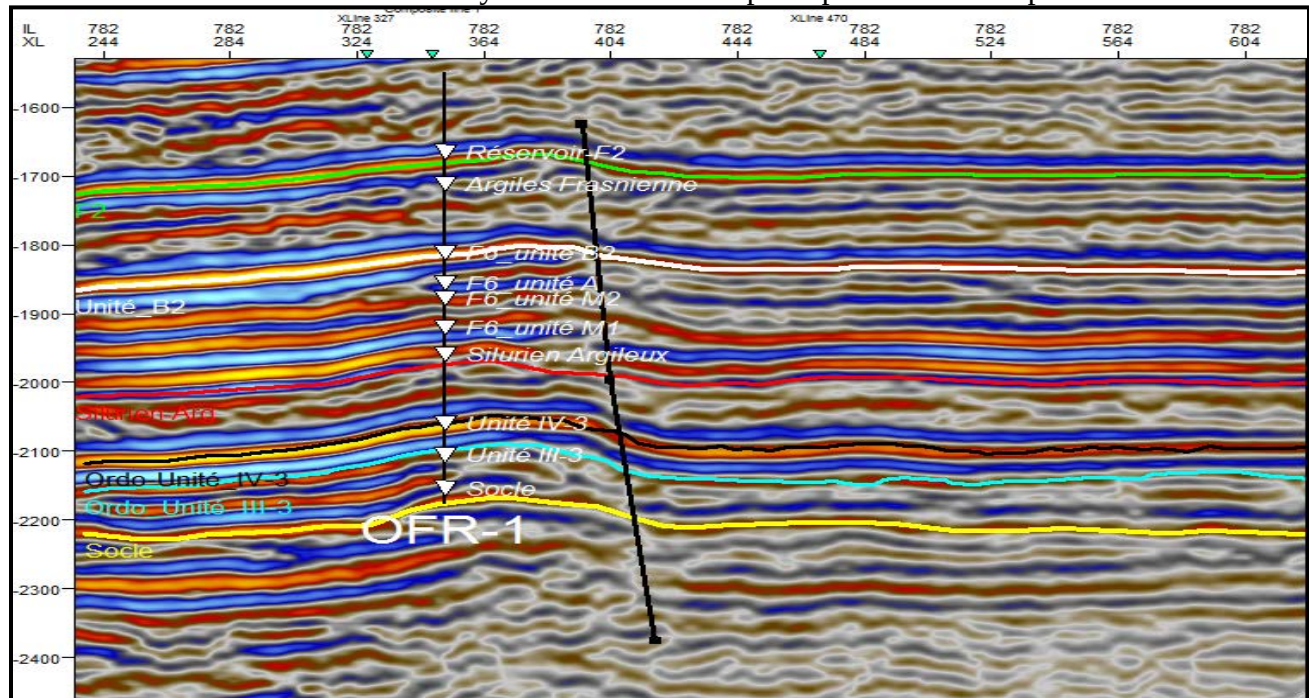


Figure III. 50: Section sismique du profil 3 interprétée avec les failles (Petrel).

III.8.Conclusion

La région de bassin de Reggan est bassin riche de huile .

- ★ l'amélioration de la qualité des réservoirs aux alentours des dykes et des sills ;
- ★ l'augmentation du degré de maturation de la matière organique des roches mères ;
- ★ le remplissage des failles par les roches magmatiques (dolérites) ce qui conduit à la formation de barrières de perméabilités empêchant la migration secondaire des hydrocarbures et donc l'alimentation de certains réservoirs.
- ★ La mise en évidence d'un événement thermique contemporain à la mise en place des dolérites dans le bassin de Reggan pourrait conduire à une révision de l'histoire thermique du bassin, et notamment sur le degré de maturation des roches mères.
- ★ Il ya un resrevoir de hydrocarbure dans Structure 02 traverser puits 04 -2480 a 2500m en carte isobathes au toit du réservoir F2

Conclusion générale

Le bassin de Reggane a fait l'objet de travaux de géologie, d'acquisitions géophysiques (gravimétrie, magnétisme et sismique) et d'implantations de forage qui ont permis de valoriser le potentiel pétrolier de cette région par le biais de découvertes telles que Djebel Heirane, Azrafil, Kahlouche et Hassi M'dakane enregistrées au niveau des réservoirs ordoviciens, dévoniens et carbonifères.

Pour mener à bien notre interprétation nous avons suivis certaines étapes que nous citons dans cette conclusion comme rappel du travail qui a été effectué. Nous n'avons pas été confrontés à de réels problèmes car les données que nous avons utilisées étaient de bonne qualité. La première tâche consistait à délimiter le périmètre d'étude qui se localise dans la région de bassin de reggane, une région qui s'est révélée être très intéressante en potentiel pétrolier de par les études géologiques et géophysiques qui y ont été menés. S'en ai suivis d'une calibration puits/sismique effectuée grâce au calage suivi par la réalisation du film synthétique. Et en fin le tracé de ces horizons et l'identification des failles aboutissant à l'établissement des cartes. L'interprétation des profils sismiques réalisés dans la région de bassin de reggane, et l'établissement des cartes en iso-valeurs (isochrones, iso-vitesse, isobathes) ont permis la mise en évidence d'un réseau de failles majeures ayant contrôlé la sédimentation au Paléozoïque. Une famille de failles orientée NNESSO a été observée recoupant les horizons du Réservoir-F2 et au toit de F6_unité-M2 aux cartes nous avons pu aussi :

- ✱ confirmer les trois structures qui ont déjà été déterminé par les études précédentes gravimétrie et sismique 2D et de bien les définir en termes de (surface, amplitude et fermeture). Donnant l'exemple de la structure deux qui a été repérée comme étant positive en confirmant ainsi le résultat favorable du puits 4.
- ✱ Vérifier les structures qui n'ont pas été forées comme les structures une, trois et quatre qui sont positives. Y est proposés de nouveaux forages.
- ✱ Vérifier la position des puits forés qui ont donné des résultats négatifs comme les puits deux et trois et recommander de déplacer la position de forage du puits 4 dans la structure deux qui s'y trouve à proximité.
- ✱ Frome la coupe géologique et les log diagraphie et les cartes et l'interprétation et les faille trouve un réservoir de hydrocarbure a puits 04 ente -2480 a -2500 m dans un piège anticlinal dans la région bassin de reggan. Et par rapport le carte fig.01et un réservoir de huile .
- ✱ La carte en isobathes obtenue a permis de confirmer plusieurs structures ayant fait l'objet de forages d'exploitation. Elle a aussi permis de mettre en évidence de nouveaux leads pouvant faire l'objet de futures études pour mieux les cerner.

Références bibliographiques

- Aliev, M., Aït Laoussine, N., Avrov, V., Aleksine, G., Barouline, G., Lakovlev, B., Benhama. A., 2011. Cour de traitement sismique-IIème partie, *Document I.A.P. (Institut Algérienne Du Pétrole)*
- Benhama. A., 2015. Traitement sismique et sismique de puits. *Document I.A.P.*
- Conrad, J., 1984. Les séries carbonifères du Sahara central algérien: stratigraphie, sédimentation, et évolution structurale. Thèse de Doctorat es sciences, Université d'Aix Marseille, 178p.
- Donald A.Herron, 2011, First steps in seismic interpretation, SEG Tulsa Oklahoma. Djeddi Mabrouk : Sismique de Puits : Carottage sismique et sismosondage chapitre II .
- Laboratoire de Physique de la Terre, Université M'Hamed Bougara Boumerdes- Algérie ,2013
<http://djeddimaabrouk.fr.gd/>
- Follot, J., 1952. Ahnet et Mouydir. Monographie régionale, Ire série : Algérie, N°1, XIXème congrès géologique international, Alger, 80 p.
- Ghoul, H., Belhameche, F., Hamidou, M., 2000. Le potentiel pétrolier des leads de la région de Razkallah et de Brini, Bassin de Reggane. Rapport inédit. Sonatrach, Exploration.
- Korj, M., Kouvykine, J., Makarov, V., Mazanov, V., Medvedev, E., Mkrtchiane, O., Moustafinov, R., Oriev, L., Oroudjeva, D., Oulmi, M., Saïd, A., 1971. Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara algérien. Altamira-Rotopress, S.A., Madrid, Espagne, 275 p.
- MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES :
<https://www.energy.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure>
- Ph.MAGET, Les diagraphies en forage initiation aux méthodes et aux interprétations application en géothermie, Rapport du B.R.G.M, 85 SGN. <http://infoterre.brgm.fr/rapports/85-SGN-034-SPG.pdf>.
- Sroor. M., 2010. Geolpgy & Geophysics in huile Exploration, 70 pages