



**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE
ET POPULAIRE**



**MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDÈS

FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

**DÉPARTEMENT DE LA GÉOPHYSIQUE, LA GÉNIE PARASISMIQUE
ET PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES**

**MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES EN VUE DE L'OBTENTION DU
DIPLÔME DE MASTER EN GÉOPHYSIQUE PÉTROLIÈRE**

FILIÈRE : Hydrocarbures

OPTION : Géophysique pétrolière

Thème :

**Interprétation structurale des données sismiques 3D
de la région de Gassi Touil (bassin de Berkine)**

Réalisé par :

- AIROUDJ Youcef Islam
- GUERZIZ Abdelghani

Suivi par :

Promoteur : Mme. AIT ADJEDJOU Doria
Encadreur : Mr. AISSAOUI Ahmed

DEVANT LE JURY COMPOSÉ DE :

PRÉSIDENT : FERAHTIA Jalal

EXAMINATEUR : ALLEK Karim

Boumerdès : 2022/2023

Remerciements :

Avant tout, nous remercions Allah le Tout-Puissant pour la santé, la volonté et la compassion qu'Il nous a accordées au fil des années, ainsi que pour nous avoir donné la force d'accomplir cette mission. Nous souhaitons également exprimer notre gratitude envers nos parents, nos frères, nos familles et nos amis, pour leur amour inébranlable et leur soutien essentiel. Nos remerciements vont à Mme. AIT ADJEDJOU D., notre promoteur, ainsi qu'à tous les enseignants du Département de Géophysique de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie de l'Université de Boumerdes. Nous tenons également à remercier notre encadreur, M. AISSAOUI, ingénieur à l'Entreprise Nationale de Géophysique à Boumerdes, pour sa confiance en nous, ses conseils avisés et son soutien indéfectible tout au long de notre parcours

DÉDICACE :

J'AI LE GRAND HONNEUR DE DÉDIER CE TRAVAIL À :

MA TRÈS CHÈRE **MÈRE** ET MON TRÈS CHER **PÈRE** QUI M'ONT TOUT DONNÉ ET QUI M'ONT AIDÉ AVEC TOUS LES MOYENS.

MES TROIS BELLES **SŒURS** MARIA, AMINA ET KHADIDJA.

MA FAMILLE QUI M'A AIDÉ, SPÉCIFIQUEMENT MA **TANTE** IBTISSEM, MA **GRANDE-MÈRE**, AINSI QUE MON DÉFUNT **GRAND-PÈRE**, QU'ALLAH LUI ACCORDE SA MISÉRICORDE.

TOUS MES **AMIS**, PRÉCISÉMENT :

- KOUAHI LOUKMEN DIT *BOULEHIA*.
- FRICHE MEROINE.
- BOUTAOUI AZIZ.
- GUETTOUCHE WALA'A EDDINE.
- GUERZIZ ABDELGHANI.
- BENAÏSSA MOHAMED CHERIF DIT *AYMEN*.
- BENZAABAR ZIYAD.
- BOUCHERMA ABDELDJALIL.
- ALGUETNI FARID.
- ZERD MOHAMED TAHER DIT *RAMY*.

AIROUDJ YUCEF ISLAM

DÉDICACE :

J'AI LE GRAND HONNEUR DE DÉDIER CE TRAVAIL À :

MA TRÈS CHÈRE **MÈRE** ET MON TRÈS CHER **PÈRE** QUI M'ONT TOUT DONNÉ ET QUI M'ONT AIDÉ AVEC TOUS LES MOYENS.

MES CHERS **FRÈRES** HAKIM, ET SURTOUT RAOUF QUI M'A BEAUCOUP AIDÉ PENDANT MES ÉTUDES.

MES DEUX BELLES **SŒURS** ANWARE ET SARA.

TOUS MES AMIS, PRÉCISÉMENT :

- MIDNI ABDELKARIM.
- BENGHEZAL ABDERRAOUF.
- DHIAB MOHAMMED CHERIF.
- RAMDHANI KHALED.
- AIROUDJ YUCEF ISLAM.
- ZERD MOHAMMED TAHER.
- BERROUK SOUHAIB.
- ALGUETNI FARID.
- DJENDLI OUSSAMA.
- BENZAABAR ZIYAD

GUERZIZ ABDELGHANI

Table des matières

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Sommaire

Introduction générale.

Introduction générale..... 1

Problématique et objectifs du travail..... 2

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

I.1. Situation géographique, structurale et géologique de la région d'étude 3

 I.1.1. Cadre géographique et structurale de la région d'étude..... 3

 I.1.2. Cadre géologique de la région d'étude 4

 I.1.2.1. Évolution tectonique 7

 I.1.2.2. Aspect structural..... 8

 I.1.2.3. Aspect stratigraphique..... 8

I.2. Système pétrolier 11

 I.2.1. Roches mères et migration..... 11

 I.2.2 Roches réservoirs 12

 I.2.3 Roches couvertures 12

 I.2.4 Piégeage 12

Chapitre II : Acquisition et traitement des données sismiques.

II.1. Introduction 14

II.2. La sismique réflexion 14

 II.2.1. Différents types d'ondes engendrées par une secousse sismique 16

 II.2.1.1. Les bruits aléatoires 17

 II.2.1.2. Les bruits organisés 17

 II.2.2. Acquisition des données dans la région exploitée 17

 II.2.2.1. Description de la méthode utilisée..... 17

 II.2.2.2. L'avantage de la méthode d'acquisition utilisée..... 18

II.2.2.3. Les paramètres d'acquisition	18
II.2.3. La zone altérée	21
II.2.4. Le carottage WZ (CVT).....	22
II.3. Traitement des données sismiques.....	22
II.3.1. Séquence de traitement utilisée	22
II.3.1.1. Lecture des données sismiques	24
II.3.1.2. Démultiplexage.....	24
II.3.1.3. Rééchantillonnage.....	24
II.3.1.4. Récupération du gain sur le terrain	24
II.3.1.5. Habillage des données	25
II.3.1.6. La récupération des amplitudes	25
II.3.1.7. Édition	27
II.3.1.8. La mise en CDP (CDP gather).....	27
II.3.1.9. Les corrections statiques primaires.....	27
II.3.1.10. Analyse de vitesses	28
II.3.1.11. Corrections dynamiques (NMO)	28
II.3.1.12. Mute.....	29
II.3.1.13. Déconvolution	29
II.3.1.14. Filtre F-K	29
II.3.1.15. Corrections statiques résiduelles	29
II.3.1.16. Migration partielle (DMO)	30
II.3.1.17. Sommation en couverture multiple.....	30
II.3.1.18. Migration (Post stack)	30
II.3.2. Qualité des données sismiques	31

Chapitre III : Méthodologie de l'interprétation des données sismiques.

III.1. Introduction	33
III.2. Présentation des données utilisées.....	33
III.2.1. Le plan de position	33
III.2.2. Les sections sismiques	34
III.2.3. Les données de puits.....	35
III.2.3.1. Le carottage sismique (check shot)	35
III.2.3.2. Le profil sismique vertical.....	36
III.2.3.3. La fiche stratigraphique.....	36
III.2.3.4. Le film synthétique.....	36
III.3. Méthodologie de l'interprétation.....	37

III.3.1. Choix des horizons	37
III.3.2. Calage et identification des horizons	38
III.3.3. Corrélation des horizons.....	40
III.3.4. Identification des failles	42
III.3.5. Chronométrage	43
III.3.6. Correction des décalages (misties).....	43
III.3.7. Difficultés rencontrées	44
Chapitre IV : Réalisation des cartes et discussion des résultats.	
IV.1. Introduction	46
IV.2. Réalisation des cartes.....	46
IV.3. Conversion temps-profondeur	47
IV.4. Établissement, interprétation et description des cartes	47
IV.4.1. Les cartes en isochrones	47
IV.4.2. Les cartes en isovitesses	51
IV.5. Interprétation des failles	58
IV.5.1. Analyse des sections sismiques	58
IV.5.2. Profils sismiques interprétés	59
IV.6. Conclusion	62
Conclusion générale	
Conclusion générale	63
Bibliographie.....	64

Liste des figures :

Figure I.1. Situation de la région d'étude dans l'Algérie.	4
Figure I.2. Éléments structuraux du bassin de Berkine.	6
Figure I.3. Colonne stratigraphique du bassin de Berkine.	11
Figure I.4. Les pièges et la migration dans le bassin de Berkine.	12
Figure I.5. Les types de pièges à hydrocarbures.	13
Figure II.1. Principe de la sismique réflexion mise en œuvre lors d'une campagne sismique réflexion.	15
Figure II.2. Différents rangements de données.	16
Figure II.3. Les modes de collecte des données sismiques. En haut, un exemple de collecte en émetteur commun (CSG). En bas, un exemple de collecte en point milieu commun (CMP)..	16
Figure II.4. Schéma d'acquisition de la zone exploitée.	18
Figure II.5. Disposition des récepteurs durant l'acquisition de la zone exploitée.	19
Figure II.6. Exemple de quelques enregistrements bruts.	21
Figure II.7. Illustration d'un démultiplexage.	24
Figure II.8. Atténuation d'une onde par un milieu absorbant.	26
Figure II.9. Principe des corrections statiques.	27
Figure II.10. Principe de la correction dynamique.	28
Figure II.11. Influence de CS résiduelles sur qualité des signaux.	30
Figure II.12. Exemple d'une section sismique.	31
Figure III.1. Plan de position de la zone d'étude.	34
Figure III.2. Le volume sismique utilisé dans notre étude.	35
Figure III.3. Corrélation des diagraphies gamma-ray.	37
Figure III.4. Calage au niveau du Puits-1.	39
Figure III.5. Calage au niveau du Puits-4.	40
Figure III.6. Corrélation des horizons sismiques.	41
Figure III.7. La grille complète de corrélation au toit de l'unité M2.	41
Figure III.8. La grille complète de corrélation au toit de l'Ordovicien.	42
Figure III.9. Réseau de failles qui passent par les puits.	43
Figure IV.1. Carte en isochrones au toit de la discordance hercynienne.	48
Figure IV.2. Carte en isochrones au toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux.	49
Figure IV.3. Carte en isochrones au toit de l'unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux.	50
Figure IV.4. Carte en isovitesses au toit de la discordance hercynienne.	52
Figure IV.5. Carte en isovitesses au toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux.	53
Figure IV.6. Carte en isovitesses au toit de l'unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux.	54
Figure IV.7. Carte en isobathes au toit de la discordance hercynienne.	55
Figure IV.8. Carte en isobathes au toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux.	56
Figure IV.9. Carte en isobathes au toit de l'unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux.	57
Figure IV.10. Plan de position montrant les profils sismiques et les puits étudiés.	59
Figure IV.11. Section sismique du profil 1 interprétée avec les failles.	60

Figure IV.12. Section sismique du profil 2 interprétée avec les failles	60
Figure IV.13. Section sismique du profil 3 interprétée avec les failles	61
Figure IV.14. Section sismique du profil 4 interprétée avec les failles	62
Figure IV.15. Section sismique du profil 5 interprétée avec les failles	62

Liste des tableaux :

Tableau II.1. Paramètres d'acquisition utilisés dans la région de Gassi Touil..... 21

Tableau IV.1. Vitesses moyennes des horizons corrélés au niveau des puits..... 51

Liste des organigrammes :

Organigramme II.1. La séquence du traitement des données sismiques. 23

Organigramme III.1. Résumé des étapes de l'interprétation sismique. 45

Nomenclatures :

CDP : Common Depth Point (Point de profondeur commun)

CMP: Common Mid-Point (Point median commun)

CSG : Common Source Gather (Collecte des sources communes)

CVT : Carottage Vitesse Temps

DH : Discordance Hercynienne

DMK: Dalle de M'Kratta

DMO: Dip Move-Out (Déplacement en bain de boue)

DP : Datum Plane (Plan de référence)

ENAGEO : Entreprise Nationale Algérienne de Géophysique

GL: Ground Level (Niveau du sol)

KB: Kelly Bushing (Tableau de rotation)

MSL: Mean Sea Level (Niveau de la mer)

NMO: Normal Move-Out (Déplacement normal)

PSV : Profil Sismique Vertical

RPS: Receiver Parameter Survey (Levé sur les paramètres du récepteur)

SAG: Silurien Argilo-gréseux

SPS : Source Parameter Survey (Levé sur les paramètres de la source)

TAGI : Trias Argilo Gréseux Inférieur

TAGS : Trias Argilo Gréseux Supérieur

TAC: Trias Argilo Carbonaté

UTM: Universal Transverse Mercator

WZ: Weathered Zone (Zone altérée)

Introduction générale

Introduction générale :

Au début du troisième millénaire, les hydrocarbures sont encore des sources d'énergie irremplaçables. La grande aventure de l'exploration pétrolière exige encore des géologues et des géophysiciens, pour rechercher du gaz naturel et du pétrole la technique de base est la sismique réflexion, qui est aujourd'hui une des méthodes capables de fournir des images suffisamment précises du sous-sol dans des conditions géologiques appropriées pour reconstituer l'histoire des complexes sédimentaires et évaluer la possibilité d'y trouver des hydrocarbures. Bien que le principe de la sismique réflexion soit simple, il est très compliqué de créer une image fiable du sous-sol et d'interpréter l'image en fonction de l'histoire géologique.

La sismique réflexion implique la génération du front d'onde se propageant dans le sous-sol, une partie de l'énergie est réfléchi à chaque interface géologique, puis captée en surface à l'aide de capteurs appelés géophones. L'onde réfléchi produit un signal dont l'amplitude est proportionnelle à l'accélération de l'onde incidente. Ce signal sera traité pour fournir une image du sous-sol sous forme de coupes appelées coupes sismiques. L'interprétation de ces coupes permet d'obtenir des déformations structurales bidimensionnelles et tridimensionnelles, ainsi que des structures propices aux hydrocarbures.

La sismique 3D est mieux que la sismique 2D en raison d'une meilleure fiabilité et d'une résolution plus élevée. En plus le pouvoir de visualiser la structure en trois dimensions, il permet également de caractériser les changements latéraux de certaines caractéristiques du réservoir, telles que leur épaisseur. Pour ce faire, il est nécessaire d'utiliser les informations géologiques disponibles pour le pré-calibrage. L'interprétation des blocs sismiques produits par les réflexions sismiques doit conduire à l'extraction d'informations structurales et stratigraphiques.

Ce mémoire est divisé en quatre chapitres :

- Le premier chapitre a pour objectif de donner une introduction simple mais relativement complète à la géologie du bassin de Berkine et de la géologie de la zone d'étude.
- Le deuxième chapitre présente la technologie d'acquisition sismique 3D et la séquence de traitement appliquée aux données sismiques.
- Le troisième chapitre présente les méthodes et la méthodologie de l'interprétation sismique.
- Le quatrième chapitre présente les méthodes d'établissement des cartes (isochrone, isovitesse et isobathe) et la discussion des résultats obtenus.

- Enfin, une conclusion a été présentée pour faire une synthèse de l'utilisation de la sismique 3D dans l'exploration pétrolière et des résultats obtenus.

Problématique et objectifs du travail :

Le désert algérien est riche en ressources énergétiques. En effet, il est exploré depuis les années quarante. Pour situer ces ressources, ces explorations nécessitent des moyens et des méthodes des sciences de la terre, principalement, de la géophysique. Cette dernière est un ensemble de plusieurs méthodes physiques appliquées à la reconnaissance du sous-sol. Parmi ces méthodes, la méthode sismique est la plus utilisée dans le domaine des ressources énergétiques. Elle comprend plusieurs applications, en surface, dans puits, dans l'océan, etc. La méthode sismique 3D a été utilisée comme méthode de prospection car elle propose une image détaillée de l'objectif profond. C'est aussi la méthode utilisée lors de la campagne d'acquisition menée par l'ENAGEO dans la région de Gassi Touil (Berkine, Algérie), en 2010, et ce afin de localiser les objectifs pétroliers du Silurien argileux-gréseux.

Dans ce travail, nous allons essayer de répondre à plusieurs questions et qui sont : où est située la zone d'étude ? quelles sont ses caractéristiques géologiques et structurales ?

Quels sont les outils et les étapes d'acquisition utilisés dans cette étude ? Comment se fait le traitement des données collectées ? Et au final, essayer, en se basant sur les outils dont on dispose (cartes, coupes, etc.) d'apporter une interprétation aussi précise que possible des structures favorables à l'accumulation des hydrocarbures.

Le but de ce travail est d'interpréter une zone de 927 kilomètres carrés de données sismiques 3D dans la zone de Gassi Touil, d'explorer et de mettre en évidence différentes structures pouvant contenir des hydrocarbures, et d'identifier les fissures qui affectent les formations géologiques de la zone et réseau de failles. Un autre objectif est la possibilité de déterminer l'emplacement de forage afin de confirmer la présence des hydrocarbures.

Chapitre I :

**Contexte géographique et
géologique de la région
d'étude**

I.1. Situation géographique, structurale et géologique de la région d'étude :

I.1.1. Cadre géographique et structurale de la région d'étude :

Le champ de Gassi Touil se situe au Sud-Ouest du bassin de Berkine. Le bassin de Berkine, faisant partie de l'Ouest du grand bassin de Ghadamès, se situe dans l'erg oriental, à l'Est de la plateforme saharienne algérienne entre les latitudes 28° et 32° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, il est limité :

- Au Nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et le dôme du Dahar.
- A l'Est par le bassin de Syrte, formant la partie Est du grand bassin de Ghadamès, la petite partie septentrionale de ce bassin est située dans le Sud du territoire tunisien et une grande partie dans le territoire Libyen, se caractérisant par une série de failles de direction NW-SE.
- Le Sud par le bassin d'Illizi.
- A l'Ouest par l'Éperon d'Amguid El Biod et la ride de Hassi Messaoud.

Ce bassin occupe une superficie totale de près de 300.000 Km², seulement 103.000 Km² sont situés dans le territoire Algérien. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située entièrement en Algérie, la partie orientale située en grande partie en Libye et la petite partie septentrionale dans le Sud de la Tunisie (**Figure I.1**).

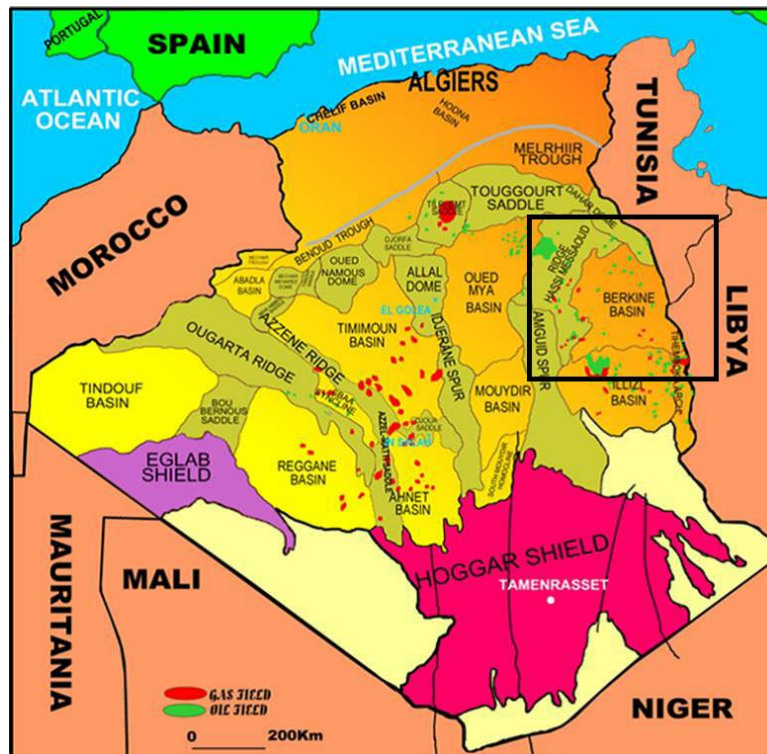


Figure I.1. Situation de la région d'étude dans l'Algérie (www.energy.gov.dz).

I.1.2. Cadre géologique de la région d'étude :

Le bassin de Berkine est subdivisé essentiellement en trois zones pétrolières. (Figure I.3) (WEC, 2007).

- **Dépression Sud-Est triasique**

Cette dépression se superpose au bassin salifère existant de Dorbane et à ses extensions sud-ouest. Cette zone sert de tampon entre la hausse d'Amguid-Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkine à l'est. Elle se distingue par le développement de réservoirs paléozoïques et des formations TAGI TAGS, qui sont liées aux principales découvertes et champs reconnus : Rhourde En Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra et Rhourde Chouf. Ces champs sont principalement liés aux réservoirs triasiques et aux quartzites d'Hamra. Ces champs de pétrole, de gaz et de condensats sont associés à des structures de grande amplitude souvent bordées par des systèmes de failles inverses à grand déplacement. (WEC,2007).

Le champ de Gassi Touil est un anticlinal faillé, caractérisé par le développement des séries du trias et du silurien.

- **Dépression de Dahar**

Cette dépression est un monoclin massif du Mésozoïque qui plonge vers le nord-est et est superposé sur la haute structure du Dahar, qui est la continuation occidentale de l'arche de Djefara en Tunisie. Le bassin de Melrhir la borde au nord, formant la limite nord du bassin de Berkine. En raison du développement limité des réservoirs triasiques et ordoviciens, ainsi que des dangers associés à la maturation et aux limites de la roche mère silurienne, cet axe a été très peu étudié. Une érosion significative hercynienne et taconienne, ainsi que la formation de tendances structurales NE-SW, caractérisent cette région. La période triasique se superpose à la période silurienne au Cambro-Ordovicien. (WEC, 2007).

- **Dépression de Berkine**

La dépression de Berkine est marquée topographiquement par la couverture de dunes importantes de l'erg oriental. Le sous-bassin de Berkine est une vaste dépression paléozoïque avec une profondeur de socle d'environ 6 000 mètres. Sa section médiane a été peu affectée par l'érosion hercynienne, et la séquence carbonifère finale a été préservée. La série paléozoïque est progressivement endommagée par l'érosion hercynienne sur les élévations structurales près du bord du bassin. L'évolution du Silurien-Dévonien sous le Mésozoïque définit les limites du bassin.

Cette dépression est limitée à l'ouest par l'axe structural de Rhourde En Nouss et au sud par le soulèvement ancien d'Ahara-El Ouar, avec une direction est-ouest la séparant du bassin d'Ilizi.

Le bassin de Berkine a connu une subsidence significative au cours de son histoire, ce qui a abouti à l'enregistrement sédimentaire le plus étendu (plus de 6 000 mètres), avec trois cycles de sédimentation : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque.

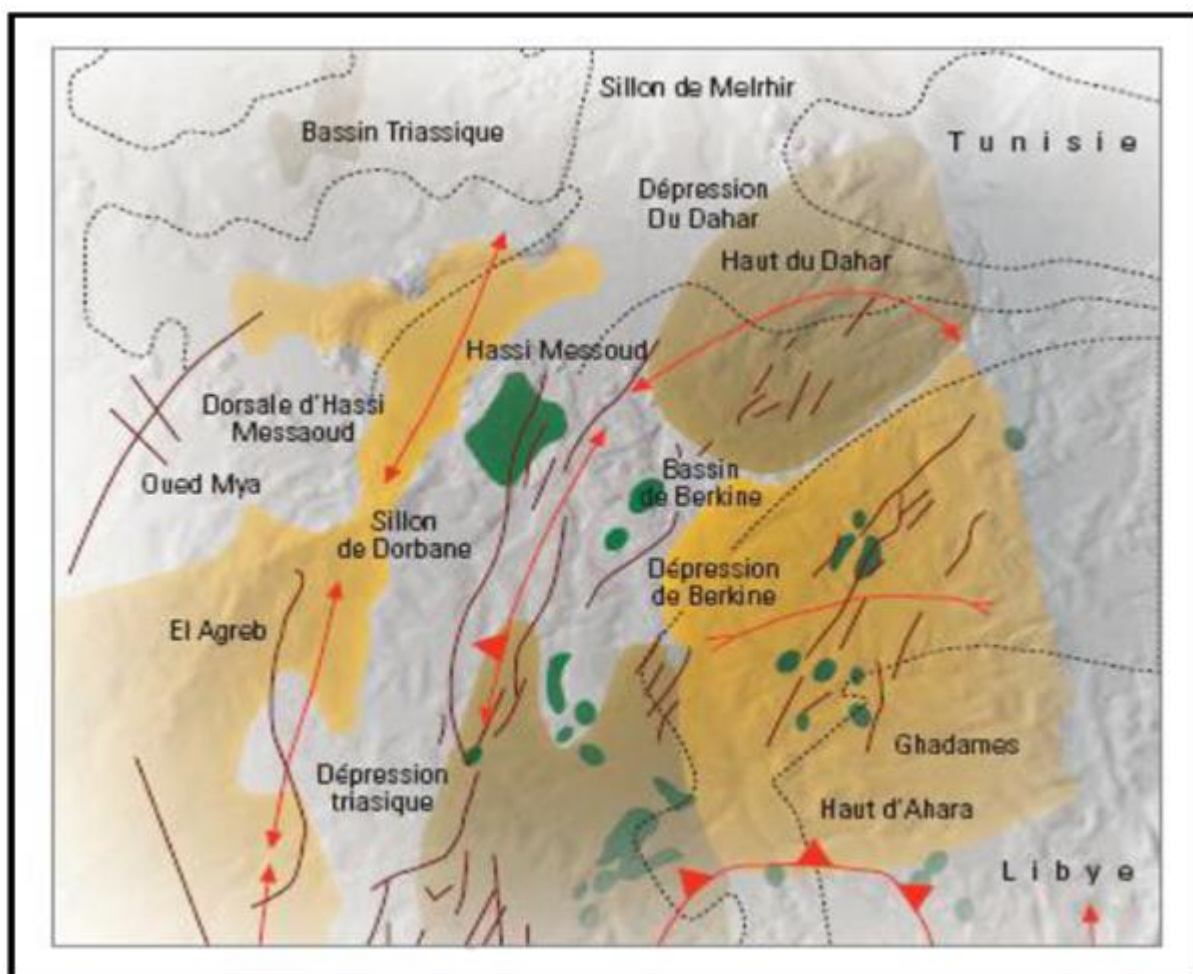


Figure I.2. Éléments structuraux du bassin de Berkine (WEC, 2007).

Comme pour l'ensemble du bassin de Berkine, la structure de Touil appartient à la partie Nord-Ouest de la province Sud Est triasique, elle est représentée par un anticlinal orienté NE-SO, adossé contre une faille majeure d'orientation ENE-OSO qui assure sa fermeture suivant l'axe Nord Est-Sud-Ouest. Cette structure est traversé par un réseau de failles inverses de moindre importance de direction générale NE-SO et N-S qui délimitent les différentes culminations de Touil. **(Figure I.4)**

Cette structure est caractérisée par un schéma structural hérité des différentes phases tectoniques ayant affecté ce bassin et participé à sa structuration. Les plus importantes sont :

- La phase compressive hercynienne précoce de direction $N140^\circ$ qui a engendré des érosions différentielles atteignant les grés du Silurien et la phase post Namurien de direction $N120^\circ$ responsable de mouvements compressifs. (WEC, 2007)
- Une phase distensive intervient au cours du Trias/ Lias, en rapport avec l'ouverture de l'atlantique Nord, cette phase est responsable de la création de failles NE-SO, de la

structuration en horsts et grabens ainsi que d'une variation notable d'épaisseur des formations triasiques et liasiques. (WEC, 2007)

- La phase compressive à transpressive Autrichienne de direction Est-Ouest, a joué un rôle prépondérant dans le piégeage et la distribution des hydrocarbures des principaux gisements.
- Les mouvements transpressifs d'âge tertiaire (Eocène) qui se sont traduits par des contraintes orientées NNE-SSO, ont participé au remodelage des grandes structures préexistantes d'âges anciens comme pour le cas de l'axe structural de Taouil. (WEC, 2007).

I.1.2.1. Évolution tectonique :

Le bassin de Berkine fait partie de la plate-forme saharienne qui a subi, avec l'influence des deux boucliers sahariens, différentes phases tectoniques qui sont :

- **La phase panafricaine :**

C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux, dus à une collision entre la partie Ouest africaine rigide et la partie Est moins rigide.

- **La distension cambro-ordovicienne :**

C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs, les variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents Nord-sud, sont visibles au niveau des séries Cambro-ordoviciennes indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leurs dépôts.

- **La compression tectonique :**

C'est une phase de compression le long des failles Nord-sud de la distension précédente donnant naissance à l'architecture du bassin actuel.

- **La distension silurienne :**

C'est la phase de distension qui correspond à la fonte d'une calotte glaciaire et qui engendre des dépôts d'argiles noirs.

- **La compression calédonienne :**

C'est une phase de soulèvement général, suivi d'une période détritique, elles ont lieu entre le Silurien et le Dévonien.

- **La phase dévonienne :**

Elle est caractérisée :

- Au Dévonien inférieur : par des variations d'épaisseur et de faciès préexistants le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase d'intensive.
- Au Dévonien moyen et supérieur : par une période d'érosion appelée discordance Frasnienne.

- **La discordance hercynienne :**

Elle est caractérisée par l'arrêt de la sédimentation carbonifère et des dépôts lagunaires (Argile rouge et Gypse). Cette phase tectonique a touché surtout le Nord du bassin de Berkine. La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le Trias et les roches mère du Silurien et du Frasnien.

- **La phase autrichienne :**

C'est une phase de compression est-ouest qui a causé une inversion structurale, les failles normales créées pendant la séquence Trias Lias se sont inversées durant cette phase.

- **La phase pyrénéenne :**

C'est une phase de direction nord-ouest/sud-est qui a donné naissance à de nombreux anticlinaux.

I.1.2.2. Aspect structural :

Le bassin a été profondément affecté par les mouvements hercyniens, qui ont conduit à l'image de l'écorché anti-Mésozoïque, montrant une forte érosion des séries paléozoïques à la discordance hercynienne. Ce Bassin dans sa configuration actuelle, résulte de la superposition de deux Bassins (Paléozoïque et Mésozoïque).

I.1.2.3. Aspect stratigraphique :

En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque (WEC, 2007). (**Figure I.5**).

- **Le paléozoïque :**

Il est subdivisé en cinq étages qui sont comme suit :

- **Le cambrien :**

Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300 m.

- **L'ordovicien :**

Il est composé par les unités litho stratigraphiques suivantes :

- Les argiles d'El-Gassi.
- Les grés d'El-Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued-Saret.
- Les argiles microconglomératique.
- Les grés de Ramade.

➤ **Le silurien :**

Cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m, cet étage est composé essentiellement par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux.

Les argiles noires forment un repère stratigraphique très connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

➤ **Le dévonien :**

Il est très développé, son épaisseur dépasse parfois les 1000 m, il est subdivisé en deux étages :

- *Le Dévonien inférieur* : constitué par des dépôts argilo-gréseux avec une épaisseur de 650 m.
- *Le Dévonien moyen et supérieur* : ces deux niveaux sont constitués par des dépôts argileux avec des intercalations de niveaux carbonatés (calcaires et dolomies) et des passés de marnes d'une épaisseur moyenne de 370 m.

➤ **Le carbonifère :**

Représente le Paléozoïque terminal dans les domaines occidentaux, il est moins développé par rapport aux domaines orientaux, son épaisseur est de 900 m. Il est constitué par des grés, argiles, et silstones avec des passés carbonatés.

• **Le mésozoïque :**

Il repose en discordance (discordance hercynienne) sur le Paléozoïque, il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux qui, sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs.

Il est subdivisé en :

➤ **Le trias :**

Repose en discordance sur le Paléozoïque, il est représenté par des dépôts argilo-gréseux et lagunaires (sel et anhydrites), il est subdivisé à son tour en trois niveaux :

- Le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) : La base de la série est formée en général de conglomérats rouge à brun et des grés grossiers à moyens, qui plus haut donne place à une alternance de grés et d'argiles. Dans cette formation à caractère continental, on distingue trois principaux domaines :
 - À l'Ouest, la région de Gassi-Touil de Rhourde-En-Nouss à Nezla.
 - À l'Est, le domaine de Wadi-El-Teh à El-Borma.
 - Au Nord, le domaine de Mesdar à Bir-Retmara.
- Le Trias Argilo Carbonaté (TAC) : Il est constitué d'argiles brun-rouges rarement gris-vert, fines à moyennes devenant grossières vers la base avec des intercalations d'argiles grises à gris-vert et brunâtre indurées, siliceuses et feuilletées.
- Le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS) : Les dépôts de la série sont rencontrés sur l'ensemble de la province triasique, il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris –vertes, tendre à indurées.

➤ **Le jurassique :**

Avec une épaisseur de 770 m ; il est composé de sédiments marins lagunaires, à sa base, se trouve un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent appelé par l'horizon B.

➤ **Le crétacé :**

Il est présent partout sur la plateforme saharienne, il est composé d'alternances de grés, argiles, dolomies et calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et sels, il devient essentiellement carbonaté vers le sommet avec une épaisseur de 1250 m.

• **Le cénozoïque :**

➤ **Le mio-pliocène :**

Il est constitué de sables roux et blancs, moyens à grossiers, arrondis, bien classés, avec des passées de grés beiges et blancs, fins arrondis, carbonatés et d'argiles rouges-briques sableuses.

➤ **Le quaternaire :**

Représenté essentiellement par des sables.

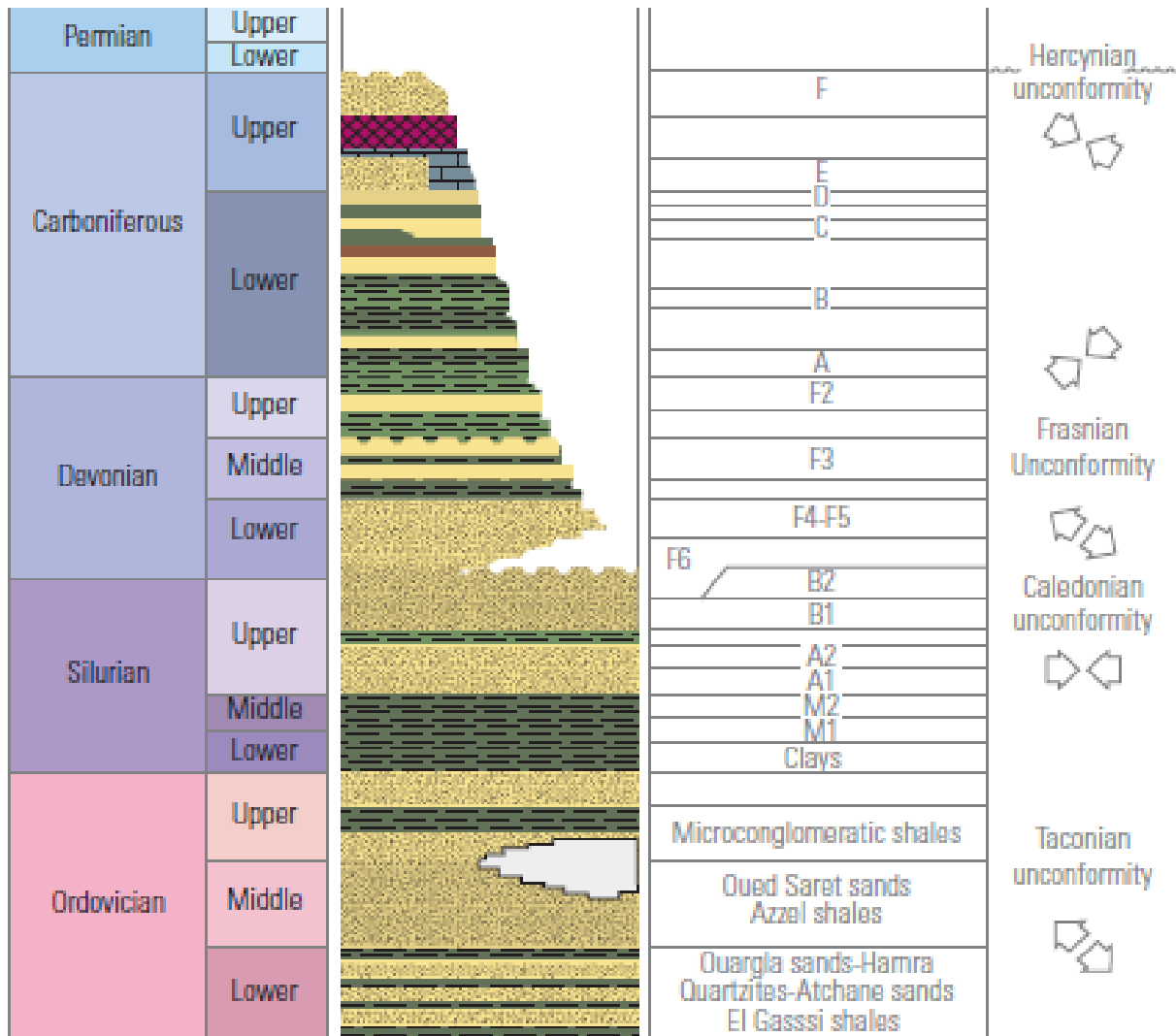


Figure I.3. Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (WEC, 2007).

I.2. Système pétrolier :

I.2.1. Roches mères et migration :

Les argiles à Graptolites du Silurien basal représentent la principale source d'alimentation pour les réservoirs au niveau du bassin de Berkine. La roche mère Silurienne montre un carbone organique totale de 2 à 9%. Le type de kérogène indique un potentiel de gaz très important. Le pic de génération d'hydrocarbures aurait été atteint au Crétacé inférieur à moyen. Cependant, l'érosion hercynienne et ses conséquences sur les cortèges sédimentaires ne permettent pas de déterminer avec certitude l'impact de la phase de genèse anti-hercynienne. (Figure I.6)

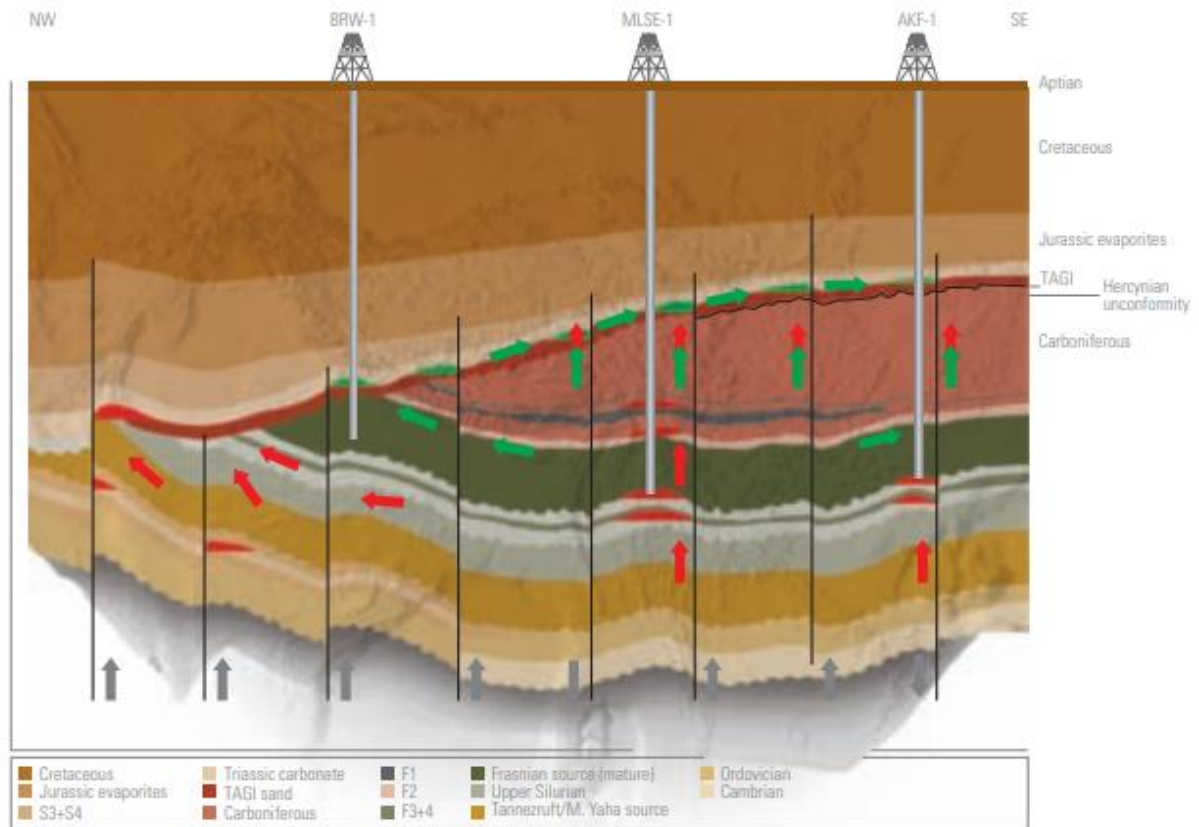


Figure I.4. Les pièges et la migration dans le bassin de Berkine (WEC, 2007).

I.2.2 Roches réservoirs :

La formation Silurien-F6, d'une extension latérale très marquée, est constituée d'une épaisse série argilo-gréseuse qui serait déposée dans un milieu marin dont le sens de progradation serait globalement du Sud vers le Nord. Le Silurien F6 est composé de 4 à 5 unités gréseuses, qui constituent avec le TAGS et les Quartzites de Hamra, les principaux réservoirs dans la région de Gassi Touil.

I.2.3 Roches couvertures :

L'étanchéité des unités argilo-gréseuses du Silurien F6 (A1, A2, B1, B2, M1, M2) est assurée par les argiles intermédiaires au sein même de cette formation, ces niveaux argileux peuvent atteindre 200m d'épaisseur et constituent d'excellentes couvertures pour les niveaux réservoirs.

I.2.4 Piégeage :

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite piège à hydrocarbure. Les pièges sont classés en trois types principaux (Figure I.7) :

- **Anticlinal** : pour les géologues, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements.

- **Structural à faille normal ou à faille inverse** : au niveau de la fracture, une couche imperméable peut venir obstruer une couche perméable et arrêter la migration des hydrocarbures.
- **Stratigraphique** : ce type est composé de couches sédimentaires qui n'ont pas subi de déformation tectonique. Une roche couverture y enveloppe complètement une roche réservoir.

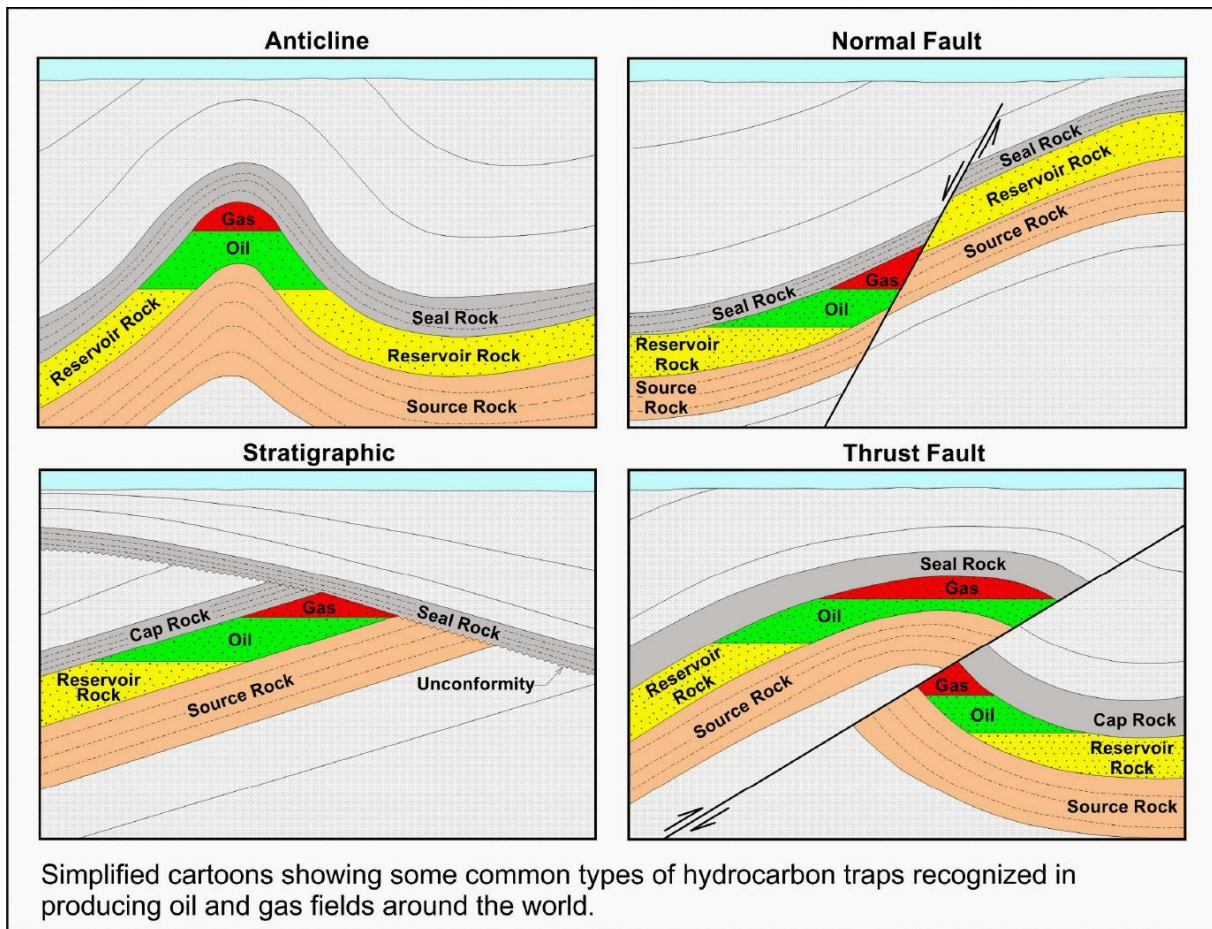


Figure I.5. Les types de pièges à hydrocarbures (www.geologyin.com).

Chapitre II : Acquisition et traitement des données sismiques.

II.1. Introduction :

L'interprétation sismique attribue une signification géologique aux données sismiques, qui peut débiter par la planification et la programmation d'une campagne d'exploration basée sur la géologie de la région et l'intérêt pétrolier. Le choix des paramètres d'acquisition et des procédures de traitement fait également partie de l'interprétation. En effet, ces deux étapes, sont nécessaires pour obtenir des résultats interprétables.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les paramètres d'acquisition et de traitement de la campagne sismique dans la région de Gassi Touil, réalisée en 2010 par l'Entreprise nationale de la géophysique (ENAGEO).

II.2. La sismique réflexion :

La sismique réflexion est une méthode essentielle dans l'exploration pétrolière, permettant d'identifier les structures géologiques potentiellement riches en hydrocarbures et de fournir des informations précieuses pour la planification et la surveillance de la production de pétrole et de gaz.

La sismique réflexion est généralement effectuée en utilisant une source d'énergie sismique, telle qu'un camion vibreur ou des explosifs, pour créer une onde sismique qui se propage dans le sous-sol. Les ondes réfléchies sont ensuite enregistrées par des géophones (**Figure II.1**), et les données sont traitées pour créer une image du sous-sol.

La dimension 2D ou 3D des images obtenues dépend du dispositif utilisé. En sismique 2D, les récepteurs et les sources sont disposés sur une seule ligne à la surface du sol, ce qui donne une couverture sismique 2D. En revanche, en sismique 3D, les sources et les récepteurs sont répartis sur un plan, permettant ainsi d'obtenir un cube qui représente toutes les dimensions spatiales de la zone étudiée. La distance entre la source et le récepteur est appelée offset.

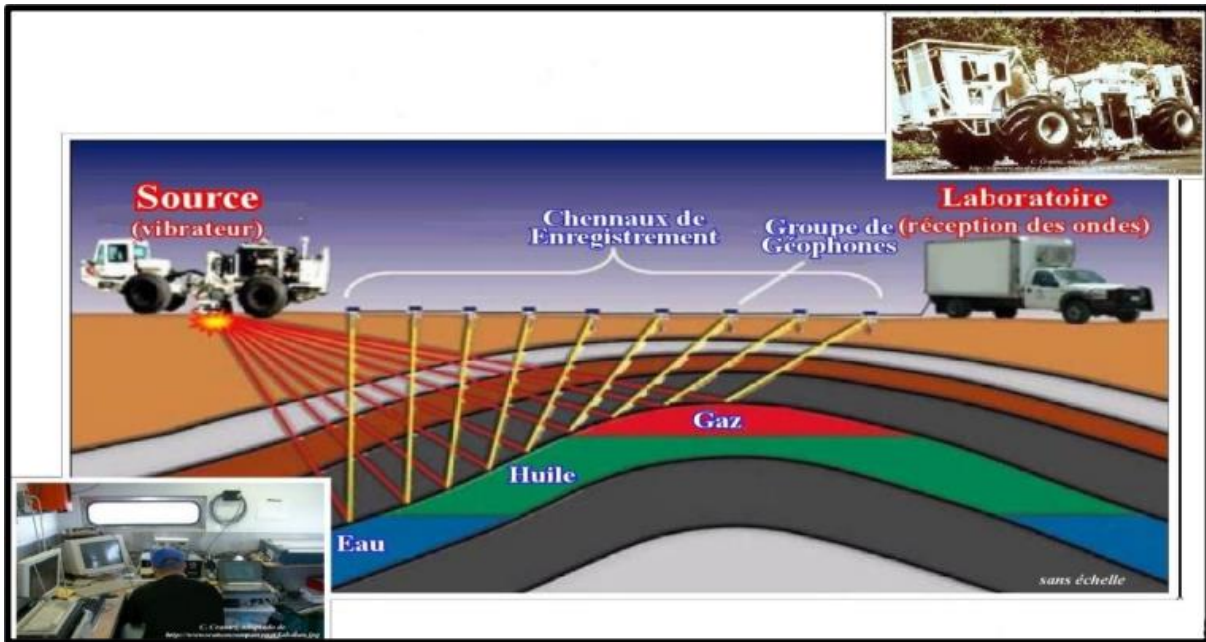


Figure II.1. Principe de la sismique réflexion mise en œuvre lors d'une campagne sismique réflexion.

Après l'acquisition, différents types de rangement des données sont possibles, comme le montre les figures suivantes (**Figure II.2** et **Figure II.3**) :

- Les rangements SC (Source Commune) regroupant toutes les données (traces) issues d'un même tir.
- Les rangements RC (Récepteur Commun) regroupant toutes les données enregistrées par un même récepteur.
- Les rangements PM (Point-Milieu) regroupant toutes les données qui ont le même point milieu situé à mi-distance entre la source et le récepteur.

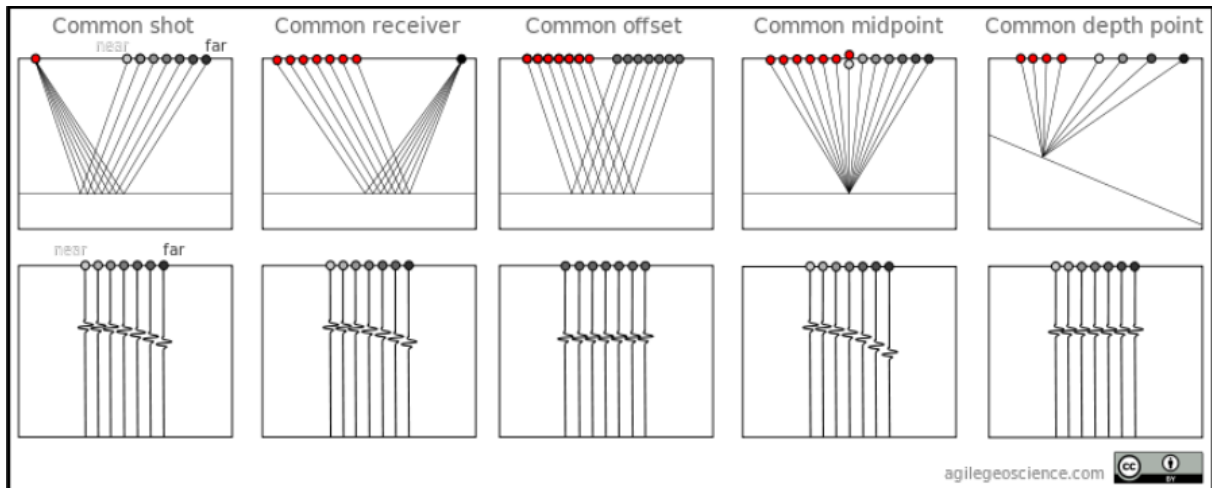


Figure II.2. Différents rangements de données.

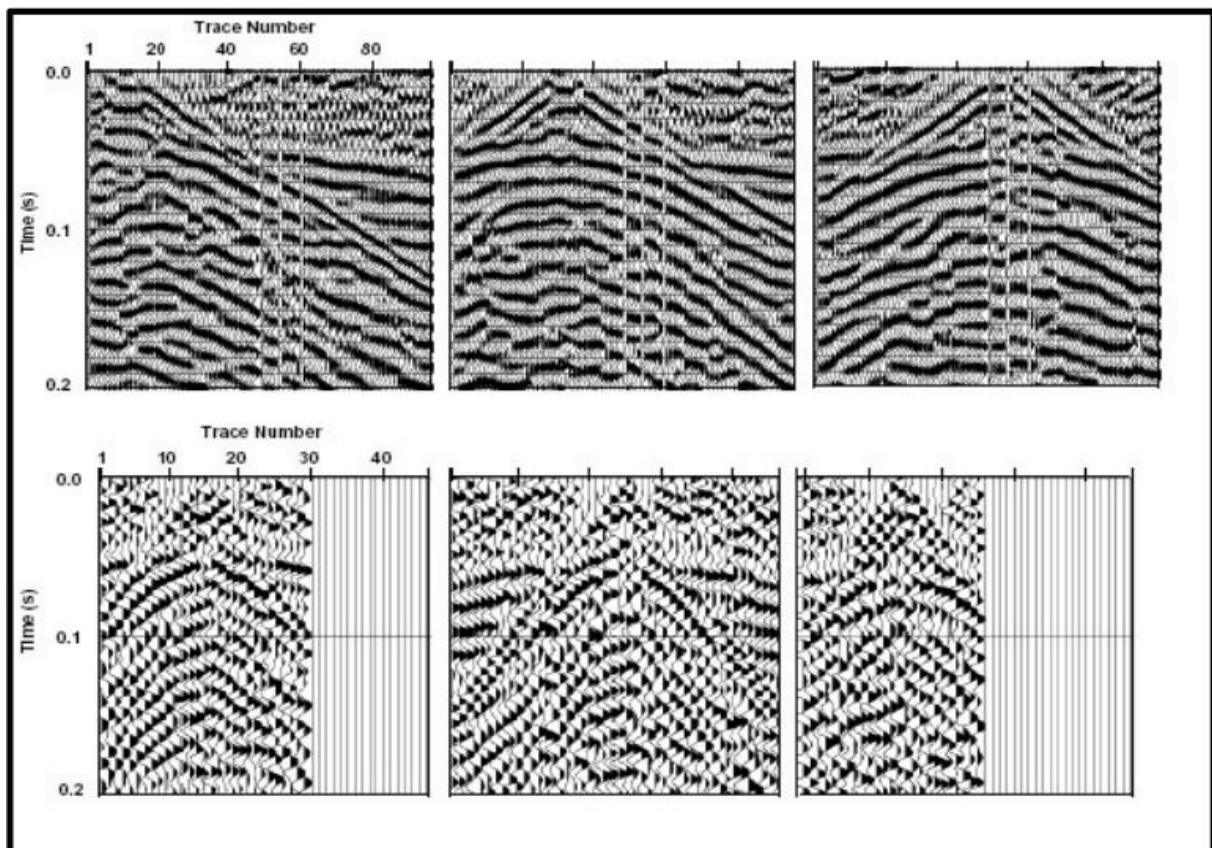


Figure II.3. Les modes de collecte des données sismiques. En haut, un exemple de collecte en émetteur commun (CSG). En bas, un exemple de collecte en point milieu commun (CMP).

II.2.1. Différents types d'ondes engendrées par une secousse sismique :

Lorsqu'il y a une secousse sismique, cela se traduit par l'émission d'ondes élastiques ou ondes de déformation. Parmi ces ondes, on peut identifier :

- Les ondes longitudinales (ou ondes de compression et de dilatation), qui sont réfléchies au niveau des différents horizons, produisant un signal identifiable.
- Les bruits.

Les différents bruits enregistrés en sismique réflexion, et en géophysique de façon générale, peuvent se décomposer en deux types : les bruits aléatoires et les bruits organisés.

II.2.1.1. Les bruits aléatoires :

Les bruits aléatoires sont imprévisibles dans le temps et dans l'espace et n'ont généralement aucune cohérence d'une trace à l'autre. Ils peuvent être causés par des mouvements du sol à proximité d'une trace tels que les personnes, les véhicules, les troupeaux ou le vent, etc. ou peuvent être d'origine instrumentale. Bien que ces bruits ne soient pas directement observables, leur effet se manifeste par une perturbation de l'information. Pour atténuer ces bruits, on utilise des techniques telles que la sommation (multiplication des géophones sur une trace) ou la couverture multiple. (Henry, 1994)

II.2.1.2. Les bruits organisés :

Les bruits organisés (ou cohérents) sont des signaux qui présentent une cohérence spatiale et temporelle. Contrairement aux bruits aléatoires, ils peuvent être prédictibles et répétitifs, et leur présence peut être liée à des sources externes telles que des vibrations provenant de l'équipement sismique ou de l'environnement (Henry, 1994). Parmi ces bruits, on distingue :

- Les bruits de diaphonie.
- Les entrainements (cross feed).
- Les signaux sinusoïdaux.
- Les réflexions multiples.
- Les diffractions.
- Les réfractions.
- Les ondes converties.
- Les bruits de surface (Ground-roll).

II.2.2. Acquisition des données dans la région exploitée :

II.2.2.1. Description de la méthode utilisée :

La méthode utilisée dans la région de Gassi Touil pour l'acquisition des données sismiques est le Slip Sweep qui consiste à effectuer une succession de tirs en utilisant un décalage latéral (ou "slip") entre chaque tir. Les capteurs sont placés le long d'une ligne, et les tirs sont effectués

avec une source sismique qui se déplace latéralement entre chaque tir. Cette méthode est particulièrement adaptée pour l'imagerie sismique en milieu complexe, où il est difficile d'obtenir une bonne qualité d'image avec d'autres méthodes d'acquisition.

II.2.2.2. L'avantage de la méthode d'acquisition utilisée :

Les designs slip-sweep sont avantageuses pour la réduction des effets de multiples et la détection des variations latérales de la lithologie. En utilisant les paramètres d'acquisition appliqués sur le terrain, on a obtenu une bonne qualité des données.

II.2.2.3. Les paramètres d'acquisition :

Après analyse des différents spectres d'énergies et monitors les paramètres retenus sont indiqués comme suit :

- **Nappe d'émission :**

Nombre de vibrateurs : 04

Distance entre deux vibrateurs : 14 m

Move up: 0 m (Standing sweeps)

Nombre de sweep : 2 sweep/vp

Longueur de la nappe d'émission : 56m

Drive : 75 %

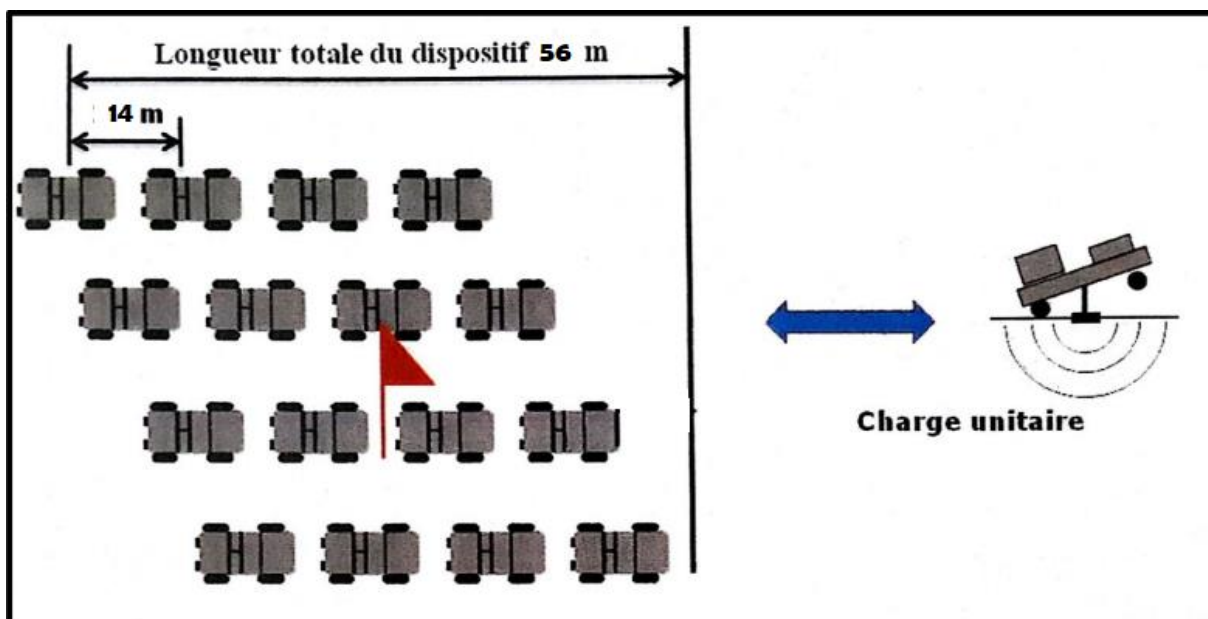


Figure II.4. Schéma d'acquisition de la zone exploitée.

- **Nappe de réception :**

Une grappe de 22 géophones en ligne

Distance entre géophones : 1.25m

Longueur de la nappe de géophones : 29.25m

Distance Inter-trace : 30m

Nappe centrée entre piquets

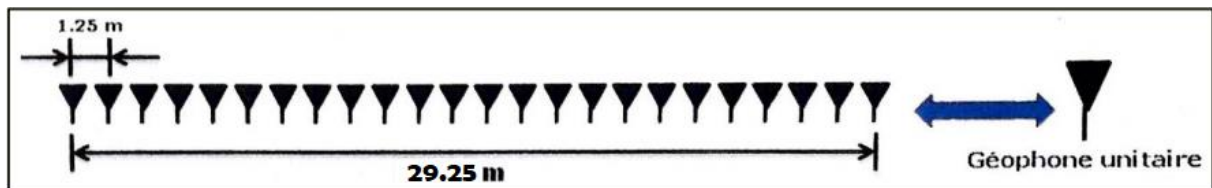


Figure II.5. Disposition des récepteurs durant l'acquisition de la zone exploitée.

- **Paramètres d'enregistrement :**

Longueur d'enregistrement : 6S

Pas d'échantillonnage : 2ms

Alias filter : 8N MIN

Noise edit : No

Format d'enregistrement : IEEE SEGD

Vibrateur : I/O AHV III

Couverture : 12000 %

Corrélation après sommation

- **Paramètres de sweep :**

Longueur de sweep : 8s

Bande fréquentielle : 8-72Hz

Type de sweep : Linéaire

Taper : 250ms

Phase : 0

Polarité : SEG normal

Le tableau II.1 résume les principaux paramètres d'acquisition et d'enregistrement utilisés dans la région exploitée

3D Land Acquisition Volume Sismique	
Survey Site	Gassi Touil
Template information	
Number of receiver lines in template	22
Number of receivers per line	208
Number of receivers in template	4576
Number of shots in Salvo	8
In-line template roll (m)	320
Cross-line template roll (m)	320
Station information	
Total Receiver lines	119
Max receivers per line	1011
Receiver interval (m)	40
Receiver line interval (m)	320
Receiver line Orientation	160°
Live stations	72222
Station density (st/sq.km)	78,125
Total length (km)	2883,24
Source information	
Total Source lines	171
Source interval (m)	40
Source line interval (m)	320
Source line Orientation	70°
Live Shot density (shots/sq.km)	78,125
Live shots	72207
Fired shots	72207
Total length for live Shoots	2881,08
Survey size information	
Maximum X extend (m)	54440,00
Maximum Y extend (m)	37860,01
Full Fold Surface (sq.km)	560,96
Acquisition Surface (sq.km)	927,00
Fold information	

Inline Fold	13
Cross line Fold	11
Nominal fold	143
Bin information	
Bin width (m)	20
Bin height (m)	20
Maximum Offset (m)	5421,21
Min Maximum Offset (m)	4140
Max Minimum Offset (m)	424.26
Minimum Offset (m)	28.28

Tableau II.1. Paramètres d'acquisition utilisés dans la région de Gassi Touil.

La **Figure II.6** illustre un exemple de quelques enregistrements bruts obtenus grâce à ces méthodes.

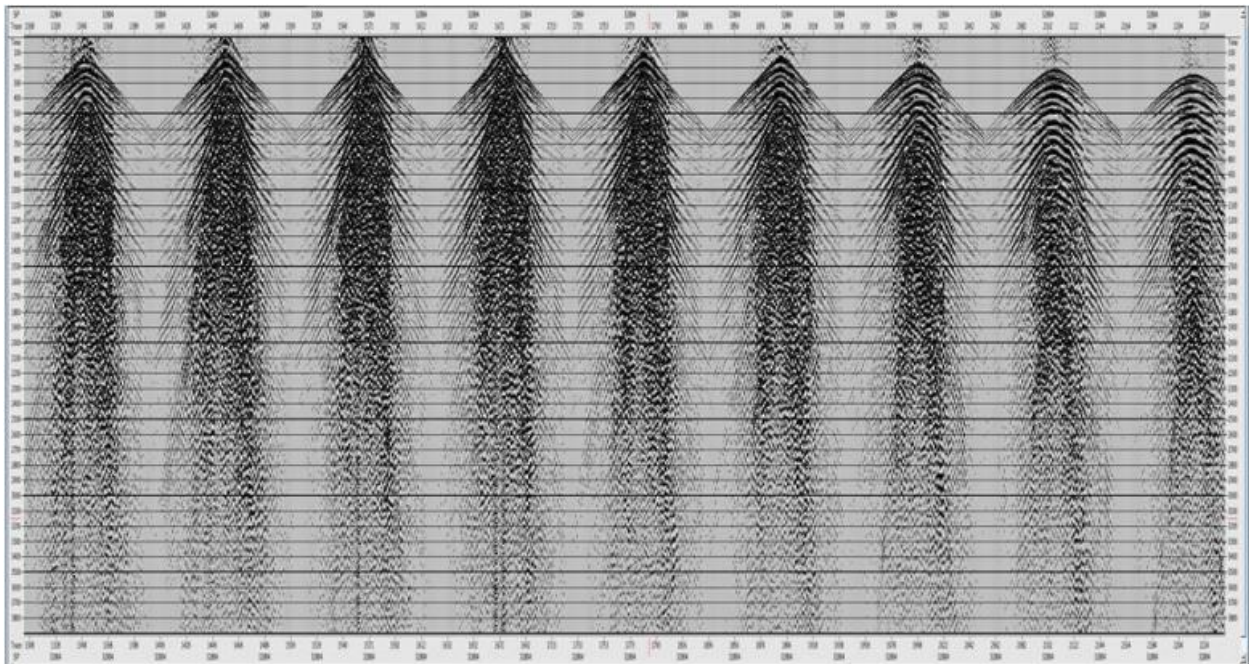


Figure II.6. Exemple de quelques enregistrements bruts.

II.2.3. La zone altérée :

La zone altérée (WZ : Weathered Zone) fait référence à la couche superficielle du sous-sol qui peut être altérée par les processus géologiques ou anthropiques. Cette zone peut présenter des caractéristiques géologiques différentes de celles des couches plus profondes, notamment en termes de densité, de porosité ou de composition. Lors de l'acquisition sismique, la zone altérée

peut affecter la qualité des données en produisant des signaux de bruit indésirables ou en atténuant les signaux réfléchis provenant des couches plus profondes. Afin d'éliminer l'effet de la zone altérée dans les données sismiques, il est nécessaire d'appliquer des corrections statiques. Cependant, avant cela, il est important de déterminer les paramètres caractéristiques de cette zone, qui sont sa vitesse, son épaisseur et la vitesse de comblement. Pour obtenir ces informations, le carottage sismique est souvent utilisé.

II.2.4. Le carottage WZ (CVT) :

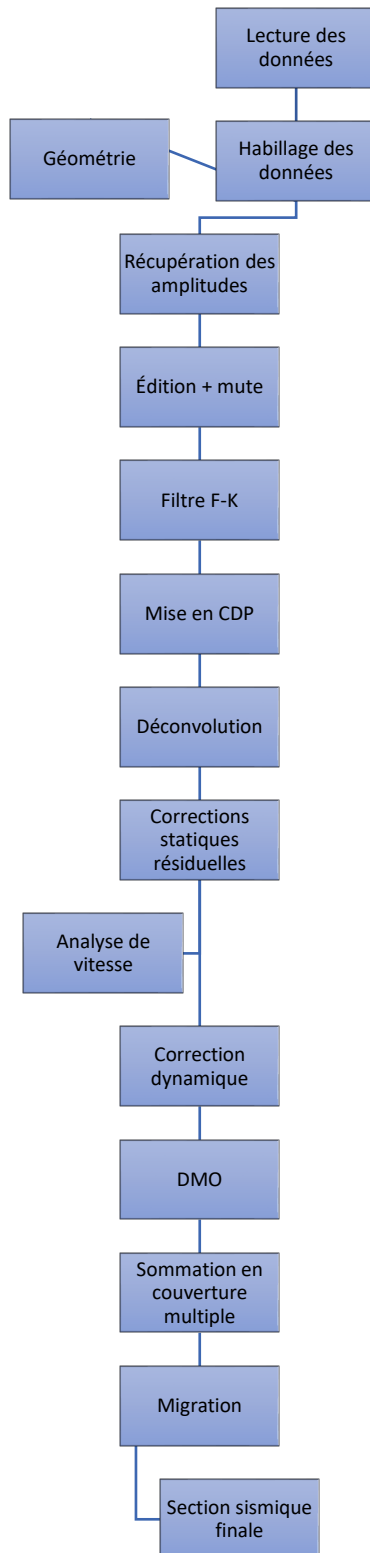
Le carottage WZ ou CVT, est une méthode qui permet d'étudier les couches géologiques superficielles, en particulier la zone altérée. Cette méthode implique la réalisation d'un forage dans le sol, suivi de l'envoi d'ondes sismiques à travers le forage par une sonde sismique équipée des géophones, qui sont placés à des profondeurs différentes dans le sol. Les ondes sismiques sont émises à partir d'une source et se propagent dans le sol jusqu'à atteindre les géophones. Les données obtenues permettent de déterminer les caractéristiques de la zone altérée, telles que sa vitesse, son épaisseur et la vitesse de comblement. Ces paramètres sont utilisés pour appliquer les corrections statiques sur les données sismiques afin d'éliminer l'effet de la zone altérée.

II.3. Traitement des données sismiques :

Le but du traitement des données sismiques est d'améliorer la qualité des données pour obtenir une image sismique interprétable. Lors du traitement sismique, on doit réduire les bruits, conserver la résolution et résoudre les problèmes liés aux corrections statiques et d'obtenir une image sismique la plus précise possible des horizons et des failles.

II.3.1. Séquence de traitement utilisée :

La séquence de traitement utilisée pour l'étude de la région Gassi Touil est indiquée dans **l'organigramme.II.1.**



Organigramme II.1. La séquence du traitement des données sismiques.

Les différents traitements élémentaires et les paramètres que nous utilisons dans la séquence de traitement sont :

II.3.1.1. Lecture des données sismiques :

Une fois les données sismiques acquises sur le terrain, l'information enregistrée est numérisée et stockée sur des bandes magnétiques, selon le format d'enregistrement. Il existe plusieurs formats d'enregistrement : format SEG-A, SEG-B, SEG-C, SEG-D, SEG-Y.

Le format d'entrée des données sismiques choisi est le format SEG-Y.

II.3.1.2. Démultiplexage :

On réalise l'opération de démultiplexage pour obtenir la valeur de chaque trace en fonction du temps. Elle consiste à sélectionner et grouper toutes les valeurs de la trace 1 de 1 à m, puis de la trace 2 jusqu'à la trace n. La bande démultiplexée présentant l'enregistrement de la suite des traces telles qu'elles sont disposées sur le terrain sous forme de courbes échantillonnées. (Figure II.7) (Henry, 1994)

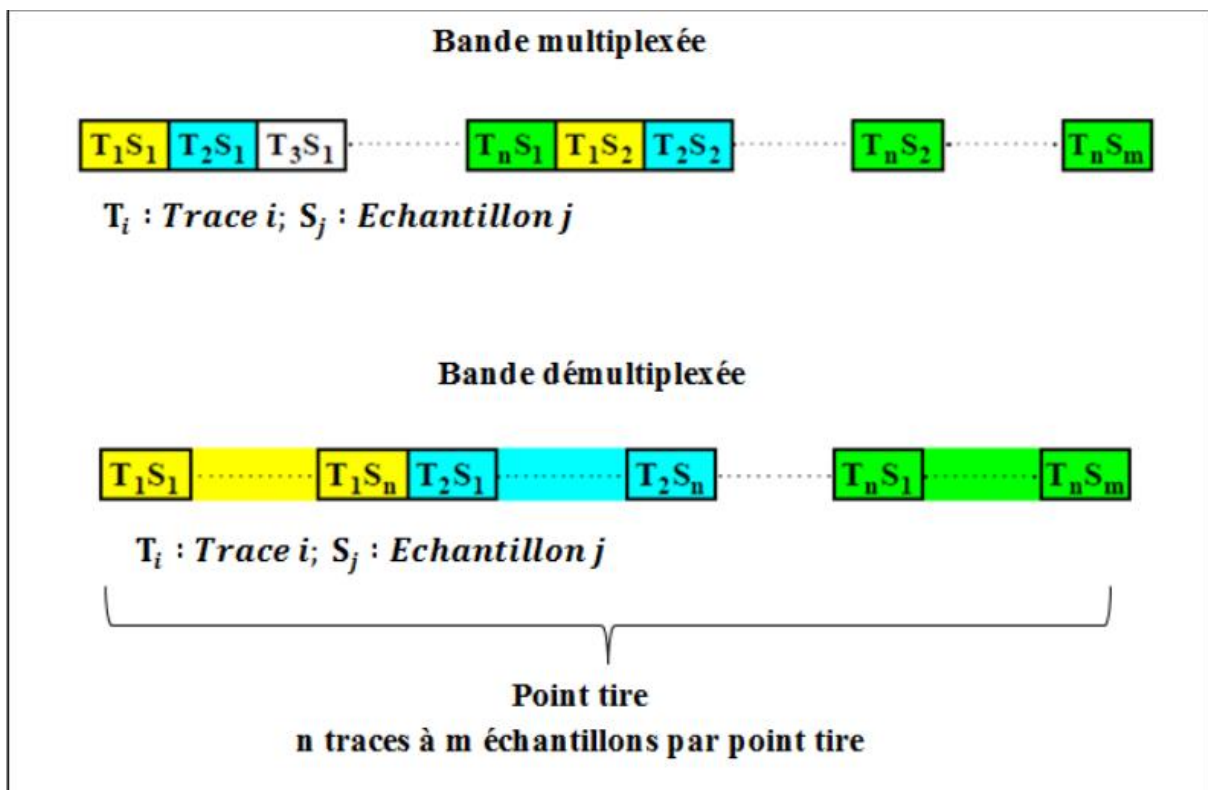


Figure II.7. Illustration d'un démultiplexage.

II.3.1.3. Rééchantillonnage :

C'est la modification de pas d'échantillonnage pour passer de 2ms à 4ms pour des raisons de stockage ou pour faciliter certaines analyses ultérieures.

II.3.1.4. Récupération du gain sur le terrain :

C'est la compensation de gain appliqué à l'enregistrement.

II.3.1.5. Habillage des données :

L'habillage des données par la géométrie consiste à attribuer à chaque trace d'enregistrement ses coordonnées spatiales (x, y, z) ainsi que son offset, qui représente la distance entre la trace et la source. De plus, cette étape permet de regrouper les traces en commun depth points (CDP), c'est-à-dire en points de profondeur communs, pour faciliter la construction des images sismiques en fonction de la profondeur.

Cette étape est réalisée à partir des fichiers SPS, RPS et XPS

- **Fichier SPS** : Contient les informations concernant les stations émettrices et les coordonnées des points de tirs.
- **Fichier RPS** : Contient les informations relatives aux stations de réception ainsi que les coordonnées des points de réception
- **Fichier XPS** : Contient les informations relatives au dispositif d'enregistrement et à la relation entre les points de tir et les récepteurs.

II.3.1.6. La récupération des amplitudes :

L'amplitude du signal sismique connaît une variation importante durant l'enregistrement, notamment en raison de divers facteurs qui provoquent son affaiblissement.

- **Divergence sphérique** :

La divergence sphérique entraîne une diminution de l'amplitude de l'onde sismique au fur et à mesure qu'elle se propage dans le sous-sol. Cette diminution est due à la répartition de l'énergie sismique sur une surface sphérique en expansion.

- **Absorption** :

L'absorption de l'onde sismique fait référence à la diminution de l'amplitude de l'onde sismique lorsqu'elle se propage dans le sous-sol (**Figure II.8**). Cette diminution d'amplitude est due à la conversion de l'énergie sismique en chaleur, en raison de la résistance mécanique et de la viscosité du milieu traversé.

La couche altérée constitue le milieu le plus absorbant, et chaque couche géologique ayant son propre coefficient d'absorption α .

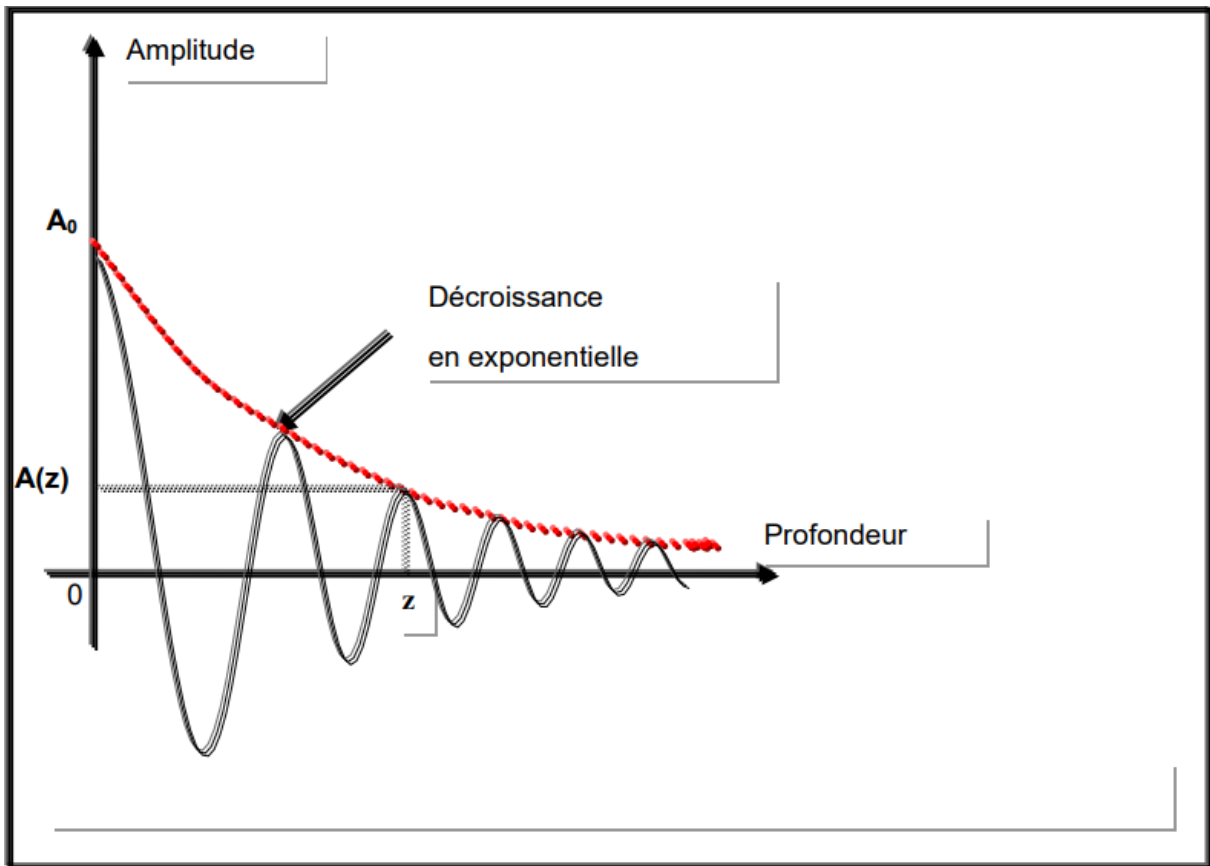


Figure II.8. Atténuation d'une onde par un milieu absorbant.

- **Transmission :**

Lorsqu'une onde sismique rencontre une interface entre deux couches géologiques ayant des propriétés élastiques différentes, une partie de l'énergie de l'onde est réfléchie et une autre partie est transmise. La quantité d'énergie transmise dépend des différences de propriétés élastiques entre les deux couches et de l'angle d'incidence de l'onde. Plus l'angle d'incidence est grand, plus la proportion de l'onde qui est réfléchie est importante, ce qui peut causer une perte d'énergie importante dans les enregistrements sismiques.

En cas de réflexion à incidence normale sur un réflecteur, l'amplitude de l'onde réfléchie qui atteint la surface peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$A_n = A_0 R_0 \prod_{i=1}^{n-1} (1 - R_i^2)$$

Où :

A_0 : Amplitude de l'onde initiale.

$R_{(i=1,n)}$: Coefficient de réflexion au niveau de l'interface.

II.3.1.7. Édition :

Elle implique la suppression des enregistrements et des traces de mauvaise qualité, ainsi que le changement de la polarité des signaux inversés après une sortie graphique de chaque enregistrement. Cette étape est essentielle avant de procéder à la sommation.

II.3.1.8. La mise en CDP (CDP gather) :

La technique du CDP gather repose principalement sur la géométrie des rayons sismiques. Son objectif est d'améliorer le rapport signal sur bruit en regroupant les traces sismiques correspondant au même point miroir. Ces traces sont corrigées (NMO, CS) et ensuite sommées pour obtenir une trace de meilleure qualité (Henry, 1994). Cette approche permet d'atténuer les bruits aléatoires et d'améliorer le signal utile, conduisant ainsi à des données sismiques de meilleure qualité.

II.3.1.9. Les corrections statiques primaires :

Ce processus consiste à sélectionner un niveau de référence (Datum Plane ou DP) auquel tous les points d'émission et de réception sont ramenés pour l'ensemble de l'étude. Ensuite, une estimation fictive est réalisée pour remplir la zone altérée (WZ) qui se trouve en dessous du DP. Cette estimation fictive consiste à attribuer à cette zone un terrain dont la vitesse est équivalente à celle du substratum (**Figure II.9**) (Henry, 1994).

Le DP ainsi que La vitesse de comblements utilisés sont respectivement :

- DP= 150m
- $V_c = 2400$ m/s

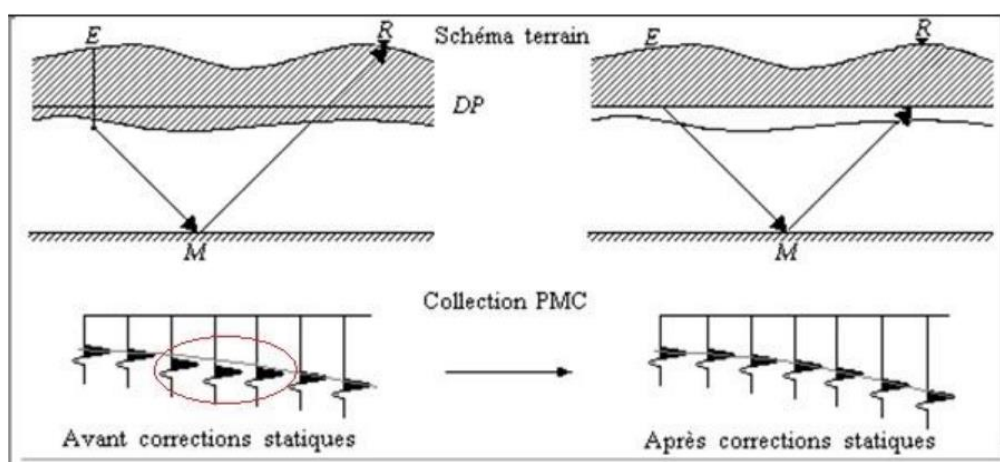


Figure II.9. Principe des corrections statiques.

II.3.1.10. Analyse de vitesses :

Les programmes d'analyse de vitesses ont pour objectif de déterminer les variations de vitesse en fonction du temps double et de la position le long du profil de la zone étudiée. À partir de ces mesures, une interpolation spatiale est réalisée pour obtenir une carte de vitesses. Ces valeurs de vitesse sont essentielles pour effectuer des corrections dynamiques, la migration et la conversion temps-profondeur.

Dans notre cas, nous utilisons la méthode de l'analyse par addition à vitesse constante. Cette méthode consiste à corriger dynamiquement les données sismiques en utilisant une vitesse constante pour chaque trace. Cette correction permet de compenser les variations de temps de propagation des ondes sismiques causées par des différences de vitesse dans le sous-sol. Une fois corrigées, les traces sont additionnées pour créer une image sismique composite appelée "stack". Cette approche permet de réduire le bruit et d'améliorer la résolution et la cohérence des structures géologiques dans l'image finale.

Les paramètres de module sont :

- $V_{\min} = 2100\text{m/s}$
- $V_{\max} = 4800\text{m/s}$
- Pas $\Delta V = 120\text{m/s}$, entre deux analyses de vitesse consécutives.

II.3.1.11. Corrections dynamiques (NMO) :

Le normal moveout (NMO) est une correction appliquée aux traces sismiques afin de compenser les variations de temps de propagation des ondes sismiques en fonction de l'offset (Henry, 1994). Son objectif est d'aligner les réflexions sur une courbe commune appelée hyperbole NMO (**Figure II.10**).

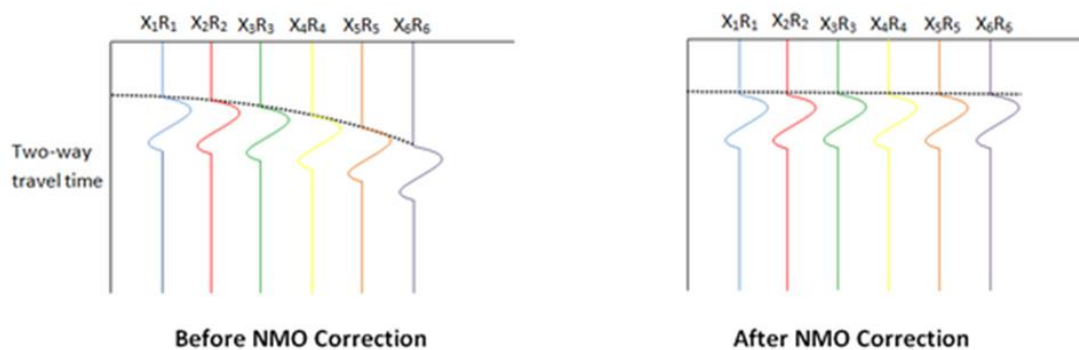


Figure II.10. Principe de la correction dynamique.

II.3.1.12. Mute :

Le mute est utilisée pour supprimer ou atténuer certaines parties des signaux sismiques indésirables. Cela implique de masquer temporairement ou de réduire l'amplitude des traces sismiques dans certaines zones, généralement les premiers arrivés.

II.3.1.13. Déconvolution :

La déconvolution est une technique qui vise à améliorer la résolution et l'interprétation des signaux en inversant les effets de l'ondelette sismique utilisée lors de l'acquisition des données, afin de récupérer l'impulsion sismique réelle qui a été réfléchié par les formations géologiques.

II.3.1.14. Filtre F-K :

Le filtrage F-K est une technique utilisée pour distinguer les différents événements sismiques en effectuant une transformation du domaine X-T (espace-temps) vers le domaine F-K (fréquence-nombre d'onde).

Les paramètres de ce traitement utilisé sont :

- $F_{min} = 8$ Hz.
- $F_{max} = 80$ Hz.
- Atténuation = 8 db.
- Distance entre traces : 20m.
- Type de fenêtre = Hamming.

II.4.1.15. Corrections statiques résiduelles :

Les corrections statiques primaires sont souvent approximatives en raison des incertitudes liées aux paramètres utilisés et aux approximations effectuées. Par conséquent, des fluctuations résiduelles subsistent, ce qui peut avoir un impact négatif sur la qualité des résultats. Afin de remédier à cela, il est nécessaire d'appliquer des corrections statiques résiduelles pour réduire ces fluctuations résiduelles et améliorer la qualité des données (**Figure II.11**) (Henry, 1994).

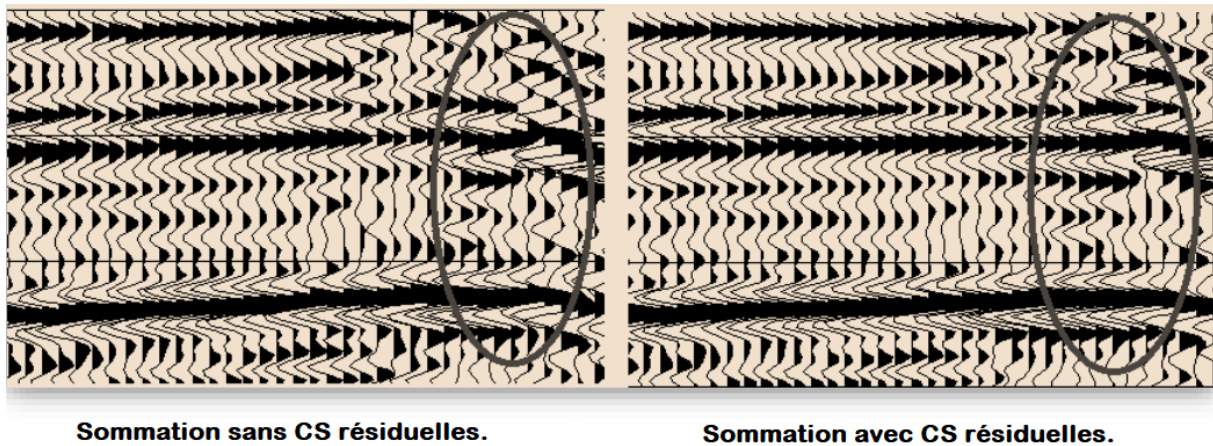


Figure II.11. Influence de CS résiduelles sur qualité des signaux.

II.3.1.16. Migration partielle (DMO) :

La migration partielle, également connue sous le nom de démigration (DMO pour "Dip Moveout") est une technique utilisée pour corriger les effets d'inclinaison des réflecteurs avant l'addition, mais après la correction NMO. Ce qui permet au réflecteur penté d'être stacké de façon optimale avec la même vitesse que celle d'un réflecteur horizontal.

II.3.1.17. Sommaton en couverture multiple :

Dans ce traitement, on effectue la sommaton de toutes les traces sismiques appartenant à un même point miroir après avoir appliqué les corrections statiques et dynamiques. Ainsi, pour un instant donné t , l'échantillon résultant est obtenu en additionnant de manière algébrique les échantillons correspondant à ce même point miroir.

II.3.1.18. Migration (Post stack) :

La migration est une technique utilisée pour résoudre les problèmes liés aux zones à forte inclinaison ou aux failles, où les réflecteurs sismiques sont déplacés par rapport à leurs positions réelles. En conséquence, la migration rétablit les points miroirs à leurs véritables positions géologiques et élimine les hyperboles de diffraction.

On distingue deux types de migration :

- Migration temps (time migration) : Elle est appropriée si les contrastes de vitesses latéraux sont faibles.
- Migration profondeur (depth migration) : Elle est appropriée si les contrastes de vitesses latéraux sont élevés.

II.3.2. Qualité des données sismiques :

La qualité des données sismiques peut varier de moyenne à bonne selon les différentes compagnies, en fonction de la couverture géographique, des paramètres d'acquisition et des méthodes de traitement utilisées. Cependant, il y a eu une détérioration globale de la qualité des données sismiques dans toutes les compagnies. Le principal problème rencontré concerne le décalage des croisements de profils, qui peut atteindre jusqu'à 50 ms dans les zones dunaires.

Les paramètres d'acquisition et de traitement des données sismiques ont un impact direct sur la qualité des sections sismiques obtenues (**Figure II.12**).

A titre d'exemple, nous avons représentés des sections sismiques où l'on peut remarquer la bonne qualité des données :

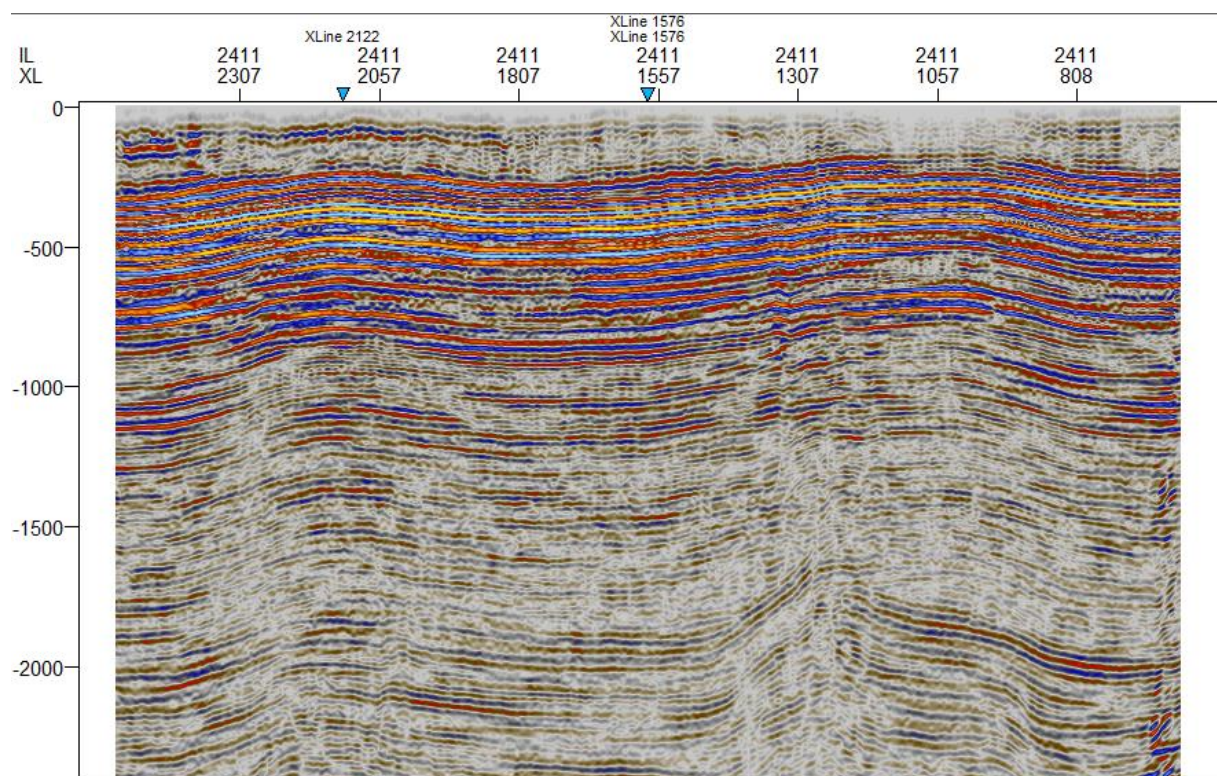


Figure II.12. Exemple d'une section sismique (Petrel).

Chapitre III : Méthodologie de l'interprétation sismique.

III.1. Introduction :

L'interprétation sismique est le processus par lequel on attribue une signification géologique aux données sismiques. Elle implique l'analyse des données collectées sur le terrain et leur traitement afin de créer des modèles cohérents de la structure géologique du sous-sol. L'objectif de l'interprétation sismique est de produire des cartes représentant la profondeur des interfaces géologiques identifiées sur des sections sismiques. Pour réussir cette tâche, l'interprète doit avoir une compréhension approfondie de l'acquisition et du traitement des données sismiques, ainsi que des informations provenant des forages. De plus, une connaissance solide des concepts stratigraphiques et structuraux de la région étudiée est essentielle pour mener à bien l'interprétation sismique (Lines et Newrick, 2004).

III.2. Présentation des données utilisées :

L'analyse structurale de la région d'étude s'est faite sur la base de l'interprétation du cube sismique 3D d'une superficie totale de 927 Km². À l'aide du logiciel Petrel de Schlumberger, nous avons généré plusieurs cartes en temps des différents objectifs paléozoïques assignés à cette campagne sismique (Silurien et Ordovicien).

Dans cette analyse, on nécessite l'utilisation de plusieurs documents, tels que :

1. Un plan de position.
2. Des sections sismiques 3D.
3. Des données de puits, comprenant :
 - Des carottages.
 - Des films synthétiques.
 - Des profils sismiques verticaux.
 - Des logs lithologiques.

III.2.1. Le plan de position :

Le plan de position (*base map*), est un document qui localise physiquement la zone de recherche et sert de grille en coordonnées géographiques ou UTM (Universal Transverse Mercator). Il indique les emplacements des profils sismiques et des puits (également appelés inlines et crosslines en sismique 3D). Il n'est pas rare de trouver plusieurs méthodes sur le même plan. Cette carte permet de placer précisément toute information (comme un CDP ou un SP) et sert de référence cartographique. **(Figure III.1)**

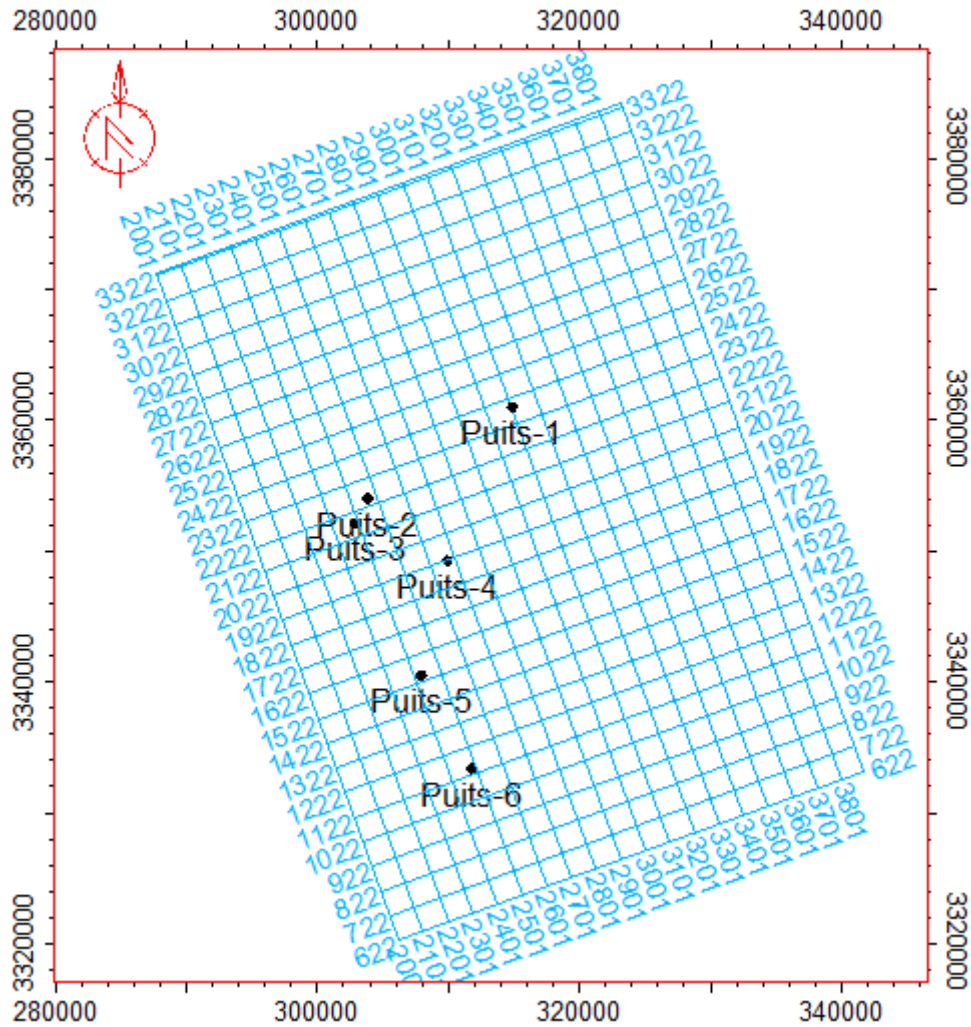


Figure III.1. Plan de position de la zone d'étude, les chiffres en noirs représentent les coordonnées UTM (en mètres), les chiffres en bleu représentent l'inline et le crossline (en pas) (Petrel).

III.2.2. Les sections sismiques :

La section sismique est une juxtaposition de traces sismiques indiquant les événements au fil du temps, produisant une image échographique du sous-sol. C'est le document principal en interprétation sismique structurale. La section sismique fournit une représentation fiable de la géologie sous-jacente en convertissant les impulsions sismiques en une représentation visuelle, comme on peut le voir sur l'exemple de la **figure III.2** qui représente des sections inline, crossline et tranches en temps (time slice).

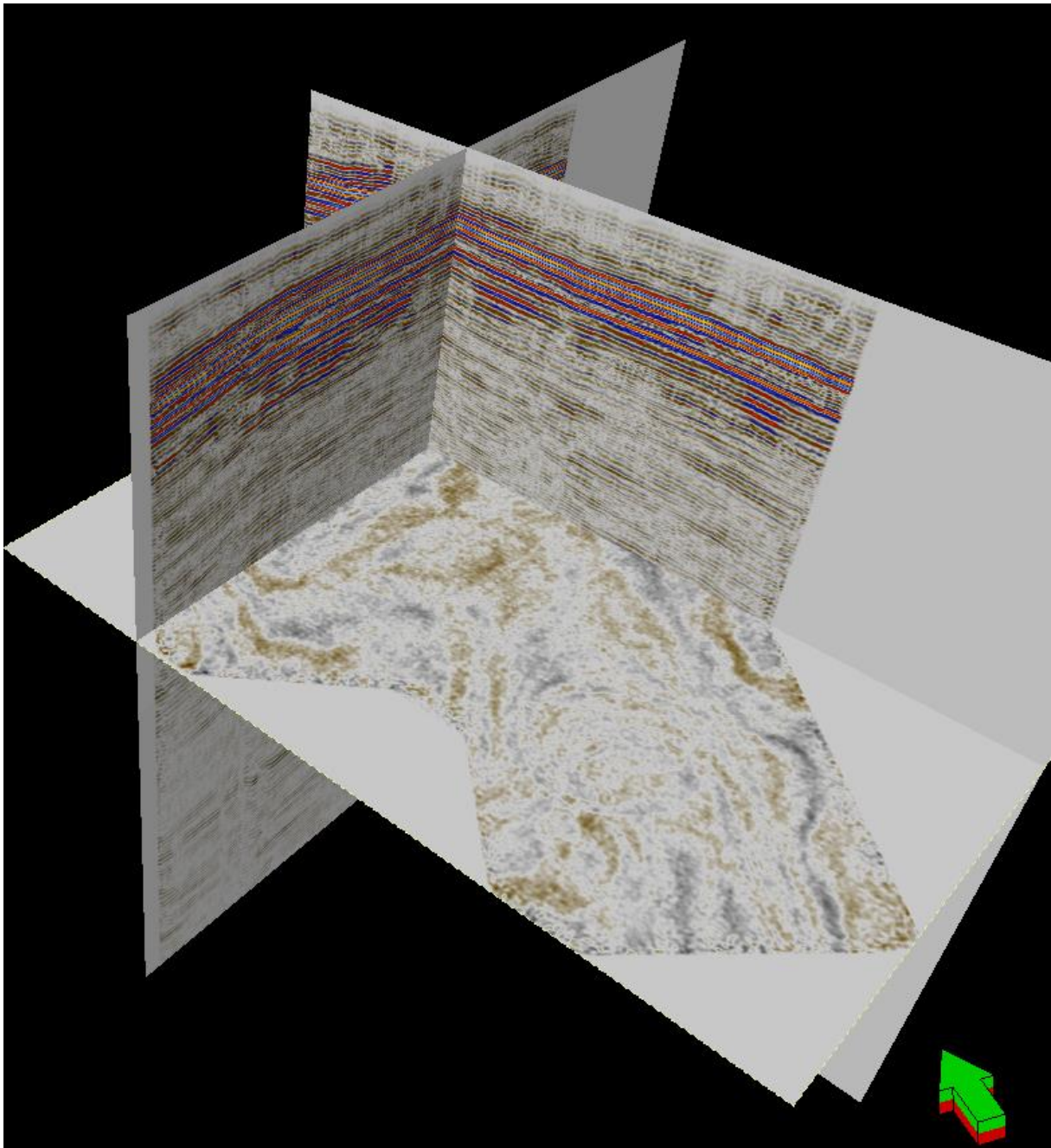


Figure III.2. Le volume sismique utilisé dans notre étude, avec des sections inline, crossline et une tranche en temps (time slice) (Petrel).

III.2.3. Les données de puits :

III.2.3.1. Le carottage sismique (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 réaliser un tir extrêmement proche du puits et d'enregistrer l'onde générée à l'aide d'un géophone installé dans le puits et remonté à intervalles réguliers pendant le forage. Cet enregistrement permet

d'obtenir une courbe de temps de trajet en fonction de la profondeur, $T = f(p)$. Cette courbe nous permet d'effectuer des conversions temps-profondeur sur les sections sismiques afin d'identifier différents horizons pour la corrélation et de déterminer les vitesses souhaitées au puits (vitesse moyenne, vitesse d'intervalle et vitesses quadratiques moyennes).

III.2.3.2. Le profil sismique vertical :

Les données PSV font partie des données du puits. Le PSV est principalement utilisé pour le calage des données sismiques de surface, le calcul des lois de vitesse et l'identification des multiples. Le PSV permet d'effectuer des analyses détaillées de la structure et de la stratigraphie grâce à des représentations en 2D et 3D de haute résolution. La somme des traces externes de cet enregistrement le long d'un corridor donnera une trace appelée "corridor stack". Celle-ci sera comparée aux données sismiques de surface.

III.2.3.3. La fiche stratigraphique :

À partir des logs habillés, des fiches stratigraphiques sont élaborées pour chaque puits. Elles permettent d'identifier et de déterminer la profondeur des formations rencontrées lors du forage, ainsi que la délimitation des horizons cartographiques (Figure I.5). Les profondeurs des formations sont indiquées par rapport à plusieurs niveaux de référence, notamment le niveau de la mer (MSL), le niveau du sol (GL), la table de rotation (KB) et le point de datation sismique (DP).

III.2.3.4. Le film synthétique :

Le log sonique calibré et corrigé, ainsi que le log densité, sont utilisés pour générer un film synthétique. Ces données sont utilisées pour produire le film synthétique impulsionnel, qui représente la série des coefficients de réflexion à l'emplacement du puits. Ensuite, cette série est convoluée avec une ondelette de phase nulle et/ou de phase minimale pour construire le film synthétique au niveau du puits, avec ou sans multiples. Un enregistrement de vérification, en plus du log sonique et du log densité, est nécessaire pour l'élaboration d'un film synthétique.

Le film synthétique est calibré par rapport à la section sismique à l'emplacement du puits en utilisant une procédure similaire au Profil Sismique Vertical (PSV). Cela implique de faire correspondre et de relier les événements géologiques détectés dans le film synthétique avec les événements observés dans les données sismiques obtenues à l'emplacement du puits. Le film synthétique peut être correctement calibré par rapport à la section sismique en faisant correspondre avec précision ces événements, ce qui permet une comparaison fiable et une interprétation de confiance de la géologie sous-jacente. Cette procédure de calibrage facilite

l'établissement d'une liaison cohérente entre le film synthétique et les données sismiques, permettant aux géoscientifiques de corrélérer et d'évaluer de manière fiable les caractéristiques géologiques et les structures subsurfaces à l'emplacement du puits.

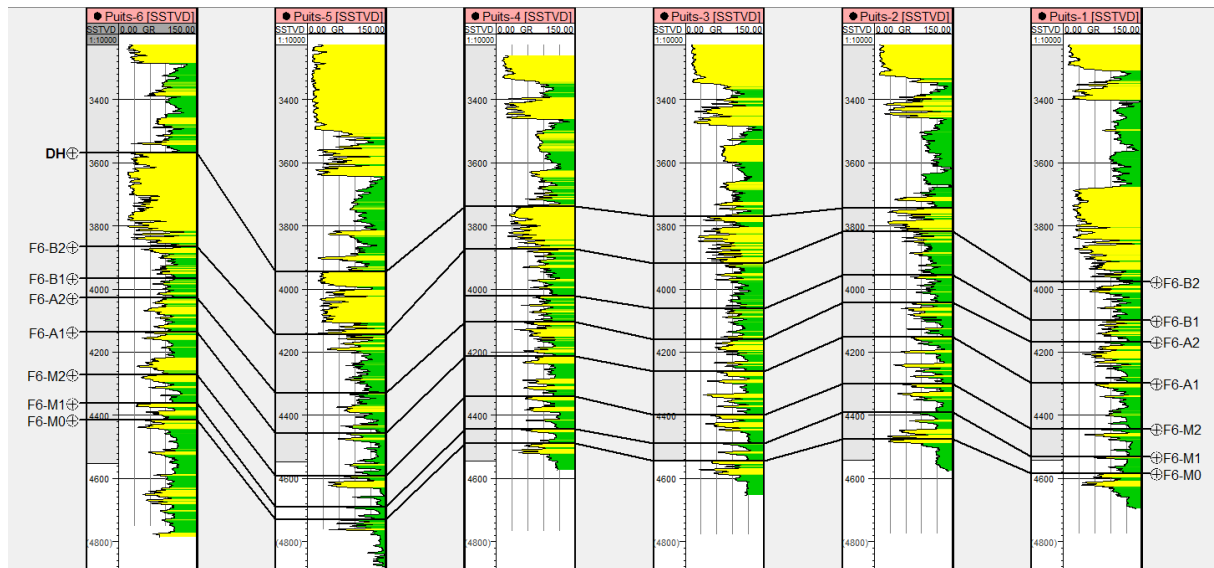


Figure III.3. Corrélation des diagraphies gamma-ray de puits-1 jusqu'à puits-6 (de droite à gauche) (Petrel).

III.3. Méthodologie de l'interprétation :

L'étude commence par la calibration et l'alignement des différents horizons choisis pour l'interprétation sismique une fois que les données sismiques et les données de puits sont obtenues et introduites dans la station d'interprétation. Le logiciel PETREL de Schlumberger est utilisé pour corrélérer les horizons, localiser les failles, créer des cartes et analyser les données sismiques. Les horizons sismiques sont alignés en utilisant les données PSV des six puits, ce qui permet de localiser les différentes failles existantes et de mettre en évidence les horizons clés.

III.3.1. Choix des horizons :

Le choix des horizons sismiques se fait en fonction de :

- Leur intérêt pétrolier
- Leur bon caractère de réflexion
- Leur continuité dans la région d'étude

Pour notre étude on a choisi quatre horizons :

- **La discordance hercynienne :**

Elle est associée à un minimum d'amplitude, elle correspond à un bon événement sismique énergétique et continu.

- **Le toit de l'unité A2 :**

Correspond au sommet d'un banc gréseux silurien, assez épais. Cependant, la signature de ce niveau est à faible énergie. Il est interprété comme un minimum d'amplitude sur les données sismiques.

- **Le toit de l'unité M2 :**

Correspond au toit d'un banc gréseux mince dans la partie basale du Silurien Argilo-gréseux. Le fait que les formations qui encadrent cette unité soient plus ou moins argileuses, confèrent une réponse sismique variable, même localement.

- **Le toit de l'ordovicien :**

Constitue l'horizon far de toutes les corrélations au sein du bassin de Berkine et la région de Gassi Touil. La réponse sismique de cet horizon est très caractéristique sur l'ensemble du bassin, elle traduit le passage des argiles du Silurien radioactif basal aux grés de l'Ordovicien. Ce changement de lithologie engendre un réflecteur de très forte énergie lié à un important contraste positif d'impédance acoustique. Il est interprété sur les données sismiques comme un minimum d'amplitude.

III.3.2. Calage et identification des horizons :

La technique de calage (*well tie* en anglais) consiste à identifier les différents niveaux géologiques, tels que le toit d'un réservoir, sur une section sismique en se basant sur le film synthétique ou sur le profil sismique vertical (PSV). Pour notre étude, nous avons effectué le calage en utilisant le carottage sismique (check shots) et le PSV réalisés aux six puits. Les données sismiques ont été traitées à l'aide du logiciel Petrel, et les horizons sismiques ont été calés en se basant sur les PSV des six puits.

Voici les étapes pour caler la section sismique avec le puits :

1. Placer le puits sur la section sismique appropriée.
2. En utilisant la table de rotation Z_t comme guide, lire les profondeurs des horizons à corrélérer à partir des fiches stratigraphiques.
3. Convertir ces profondeurs au plan de référence du carottage sismique, connu sous le nom de DP_c (Plan de référence du carottage sismique).

4. À l'aide de la courbe $T=f(P)$ fournie par les enregistrements sismiques du puits, convertir ces profondeurs en temps simple (TS).
5. Si le plan de référence de la section sismique (DP_s) diffère de celui du carottage sismique (DP_c), appliquer la correction statique (en TWT) pour adapter le temps au même niveau de référence de la section sismique.

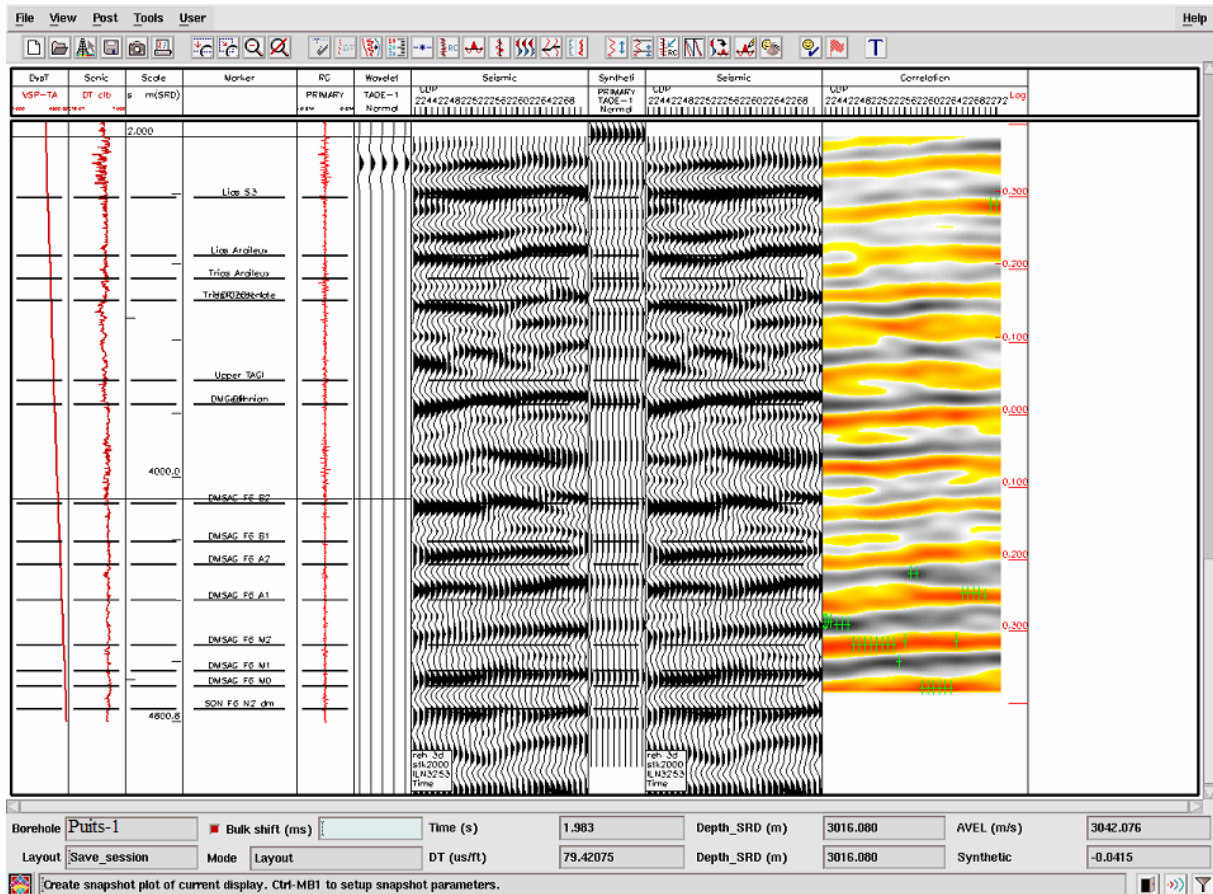


Figure III.4. Calage au niveau du Puits-1, les rubans de gauche à droite : PSV, log sonique, profondeur (en mètres), les réflecteurs, la série de réflectivité, l'ondelette, une section sismique avec un film synthétique, la corrélation des horizons (Geoframe).

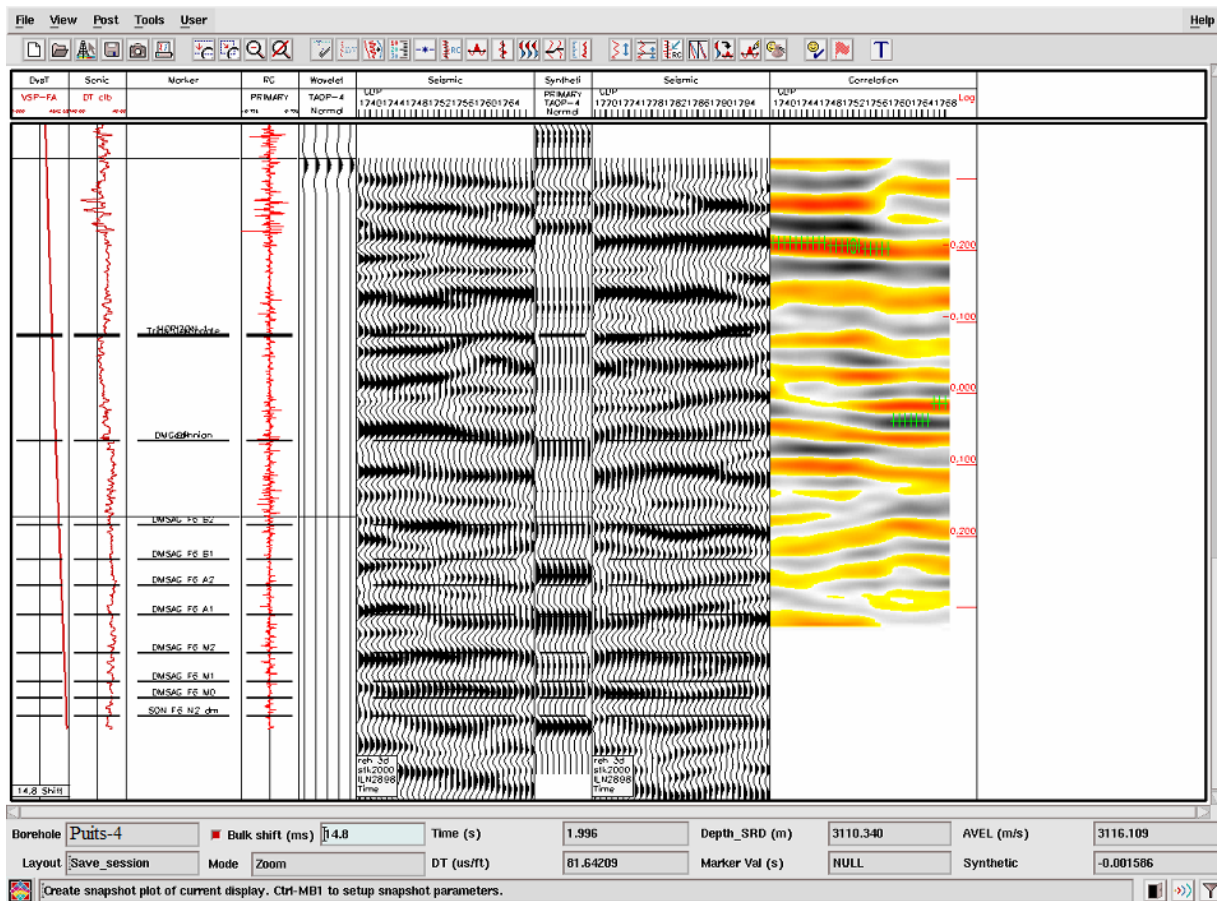


Figure III.5. Calage au niveau du puits-4 (Geoframe).

III.3.3. Corrélation des horizons :

Ces vues sont sélectionnées manuellement à l'aide d'une souris sur une station en fonction de deux critères :

- la continuité des horizons.
- la nature des réflexions.

D'un point de vue pratique, la corrélation de la DMK (l'Ordovicien supérieur) est simple car il se distingue par une forte continuité des réflecteurs et un bon caractère des réflexions, la **figure III.6** représente une section sismique complète montrant les 4 horizons tracés, lorsque les **figures III.7** et **III.8** représentent les mailles complètes de corrélation du M2 et de la DMK sur un plan de position.

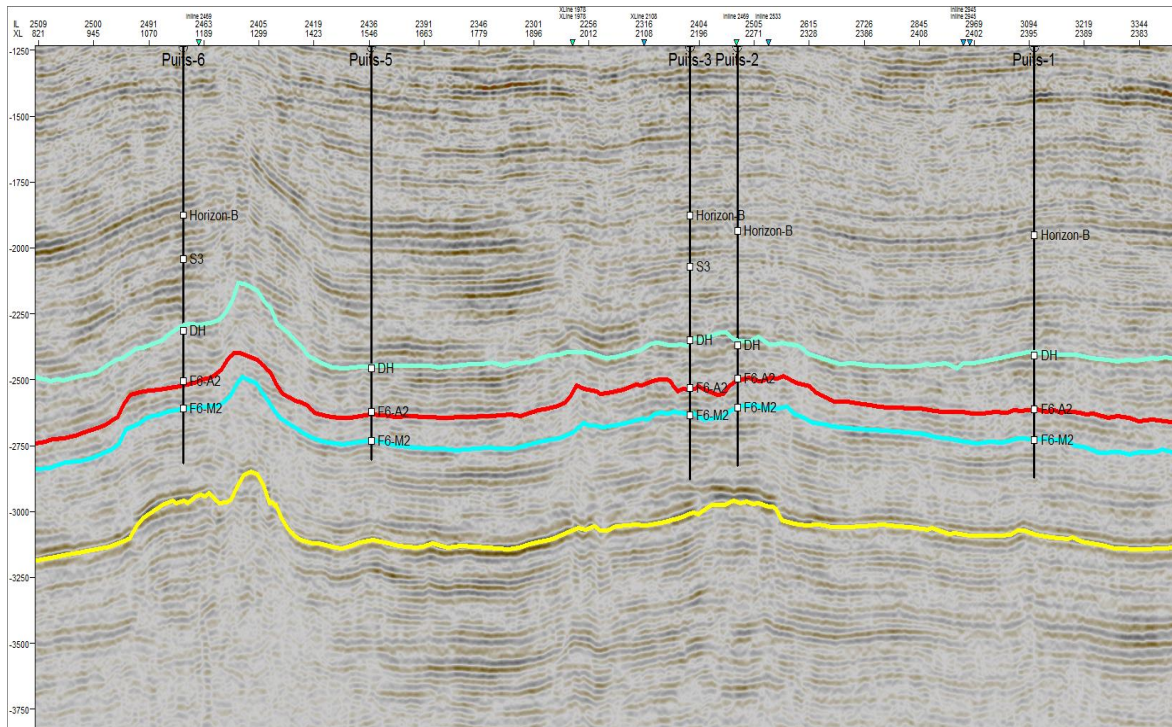


Figure III.6. Corrélation des horizons sismiques au niveau des puits sur la section complète (en vert : le toit de la DH, en rouge : le toit de l'unité F6-A2 du SAG, en bleu : le toit de l'unité F6-M2 du SAG, en jaune : le toit de la DMK) (Petrel).

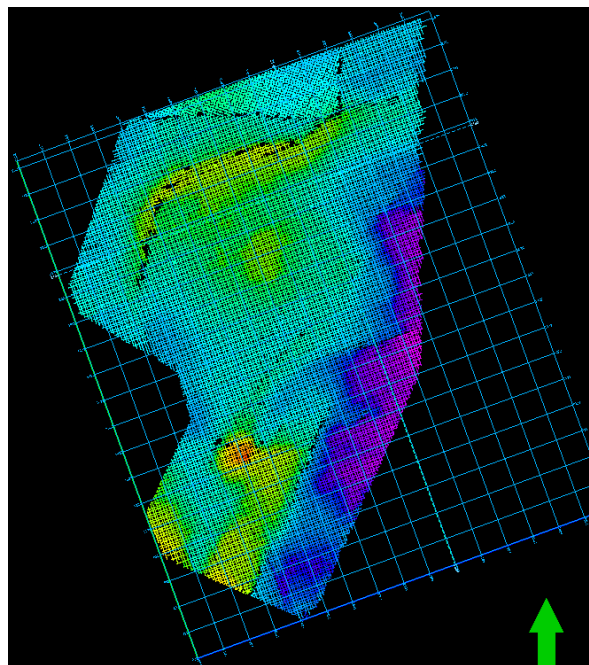


Figure III.7. La grille complète de corrélation au toit de l'unité M2 sur le plan de position (Petrel).

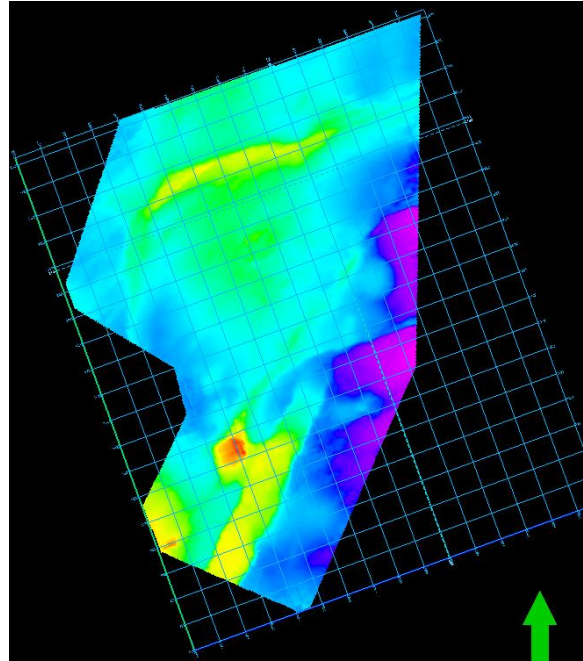


Figure III.8. La grille complète de corrélation au toit de l'Ordovicien sur le plan de position (Petrel).

III.3.4. Identification des failles :

À mesure que la corrélation des horizons progresse, la détection et la cartographie des failles sont réalisées par étapes. C'est l'un des aspects les plus difficiles de l'interprétation sismique. Cela est dû à la complexité tectonique de la zone d'étude, notamment au sein des strates du Paléozoïque.

Le traçage des failles est basé sur la rupture brusque et temporaire de la continuité des réflecteurs, ce qui entraîne des variations de profondeur. La **figure III.9** représente les failles que nous avons identifiées au niveau des différents puits.

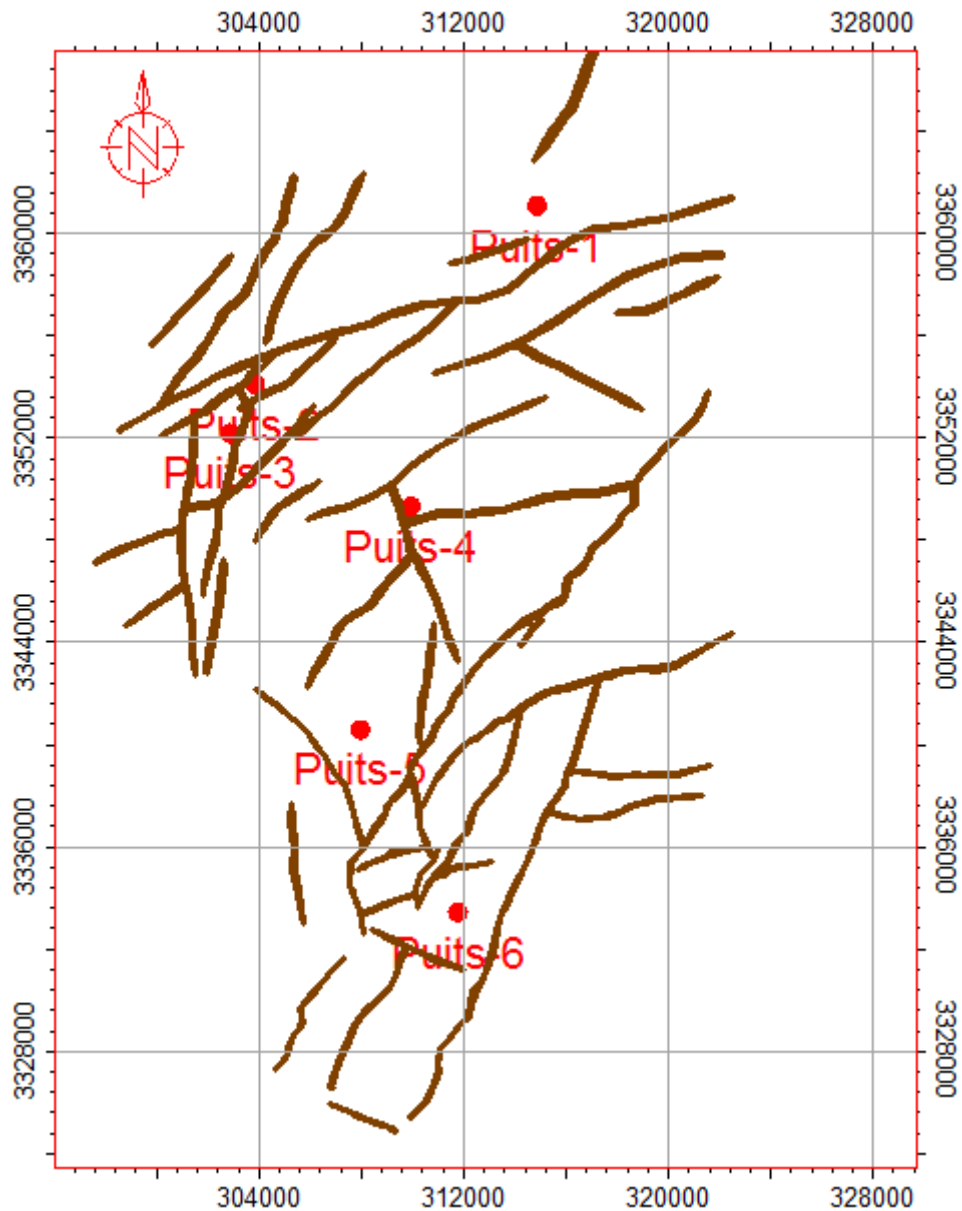


Figure III.9. Réseau de failles qui passent par les puits (Petrel).

III.3.5. Chronométrage :

Le chronométrage implique la mesure des temps de parcours (temps double) relatifs à un horizon spécifique. Ces temps sont relevés à intervalles réguliers le long de la section sismique. Lorsqu'il y a des failles, il est recommandé de mesurer les temps de parcours de part et d'autre de l'horizon afin d'estimer leurs déplacements et de faciliter le traçage des isochrones.

III.3.6. Correction des décalages (misties) :

Lors de la corrélation, des décalages en temps sont rencontrés aux croisements des profils sismiques. Ces décalages sont principalement dus à

- La différence entre les sources, récepteurs et systèmes d'enregistrements entre les différentes campagnes sismiques engendre une différence de phase entre les données.
- La différence des paramètres d'acquisitions entre différentes campagnes sismiques.
- La diversification des méthodes de calculs des corrections statiques (cas de diversifications des campagnes sismiques).
- L'imprécision sur les analyses de vitesses.

Deux types de misties sont observés dans l'interprétation sismique : misties statiques et dynamiques. Les misties statiques se réfèrent à un décalage constant entre tous les horizons, ce qui peut être corrigé en déplaçant le profil par rapport à un autre pris comme référence. En revanche, les misties dynamiques se produisent lorsque le décalage entre les intersections n'est pas constant. Dans ce cas, elles ne sont éliminées qu'au niveau de l'horizon d'intérêt. (Sroor, 2010).

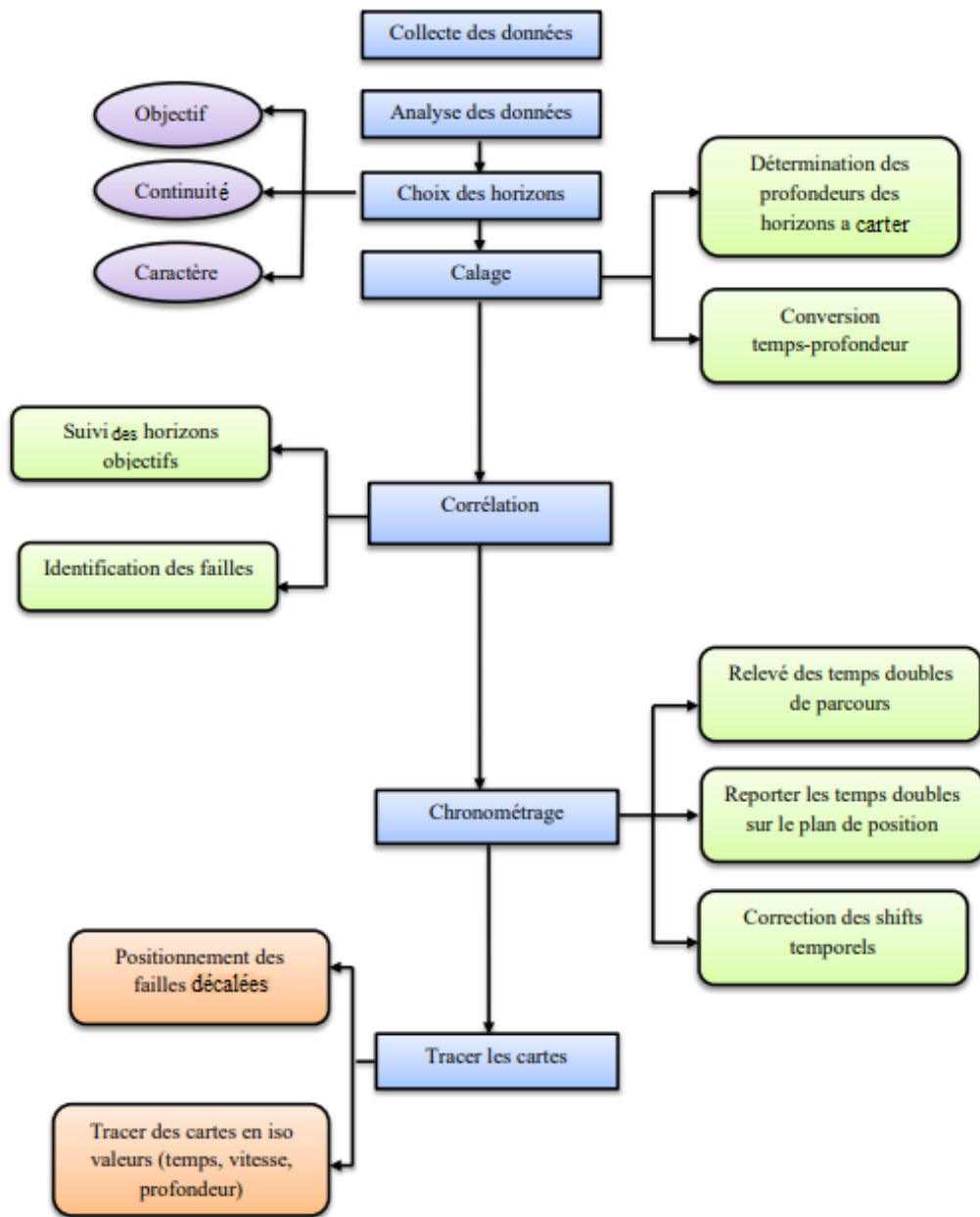
III.3.7. Difficultés rencontrées :

Au cours de notre étude, nous n'avons pas rencontré de problèmes majeurs, car les données sismiques que nous avons utilisées étaient de bonne qualité. Cependant, en général, voici quelques problèmes couramment rencontrés :

- La complexité géologique de la région.
- La qualité médiocre pour quelques sections sismiques

La qualité mauvaise des réflecteurs.

L'organigramme III.1 résume les étapes de l'interprétation sismique structurale.



Organigramme III.1. Résumé des étapes de l'interprétation sismique.

Chapitre IV : Réalisation des cartes et discussion des résultats.

IV.1. Introduction :

Ce chapitre est divisé en deux sections. La première partie concerne la construction de différentes cartes de contours, tandis que la seconde partie comprend une interprétation structurale des cartes existantes ainsi qu'une description du réseau de failles présent dans la région de recherche (direction, déplacement, nature). Une analyse structurale des résultats obtenus a été réalisée à la fin de ce chapitre.

IV.2. Réalisation des cartes :

La description géologique enregistrée en temps n'admet aucune interprétation, les informations sur les vitesses aident à accomplir la transformation du temps en profondeur pour que le résultat puisse admettre une interprétation logique en terme géologique. L'importance de **la conversion temps-profondeurs** apparait lorsqu'on veut indiquer au foreur l'objectif ou les objectifs à explorer (Donald A. Herron, 2011).

La tâche essentielle de l'interprétation sismique est d'établir diverses cartes (isochrones, isovitesse, isobathes) qui représentent les horizons sélectionnés et de les interpréter en terme géologique. Ces cartes structurales sont utilisées pour identifier les principales caractéristiques structurales de la région, telles que les anticlinaux, les synclinaux et les failles.

Cette interprétation se base sur le suivi de plusieurs marqueurs sismiques dont le tracé est continu, bien visible et facile à distinguer.

Dans cette étude, quatre (04) horizons sismiques ont été suivis, ils sont comme suit, du haut vers le bas :

- La discordance hercynienne (limite Trias/Silurien).
- L'unité F6-A2
- L'unité F6-M2
- La Dalle de M'Kratta (Ordovicien supérieur).

Dans notre étude, l'Ordovicien supérieur a été utilisé pour repérer les autres horizons lors de la corrélation des profils sismique 3D ainsi qu'il n'est pas touché par les puits.

Le logiciel Petrel permet de créer des cartes structurales relatives aux horizons tracés en temps ou en profondeur. Pour chaque horizon, une carte structurale appropriée est créée.

IV.3. Conversion temps-profondeur :

La dernière étape de l'interprétation sismique est la conversion temps profondeur, des horizons tracés sur le volume de données sismique migré. Cette étape nécessite une bonne connaissance des vitesses d'intervalle pour chaque couche (Yilmaz, 2001).

La conversion temps-profondeurs des cartes isochrones (en temps) en cartes isobathes a été réalisée en produisant des cartes isovitesses pour chaque horizon et en déterminant les vitesses moyennes aux emplacements des puits.

Voici la formule pour calculer les vitesses moyennes :

$$V_{\text{moy}} = P/T.$$

P : Profondeur du niveau géologique au puits par rapport au DP (en mètres).

T : Le temps simple par rapport DP (en secondes).

IV.4. Établissement, interprétation et description des cartes :

L'interprétation des cartes au toit des unités F6-A2 et F6-M2 du silurien argilo-gréseux permet de mettre en évidence les éléments structuraux qui définissent cette surface. Elle permet également de mettre en évidence les structures situées en dessous de l'unité, 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, isovitesses 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.

IV.4.1. Les cartes en isochrones :

Les cartes isochrones sont créées en représentant la profondeur en temps double d'un horizon spécifique. Elles sont réalisées en plaçant sur un plan de position les valeurs en temps double de chaque point d'émission de tous les profils sismiques interprétés, ainsi que les tracés des différentes failles qui traversent cet horizon.

Nous avons ensuite créé des cartes en isochrones pour les trois horizons que nous avons choisis pour notre étude :

- La discordance hercynienne.
- Le toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux.

- Le toit de l'unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux.

Ces cartes ont été réalisées par le logiciel Petrel de Schlumberger, version 2009. Les figures : **Figure IV.1**, **Figure IV.2** et **Figure IV.3** montrent les cartes en isochrones réalisées.

Nous n'avons pas établi de carte isochrone pour le toit de l'horizon de la Dalle de M'Kratta (l'Ordovicien supérieur) car nous l'avons utilisé comme point de repère en raison de sa grande réflectivité, et les puits ne l'ont pas atteint.

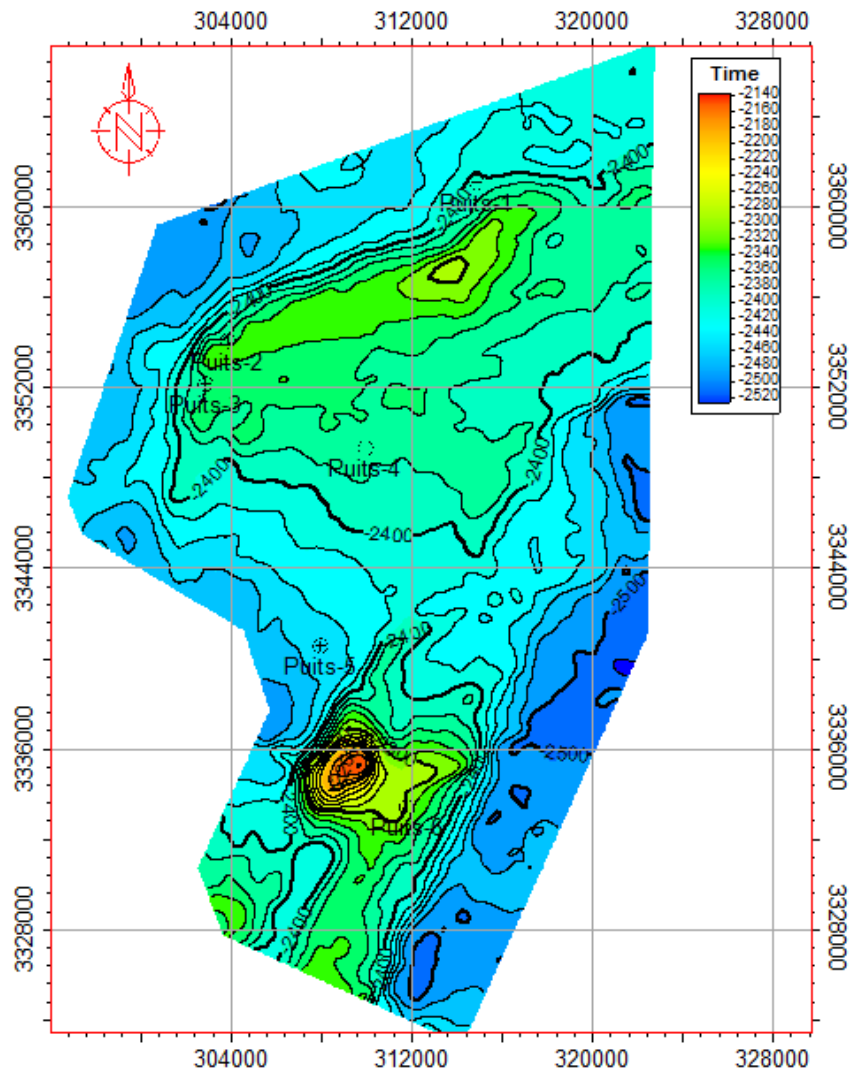


Figure IV.1. Carte en isochrones (en millisecondes) au toit de la discordance hercynienne (Petrel).

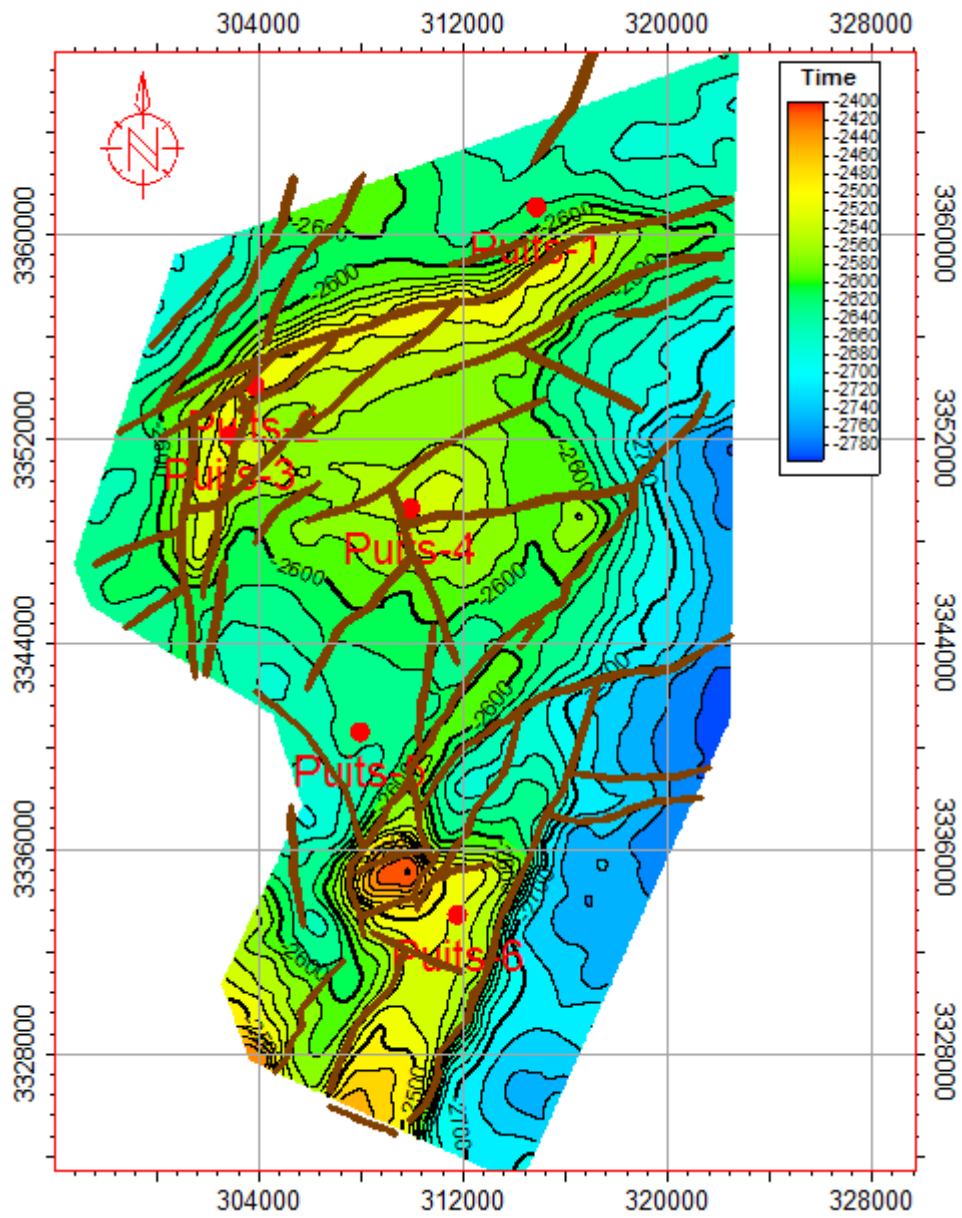


Figure IV.2. Carte en isochrones (en millisecondes) au toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux avec le réseau de failles (Petrel).

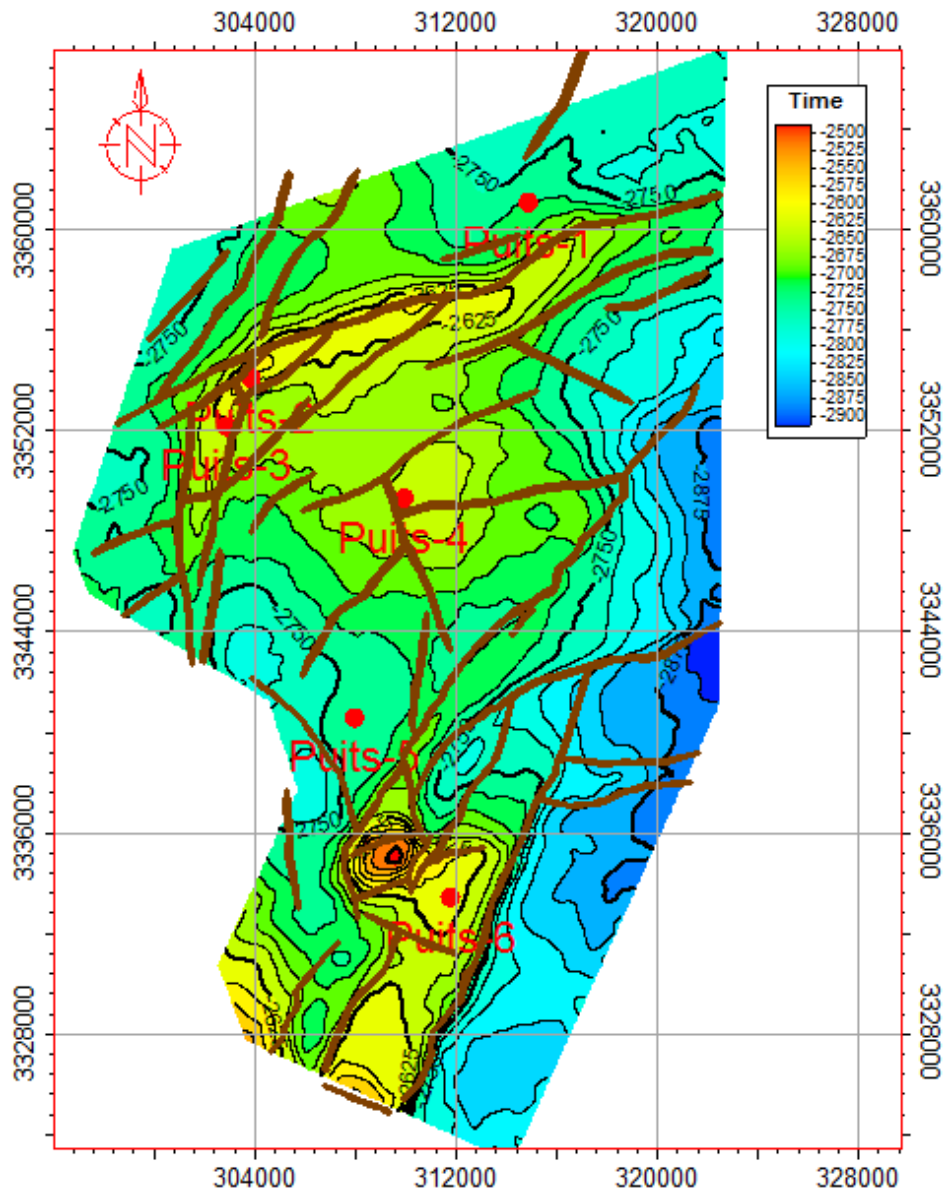


Figure IV.3. Carte en isochrones (en millisecondes) au toit de l'unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux avec le réseau de failles (Petrel).

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 axes (trends) structuraux et des réseaux de failles.

Dans cette étude, trois 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.

IV.4.2. Les cartes en isovitesses :

Pour obtenir des cartes en isobathes après la réalisation des cartes en isochrones, nous avons besoin des cartes en isovitesses, qui montrent la variation de la vitesse moyenne de chaque horizon dans la région d'étude, parmi les données nécessaires dans notre étude.

Pour réaliser une carte en isovitesses, on détermine la vitesse moyenne au niveau des puits pour chaque horizon à carter, pour cela :

- On prélève la profondeur de l'horizon choisi à partir des fiches stratigraphiques (en mètre).
- On ramène cette profondeur P au DP sismique (Datum Plane).
- On relève sur les sections sismiques traversant le puits la profondeur en temps double T correspondant à l'horizon (en seconde).
- On calcule la vitesse moyenne V_m en utilisant la formule suivante tout en veillant à faire les conversions nécessaires pour avoir la vitesse en m/s.

$$V_m = \frac{P}{T/2}$$

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

	DH (m/s)	F6-A2 (m/s)	F6-M2 (m/s)
Puits-1	2747,593	2804,010	2812,252
Puits-2	2751,025	2807,113	2815,186
Puits-3	2756,073	2811,675	2819,502
Puits-4	2727,176	2785,555	2794,795
Puits-5	2715,012	2774,560	2784,395
Puits-6	2687,933	2750,083	2761,242

Tableau IV.1. Vitesses moyennes des horizons corrélés au niveau des puits.

Les figures : **Figure IV.4**, **Figure IV.5** et **Figure IV.6** montrent les cartes en isovitesses réalisées.

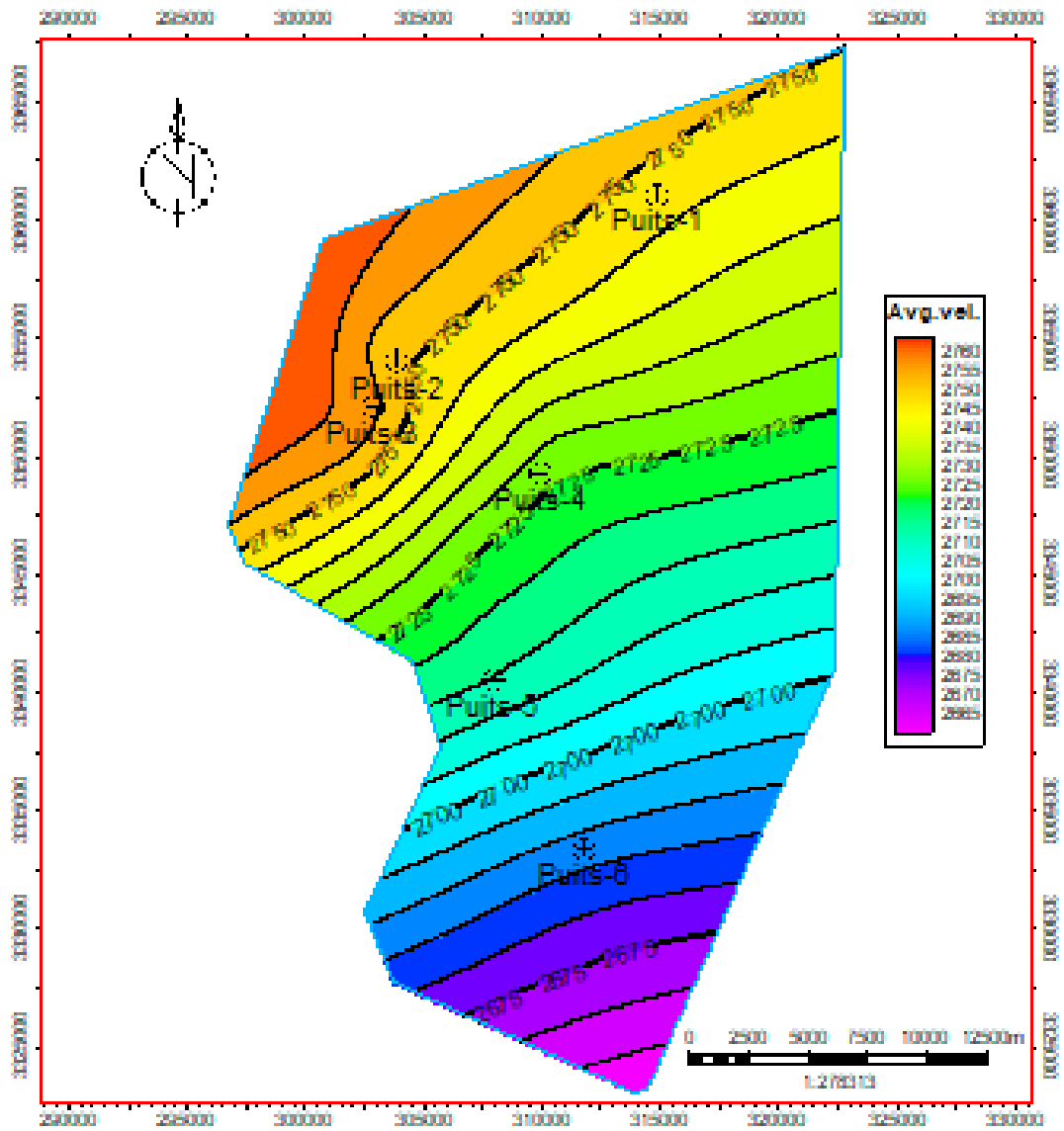


Figure IV.4. Carte en isovitesse (en mètres par secondes) au toit de la discordance hercynienne (Petrel).

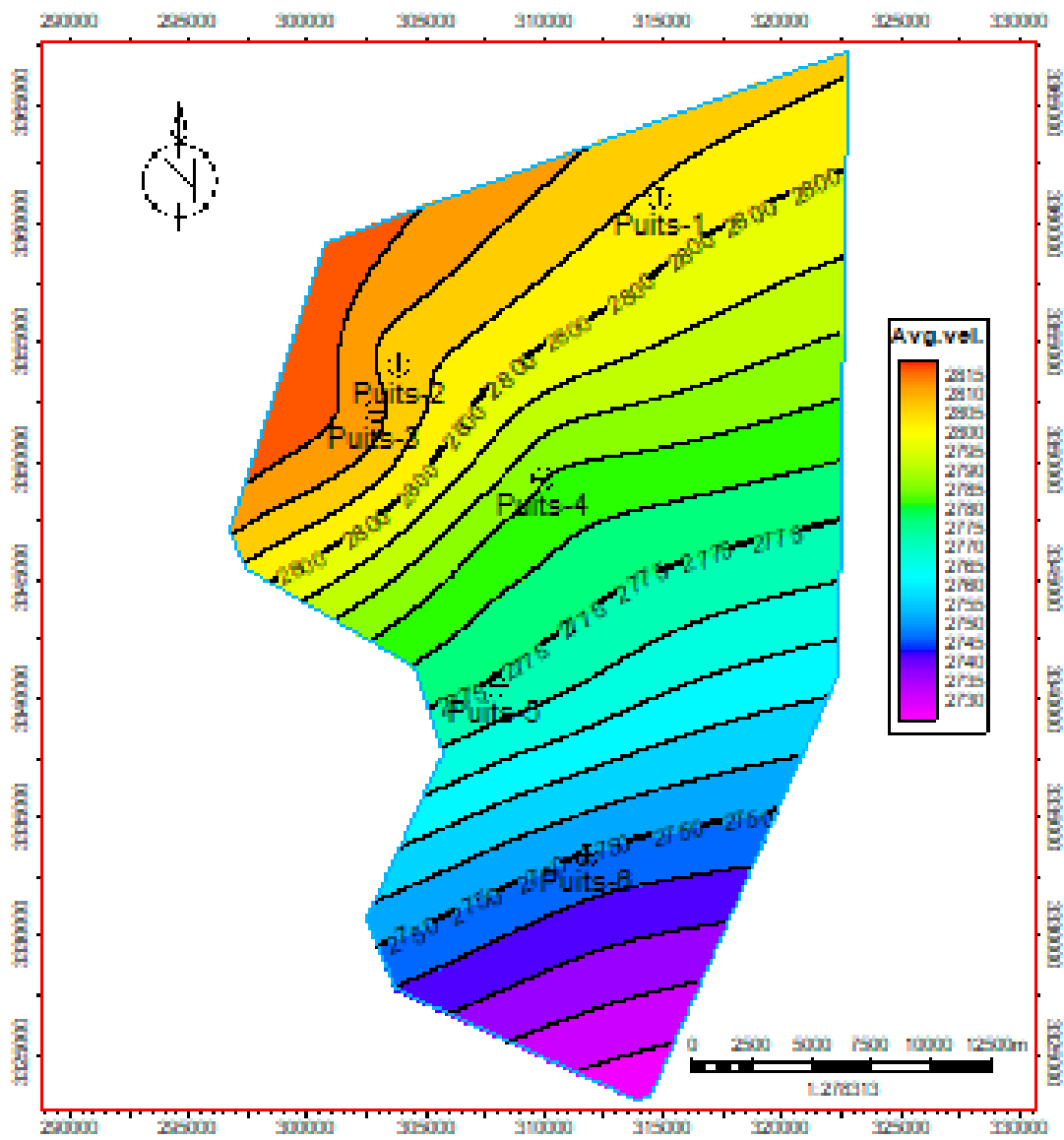


Figure IV.5. Carte en isovitesses (en mètres par secondes) au toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux (Petrel).

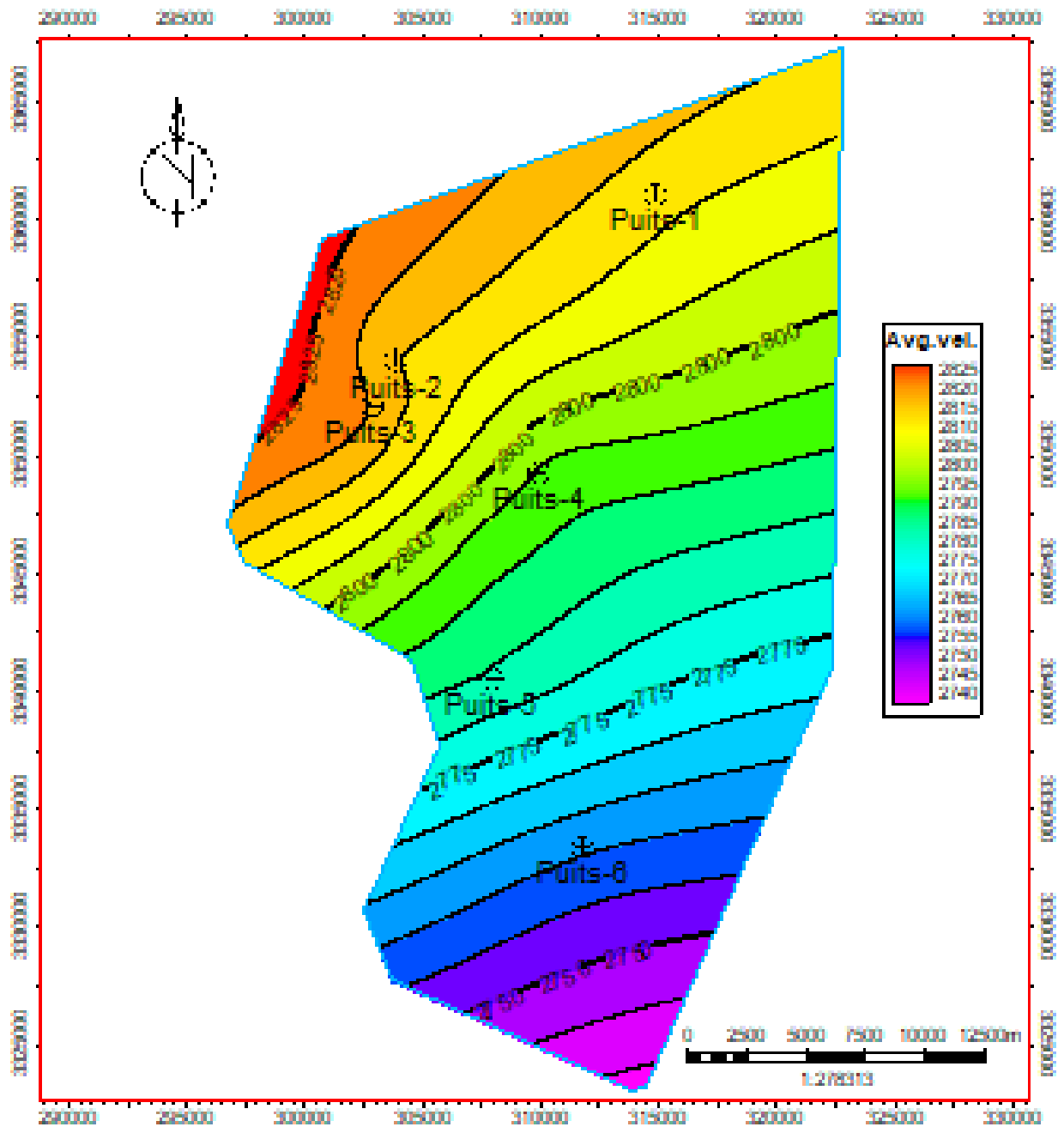


Figure IV.6. Carte en isovitesse (en mètres par secondes) au toit de l'unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux (Petrel).

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

IV.4.3. Cartes en isobathes

Une carte en isobathe est utilisée pour représenter visuellement la structure en profondeur à un niveau d'horizon donné. Une isobathe, également appelée courbe en profondeur, est une ligne

qui relie les points ayant la même profondeur. Elle forme une courbe de niveau qui indique la profondeur d'une surface par rapport à un niveau de référence.

Pour obtenir une carte en profondeurs, il est nécessaire de multiplier la carte en isochrones par la vitesse moyenne correspondant à l'horizon considéré. Les valeurs des vitesses moyennes sont obtenues à partir des données des puits. Il est important de noter que le temps est donné en double (en millisecondes), il est donc nécessaire de convertir ces valeurs en temps simple et en secondes (s).

Les figures : **Figure IV.7**, **Figure IV.8** et **Figure IV.9** montrent les cartes en isobathes réalisées.

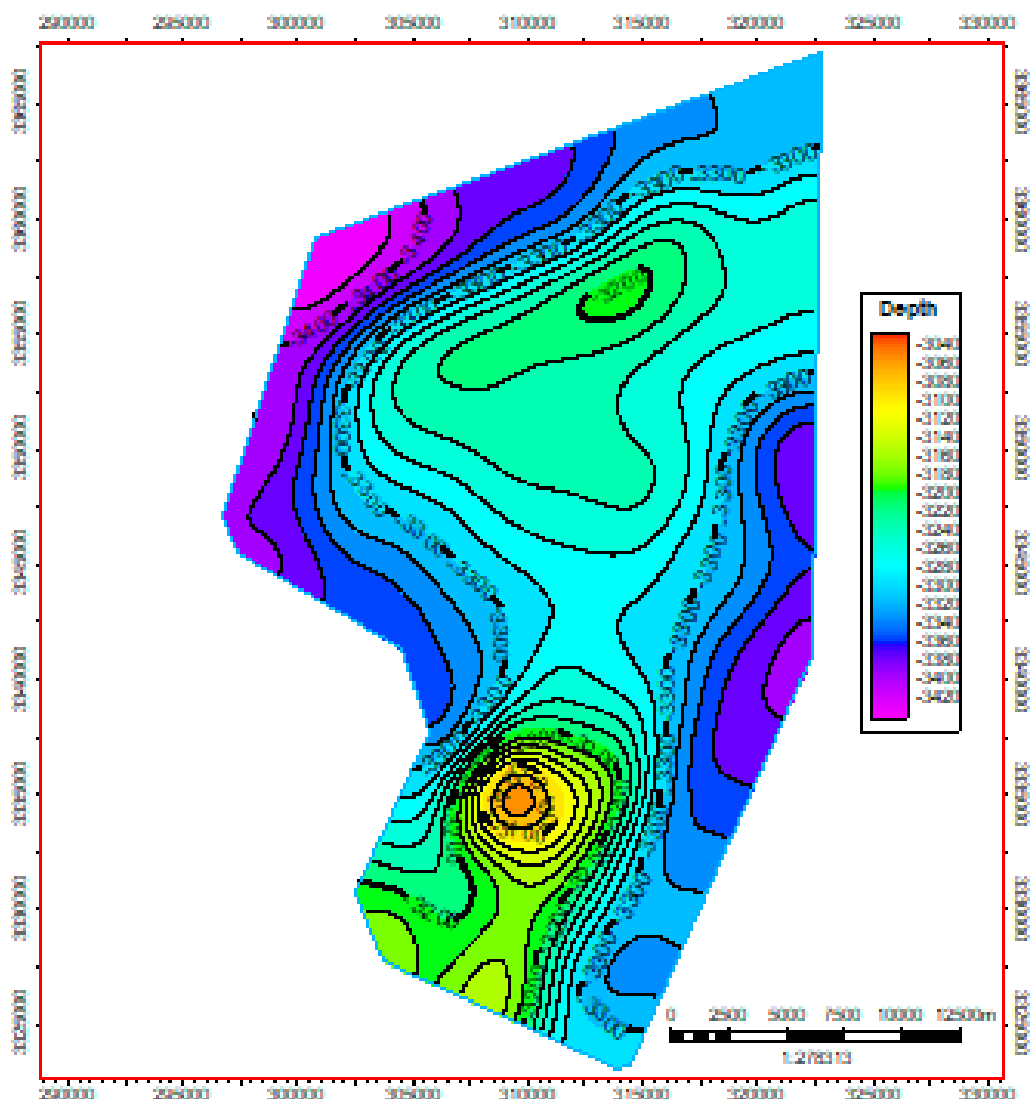


Figure IV.7. Carte en isobathes (en mètres) au toit de la discordance hercynienne (Petrel).

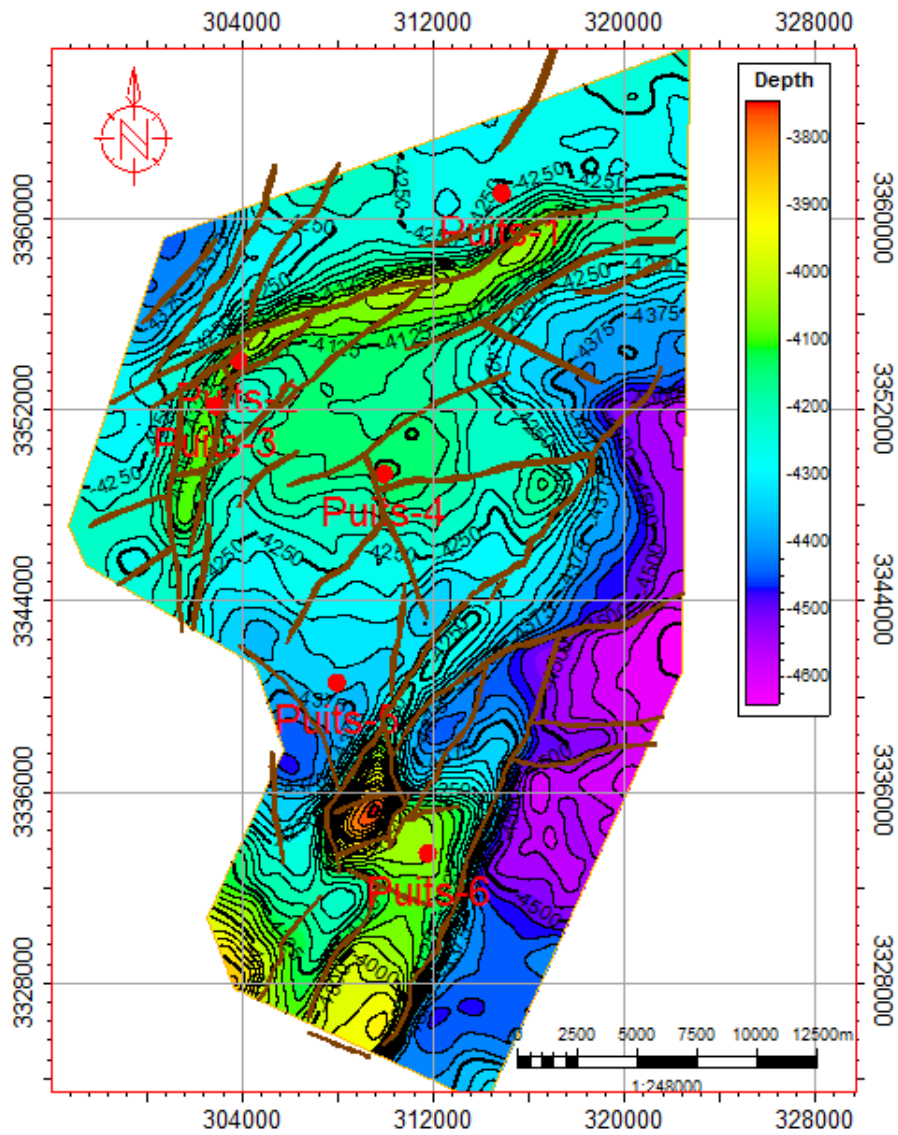


Figure IV.8. Carte en isobathes (en mètres) au toit de l'unité F6-A2 du silurien argilo-gréseux avec le réseau de failles (Petrel).

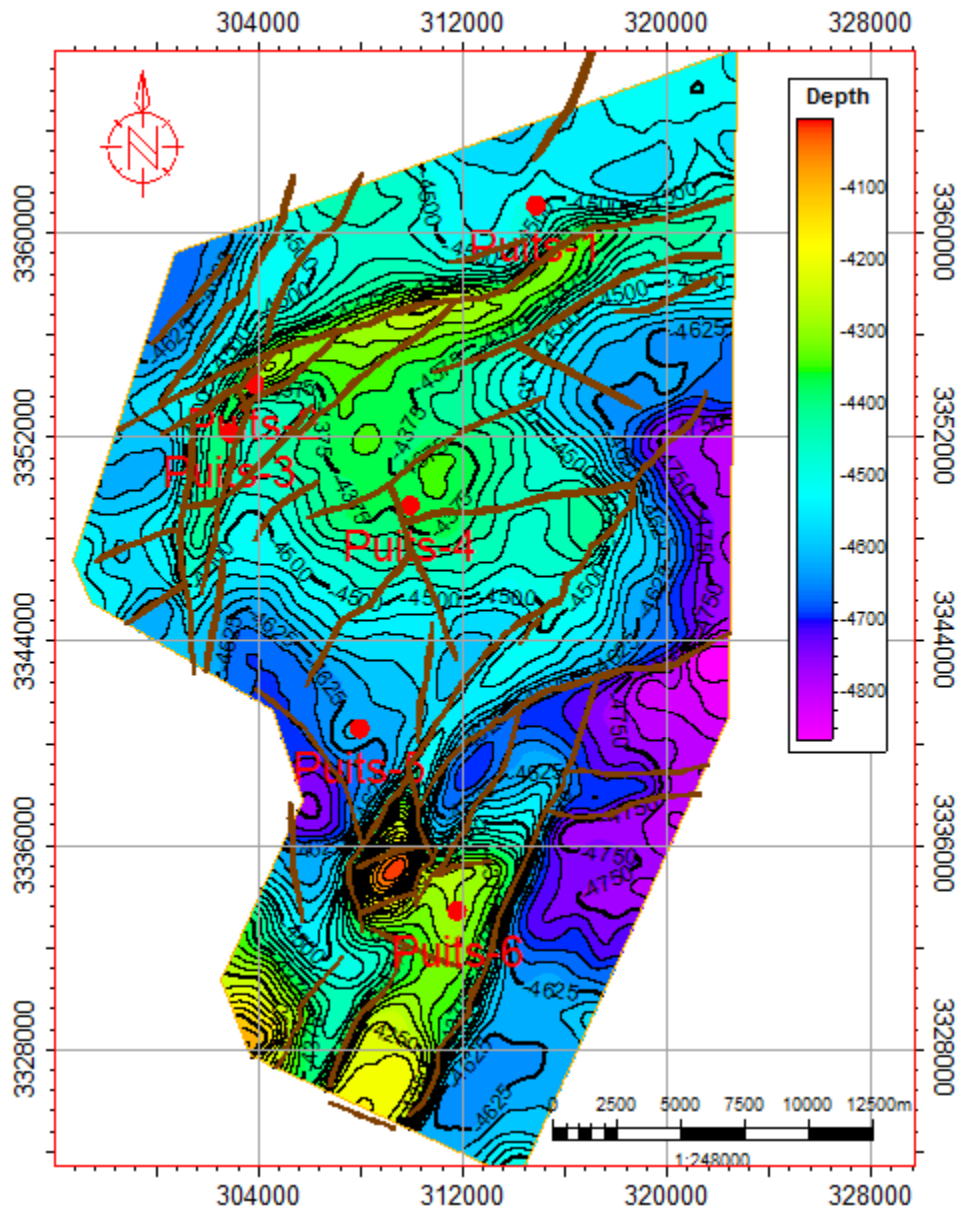


Figure IV.9. Carte en isobathes (en mètres) au toit de l’unité F6-M2 du silurien argilo-gréseux avec le réseau de failles (Petrel).

Les cartes en isobathes ont été réalisées au toit des unités réservoirs objectifs (F6-A2 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.

Le premier au Nord, correspondant à la grande structure anticlinale, allongée nord-est/sud-ouest à est-ouest ; où les forages concernés par cette étude, ont produit du gaz et condensat, dans une ou plusieurs unités gréseuses du SAG (Silurien argilo-gréseux). Le second au Sud, en position structurale plus haute.

En détail, la cartographie réalisée au toit du F6-M2 (objectif pétrolier principal dans la région), montre trois anomalies distinctes.

- La première au nord, orientée Est-Ouest, délimitée au nord par une faille Est-Ouest avec un fort rejet, sur laquelle se greffent des failles Nord-Est/Sud-Ouest vers le sud et d'autre Nord-Sud à l'ouest.
- Dans la partie médiane une anomalie centrale de forme ovale recoupée par deux failles principales de faibles rejets. Une de direction Est-Ouest et l'autre subméridienne associée à des petites failles Nord-Est/Sud-Ouest, de très faible rejet.
- Sur la partie sud de la région d'étude, deux trends structuraux Nord-Est/Sud-Ouest à fort rejet vertical, recoupant des failles Est-Ouest.

La profondeur minimale enregistrée au toit de l'unité F6-M2 se situe vers le sud à une valeur de -4135m (niveau de la mer) et -4280m dans la partie nord, quant au maximum des profondeurs, est localisé vers la partie sud-est, ou elles atteignent -4800m et -4600m dans la partie sud-ouest.

IV.5. Interprétation des failles :

IV.5.1. Analyse des sections sismiques :

L'interprétation sismique des horizons montre une bonne continuité pour l'Ordovicien, et difficilement corrélable pour les unités du SAG et la DH. Ceci est probablement dû à la résolution de cette section sismique ainsi qu'aux paramètres de traitement.

L'analyse des différentes sections sismiques, interprétées au toit des objectifs assignés à cette étude, a montré que le complexe structural, orienté nord-est/sud-ouest à est-ouest de Gassi Touil, est essentiellement formé à la fin du cycle tectonique hercynien.

La figure **IV.10** montre les profils sismiques sur une carte en isobathes au toit de l'unité F6-M2 du SAG.

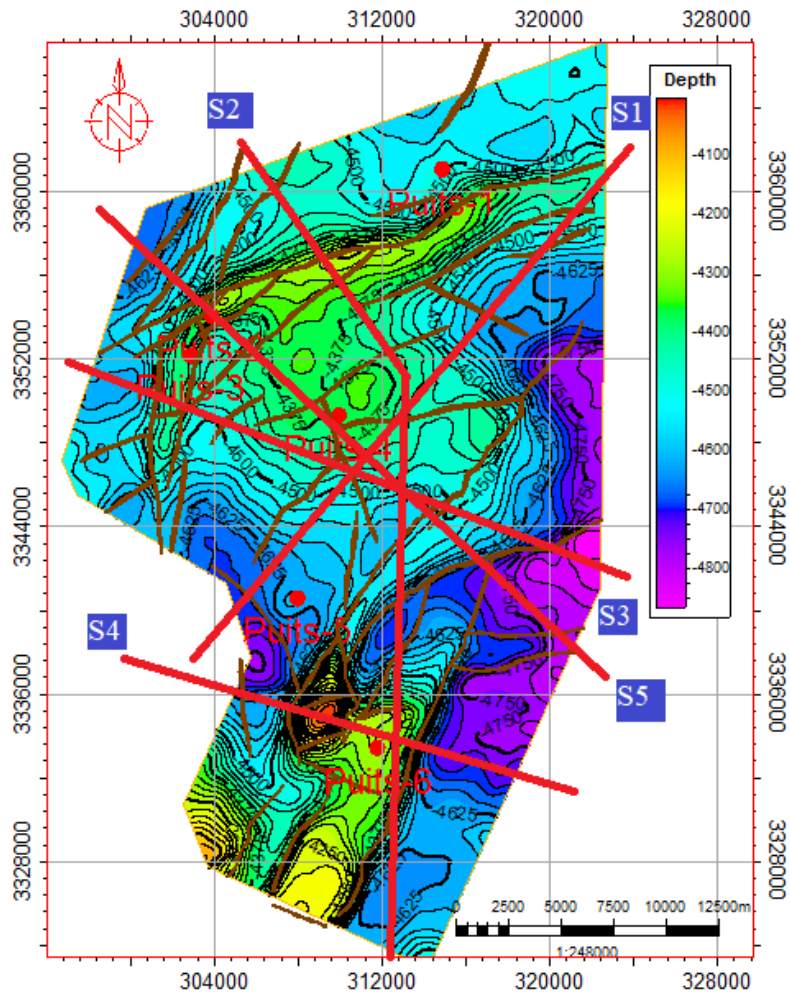


Figure IV.10. Plan de position montrant les profils sismiques (en rouge) et les puits étudiés (Petrel).

IV.5.2. Profils sismiques interprétés :

- **Interprétation du profil sismique 1 (S1) :**

Cette section de direction Nord-Est/Sud-Ouest, passe par les puits 4 et 5. Nous avons repéré cinq (05) failles que nous avons tracées. Quatre (04) présentent un jeu inverse (FI1, FI2, FI3, FI4) et une (01) présente un jeu normal (FN1).

Ces failles inverses affectent principalement les formations paléozoïques et mésozoïques et elles s'estompent dans les terrains du Cénozoïque-Tertiaire. Tandis que la faille normale n'affecte que les unités du SAG.

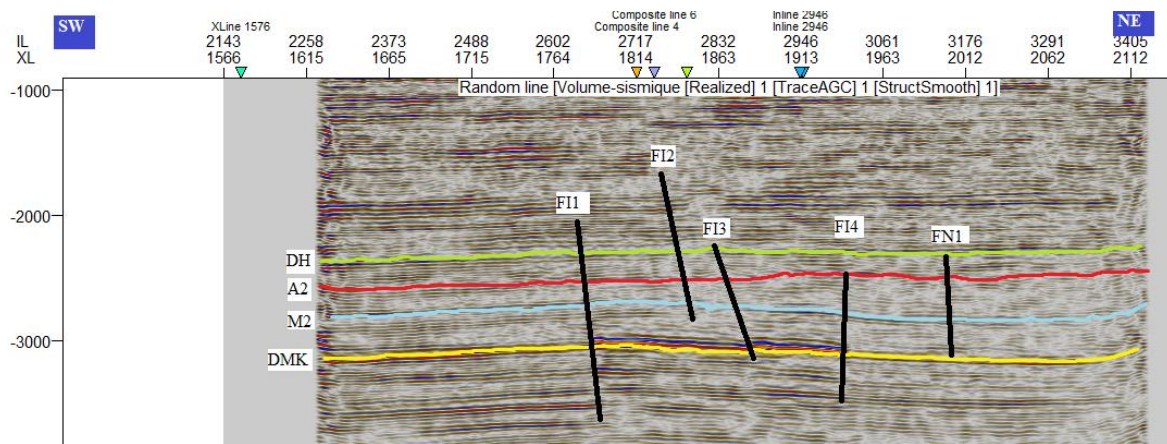


Figure IV.11. Section sismique du profil 1 interprétée avec les failles (Petrel).

- **Interprétation du profil sismique 2 (S2) :**

Cette section de direction Nord-Sud, passe par les puits 4 et 6. Nous avons repéré neuf (09) failles que nous avons tracées. Quatre (04) présentent un jeu inverse (FI1, FI2, FI3, FI4) et cinq (05) présente un jeu normal (FN1, FN2, FN3, FN4, FN5).

Ces failles inverses affectent plus principalement les formations paléozoïques que les formations mésozoïques, et s'estompent dans les terrains cénozoïque et tertiaire. Elles ne se résument qu'à des flexions, contrairement aux failles normales qui elles, affectent les formations mésozoïques beaucoup plus.

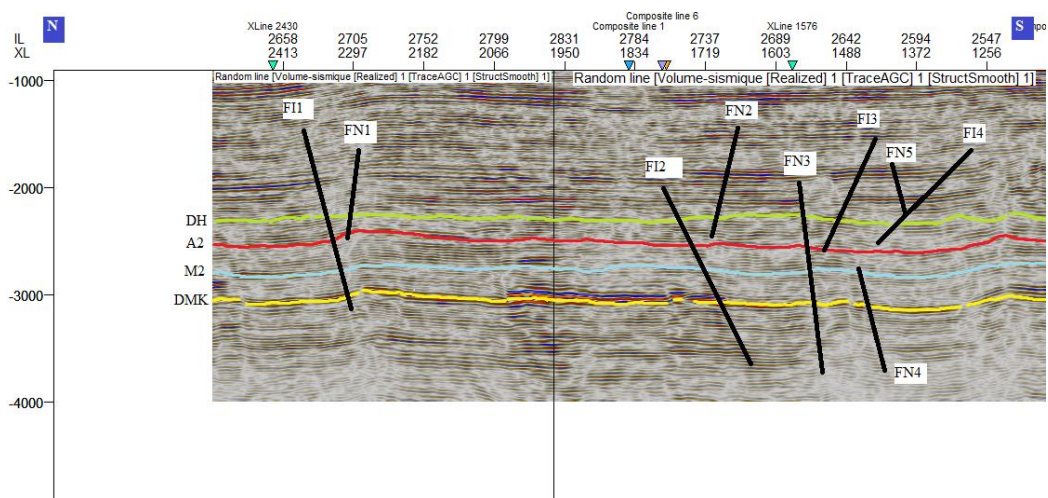


Figure IV.12. Section sismique du profil 2 interprétée avec les failles (Petrel).

- **Interprétation du profil sismique 3 (S3) :**

Cette section de direction Est-Ouest, passe par les puits 3 et 4. Nous avons repéré sept (07) failles que nous avons tracées. Trois (03) présentent un jeu inverse (FI1, FI2, FI3) et quatre (04) présente un jeu normal (FN1, FN2, FN3, FN4).

On remarque qu'une des failles inverses recouperent toutes les formations paléozoïques, mésozoïques et même une petite partie du cénozoïque-tertiaire, tandis que le reste des failles affectent principalement les formations du Paléozoïque.

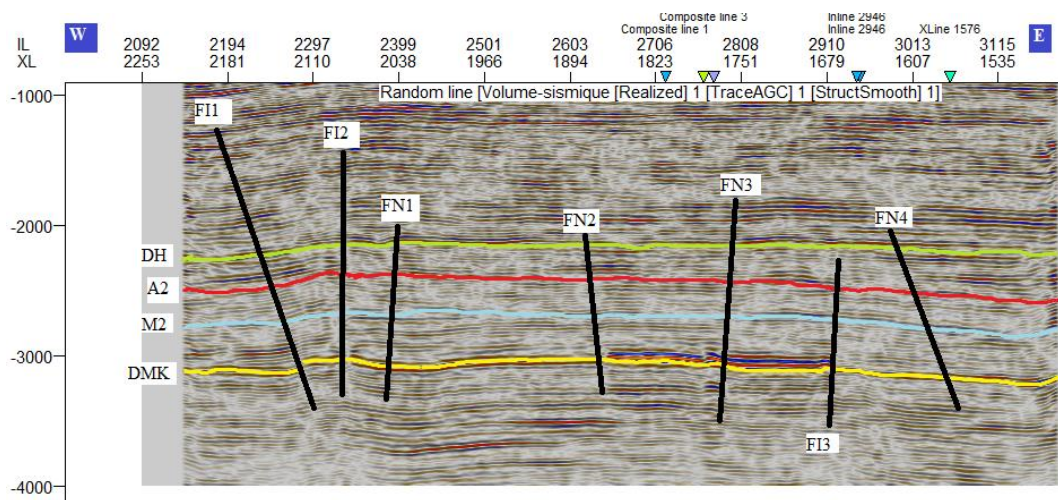


Figure IV.13. Section sismique du profil 3 interprétée avec les failles (Petrel).

- **Interprétation du profil sismique 4 (S4) :**

Cette section de direction Nord-Ouest/Sud-Est, passe par le puits 6. Nous avons repéré trois (03) failles que nous avons tracées. Une (01) présentent un jeu inverse (FI1) et deux (02) présente un jeu normal (FN1, FN2).

Ces failles affectent principalement les formations du Paléozoïque et Mésozoïque et s'estompent dans les terrains du Cénozoïque et Tertiaire.

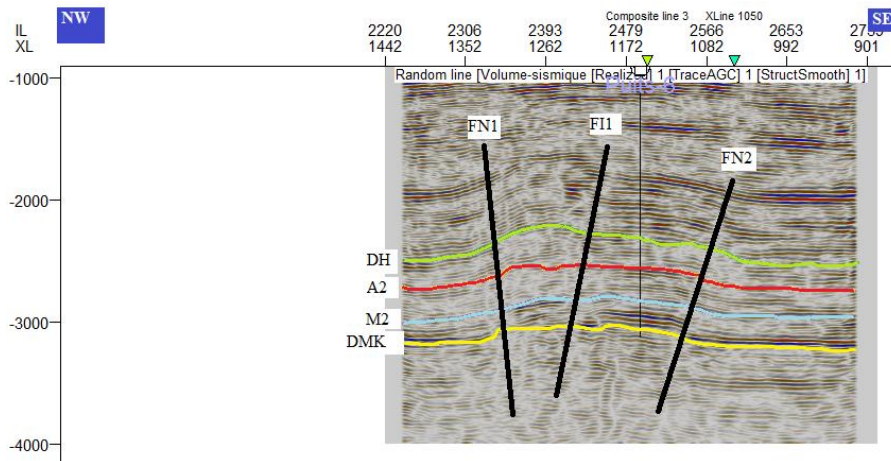


Figure IV.14. Section sismique du profil 4 interprétée avec les failles (Petrel).

- **Interprétation du profil sismique 5 (S5) :**

Cette section de direction Nord-Est/Sud-Ouest, passe par les puits 2 et 4. Nous avons repéré neuf (09) failles que nous avons tracées. Quatre (04) présentent un jeu inverse (FI1, FI2, FI3, FI4) et cinq (05) présentent un jeu normal (FN1, FN2, FN3, FN4, FN5).

Ces failles inverses affectent principalement les formations du Paléozoïque et Mésozoïque et s'estompent dans les terrains cénozoïques et tertiaires.

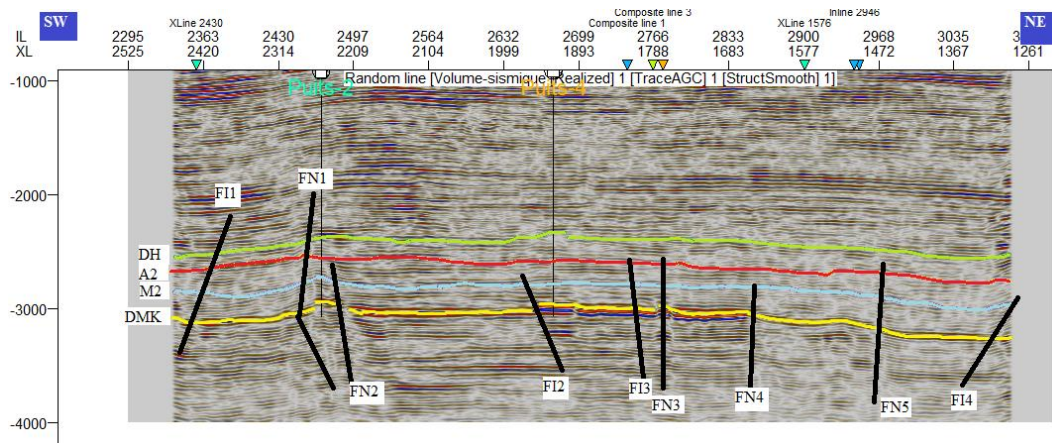


Figure IV.15. Section sismique du profil 5 interprétée avec les failles (Petrel).

IV.6. Conclusion :

La région de Gassi Touil a été le siège de plusieurs mouvements tectoniques successifs, ayant donné naissance à des axes structuraux qui présentent essentiellement trois (03) orientations (nord-est/sud-ouest, est-ouest et nord-sud).

Conclusion générale

Conclusion générale :

Une synthèse des études sismiques réalisée par l'ENAGEO au niveau des six puits, dans l'unité du Silurien F6-M2 sur la région de Gassi Touil situé au sud-ouest du bassin de Berkine consiste en une interprétation sismique structurale en utilisant le logiciel PETREL 2009.

L'étude sismique au niveau des six puits s'est appuyée sur l'analyse des sections sismiques réalisées au moyen de calage et identification des horizons sismiques, confortée par la construction des cartes en isobathes au toit du Silurien argileux gréseux F6-M2. Elle a permis de déterminer la configuration géométrique de l'unité du silurien en termes de niveau de profondeur, de morphologie de surface et de son étendue, en relation avec la structuration géologique traduite notamment par la présence d'un important réseau de failles et la lithologie. La compilation et la superposition de toutes ces données ont permis également de déduire le type de piégeage à hydrocarbure, qui semblerait être de type structural étant donné que l'unité du Silurien F6-M2 est largement structurée par un important réseau de failles inverses avec la présence des failles normales mais de moindre importance.

Bibliographie :

Livres :

- Henry, G., 1994 : Géophysique des bassins sédimentaires. Édition TECHNIP.
- Herron, D. A., 2011: First Steps in Seismic Interpretation. Society of Exploration Geophysics.
- Lines, L.R. et Newrick R.T., 2004: Fundamentals of Geophysical Interpretation. Society of Exploration Geophysics
- Sroor, M., 2010: Geology and Geophysics in Oil Exploration. Academia. 70 p.
- Yilmaz, Ö. 2001: Seismic data analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysics.

Webographie :

- earth.google.com
- www.energy.gov.dz
- www.geologyin.com

Rapports d'entreprises :

- Schlumberger. (2007). WEC Algeria 2007. Houston, TX, USA : Lynx Consulting, Inc.