

N° Ordre/FHC/UMBB/2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par

**ALLAOUI Mohamed Dhiyaeddine
BEDDIAF Hassni**

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

Thème

**Analyse et interprétation structurale du cube
sismique OTS-3D Bassin l'Ahnet zone d'étude (Oued
Tessararet sud)**

Devant le jury :

AITOUCHE	M.Amokrane	Prof	UMBB	Président
DJEDDI	Mabrouk	Prof	UMBB	Examinateur
AITADJEDJOU	Doria	MA.B	UMBB	Encadreur
SEKKOUR	Massine	Ingénieur	EXPLORATION	Co-encadreur

Année Universitaire : 2020/2021



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, saad, ismail, amar, mohamed, ikbal Rhiyad

*Ma chère amie **ZINEB***

À tous ceux, qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

MOHAMED DHIYAEDDINE

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, Vous représentez pour moi l'exemple par excellence. Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime et le respect que j'ai toujours eu pour vous. "QUE DIEU VOUS GARDE et fasse que vous soyez toujours fiers de moi".

À mon frère, mes sœurs, mes grands-parents ma tante Fairouz , mes oncles Nacer ,Abdelhamid ,Mohammed et Malek , mes cousins Rachid, Rahim ,Lakhdher Saber et Hakim

À mes chers camarades de la classe du baccalauréat de la mathématique technique

À mes camarades de la FHC surtout mes chers amis Dino ,Ismail, Amar, Saad, Ahmed, Bouza

À tous ceux, qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire de fin d'études.

HASSNI

Remerciements

Nous remercions 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.

Nos remerciements vont à notre promoteur AITADJEDJOU.D

Nous souhaitons à remercier Mr.MOUKHTARI le chef de département Ahnet-Gourara Division Exploration/ Sonatrach -Boumerdes- pour nous avoir accueilli au sein de son département. Nous tenons à remercier notre encadreur Mr.SEKKOUR Massine ingénieur au niveau de Division d'Exploration/ Sonatrach -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 nous avoir guidé pas à pas dans la manipulation du logiciel Petrel et pour sa présence et sa patience.

Table de matière

Dédicaces

Remerciement

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des Organigrammes

Liste d'équations

Nomenclatures

Introduction Générale

Introduction Générale.....1

Chapitre I : Cadre géographique et géologie de la région.

I.1 Introduction3

I.2 Situation géographique et géologique de la région d'Eude3

I.2.1 Cadre régionale du bassin l'Ahnet.....3

I.2.1.1 Situation géographique.....3

I.2.1.2. Situation géologique.....4

I.3 Aspect structural5

I.3.1. Ahnet occidental6

I.3.2. Ahnet oriental.....6

I.3.3. Ahnet central.....6

I.4 Evolution tectonique.....7

I.5. Aspect stratigraphique.....9

I.5.1. Le substratum.....9

I.5.1.1. Le socle :9

I.5.1.2. La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet :9

I.5.2. La couverture paléozoïque9

I.5.2.1. Le Cambro-Ordovicien 10

I.5.2.2. Le Silurien 11

I.5.2.3. Le Dévonien	11
I.5.2.4. Le Carbonifère.....	12
I.5.3. Le Mésozoïque.....	12
I.6. Système pétrolier	13
I.6.1. Les roches mères.....	13
I.6.2. Les réservoirs	14
I.6.3. Les roches couvertures.....	14
I.6.4. Les Piège.....	14
I.7 Conclusion.....	14

Chapitre II : Exploitation des données et méthodologie d'interprétation.

II.1. Introduction :	15
II.2 Problématique	15
II.3 Objectif.....	15
II.4 Sismique 3D.....	16
II.4.1 Acquisition 3D des données sismique.....	16
II.5. Analyse des données sismiques de la zone d'étude :	17
II.5.1. Paramètres d'acquisition :	17
II.5.2. Traitement des données sismiques :	22
II.5.2.1. Séquence de traitement utilisée :	22
II.5.2.1.1 Lecture des données sismiques :	22
II.5.2.1.2 Rééchantillonnage :	22
II.5.2.1.3 Habillage des données :	23
II.5.2.1.4 Mise en collection point miroir commun (CDP gather) :	25
II.5.2.1.5 Compensation des pertes d'énergie :	25
II.5.2.1.6 Préfiltre passe bande :	25
II.5.2.1.7 Les corrections statiques primaires :	25
II.5.2.1.8 Analyse de vitesse 1er passage :	25
II.5.2.1.9 Top Mute :	26
II.5.2.1.10 Filtrage dans le domaine (F-K) :	26
II.5.2.1.11 Déconvolution :	26
II.5.2.1.12 Corrections dynamiques (NMO) :	26

II.5.2.1.13 Corrections statiques résiduelles :	26
II.5.2.1.14 Filtrage des bruits aléatoires :	26
II.5.2.1.15 Migration partielle (DMO) :	26
II.5.2.1.16 Sommation en couverture multiple :	27
II.5.2.1.17 Migration (Post stack) :	27
II.5.3. Qualité des données sismiques :	27
II.6. Présentation des données utilisées :	29
II.6.1. Le plan de position :	29
II.6.2. Les sections sismiques :	29
II.6.3. Les données de puits :	32
II.6.3.1 Le carottage sismique :	32
II.6.3.2 Le profil sismique vertical :	32
II.6.3.3 Le log habillé :	32
II.6.3.4 Le film synthétique :	32
II.7. Méthodologie de l'interprétation sur station :	34
II.7.1. Choix des horizons :	34
II.7.2. Calage et identification des horizons :	34
II.7.3. Corrélation des horizons :	38
II.7.4. Identification des failles :	39
II.7.5. Difficultés rencontrées :	40
II.8 Conclusion :	44
Chapitre III : Réalisation et interprétation des cartes.	
III.1. Introduction	45
III.2. Conversion temps profondeur.....	45
III.3 Etablissement des cartes	46
III.3.1 Les cartes en isochrones	46
III.3.2 Les cartes en isobathes	46
III.3.2.1 Modèle de vitesse utilisé :	47
III.4 Interprétation des failles.....	53
III.4.1 Types de failles.....	53
III.4.2 Orientation.....	53

III.4.3 Pendage	53
III.4.4 Rejet	53
III.5 Interprétation des structures.....	54
III.5.1 Piège anticlinal faillé.....	54
III.5.2 Pièges liés aux failles	55
III.6 La modélisation structurale.....	56
III.7 Les résultats de forage	58
III.8 Conclusion :	58
 Conclusion Générale et recommandation	
Conclusion générale	60
Recommandation	61
Bibliographies.....	62

Liste des figures

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

Figure I.1: Carte des bassins sédimentaires du Sahara, Algérie (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES).	4
Figure I.2 : Carte de situation géologique du bassin d'Ahnet (document Sonatrach).	5
Figure I.3 : Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet-Gourara (Thèse doctorat , école des mines de paris , 2006)	7
Figure I.4 : Colonne stratigraphique du bassin de l'Ahnet (Kadri et Hacini,2017)	13

Chapitre II : Exploitation des données et méthodologie d'interprétation.

Figure II.1 : dispositif d'acquisition sismique 3D.	16
Figure II.2 : modèle d'enregistrement	19
Figure II.3 : Distribution de la couverture des points de tirs dans la zone d'étude.	20
Figure II.4 : Distribution des azimuts dans le bin.....	20
Figure II.5 : Exemple de quelques enregistrements bruts.	22
Figure II.6 : Exemple de section Inline.	28
Figure II.7 : Exemple de section crossline.	28
Figure II.8 : Plan de position de la zone d'étude.....	30
Figure II.9 : Cube sismique 3D avec une coupe inline, une coupe crossline et une coupe time slice.	31
Figure II.10 : Différentes données de puits utilisé.....	33
Figure II.11 : Calage du PSV au niveau du puits P-2 passant par l'Inline 368.....	36
Figure II.12 : Calage au niveau du puits P-2 passant par le crossline 322.	37
Figure II.13 : Opération de suivi de corrélation de l'ordovicien dans le plan de position. .	38
Figure II.14 : Section (inline 478) corrélée avec le tracé des failles f1 et f2.....	39
Figure II.15 : Polygone des failles.....	40
Figure II.16 : Section sismique montrant une bonne continuité des horizons.....	41

Figure II.17 : Partie de section montrant la dégradation de la continuité due à la chute de couverture.	42
---	----

Chapitre III : Réalisation et interprétation des cartes.

Figure III.1 : Carte en isochrone Givétien IC 25ms.	49
Figure III.2 : Carte en isochrone Ordovicien IC 25ms.	50
Figure III.3 : Carte en isobathe du toit du Givétien 50m.	51
Figure III.4 : Carte en isobathe du toit du l'Ordovicien 50m.	52
Figure III.5 : Loi de vitesse déterminée.	48
Figure III.6 : Modélisation des horizons dans le domaine profondeur.	57

Liste des tableaux

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

Tableau I.1 : Evolution tectonique (d'après BOUDJEMAA et BEICIP, modifié par B. KADI, 1992)..... 8

Chapitre II : Exploitation des données et méthodologie d'interprétation.

Tableau II.1 : Paramètres d'acquisition utilisés dans la région d'Oued Tessararet sud. 18

Chapitre III : Réalisation et interprétation des cartes.

Tableau III.1 : Mesure des couples (temps-profondeur) au niveau des différents puits. 48

Tableau III.2 : Rejet de différents failles. 54

Tableau III.3 : tableau représente les caractéristiques de la structure S1..... 56

Liste des Organigrammes

Chapitre II : Exploitation des données et méthodologie d'interprétation.

Organigramme II.1 : Séquence de traitement utilisée.	24
Organigramme II.2 : Séquence de l'exploitation des données sismiques pour l'interprétation sismique.	43

Liste d'équations

Chapitre II : Exploitation des données et méthodologie d'interprétation.

Equation II.1 : Lois des correction statique.35

Chapitre III : Réalisation et interprétation des cartes.

Equation III.1 : Loi de vitesse moyenne quadratique V_{RMS} 46

Equation III.2 : Loi de Vitesse moyenne V_M46

Equation III.3 : Loi de Vitesse d'intervalle V_i46

Equation III.4 : Loi de vitesse $P=f(T)$ 47

Equation III.5 : Loi vitesse moyenne V_m47

Equation III.6 : Loi de vitesse déterminée $P=f(T)$ 48

Nomenclatures

C. R. E. P. S : Compagnie de recherches et d'exploitation de pétrole au Sahara).

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 datum plane.

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 la seule méthode capable 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, de la lithologie ou de la présence d'hydrocarbures.

La sismique réflexion implique la génération de perturbations 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.

L'interprétation des blocs sismiques produits par les réflexions sismiques doit conduire à l'extraction d'informations structurales et stratigraphiques. Les sismiques 3D sont entrés dans l'industrie pétrolière dans les années 1980 en tant qu'outil opérationnel pouvant réduire de manière rentable l'incertitude géologique associée aux gisements d'hydrocarbures à identifier ou à développer. 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.

Les données sismiques 3D constituent le seul volume de données qui couvre l'ensemble du réservoir, ce qui fait de l'interprétation sismique 3D le principal outil de construction de modèles géologiques. Elle correspond à un objet tridimensionnel, pouvant intégrer une variété d'informations pour construire des modèles géologiques. Le modèle de réservoir qui sera utilisé pour la caractérisation du réservoir. La modélisation structurale est un outil important dans l'industrie pétrolière car elle permet une bonne planification des permis de développement, ce qui en fait le début d'une réserve bien développée, de sorte que la découverte de nouveaux gisements est encore rare.

Le but de ce travail est de modéliser et d'interpréter la structure de 178 kilomètres carrés de données sismiques 3D dans la zone (OTS), 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. Ce mémoire est divisée en trois chapitres :

- Le premier chapitre a pour objectif de donner une introduction simple mais relativement complète à la géologie du bassin de l'Ahnet et à 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 et aux méthodes d'interprétation.
- Le troisième chapitre présente les méthode d'Etablissement des cartes (isochrone, isobathe) et la discussion des résultats obtenus.
- Enfin, une conclusion sera présentée pour faire une synthèse de l'utilisation de la 3D dans l'exploration pétrolière et des résultats obtenus.

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

I.1 Introduction

La province occidentale de la plate-forme saharienne englobe les bassins de l'Ahnet, Gourara (Timimoune), Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Sbaâ et Taoudeni. Les ressources de cette province sont essentiellement à gaz sec. [Document SONATRACH]

C'est la région de la plate-forme saharienne où le premier forage d'exploration Berga-1 a été réalisé en 1953 par la **C. R. E. P. S.** Depuis, plusieurs travaux sismiques et forages ont été réalisés ou beaucoup d'accumulations de gaz ont été mises en évidence.

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

I.2.1 Cadre régionale du bassin l'Ahnet

I.2.1.1 Situation géographique

Géographiquement, le bassin de l'Ahnet s'étend sur une superficie de 75 000Km² ; il se trouve à environ 1200Km au Sud d'Alger et à 700Km de Sud-Ouest de Hassi Messaoud (**Figure I.1**). Ses coordonnées géographiques le place entre : 01° 00' – 03° 00' de longitude Est et 24° 00' – 27° 00' de latitude Nord.

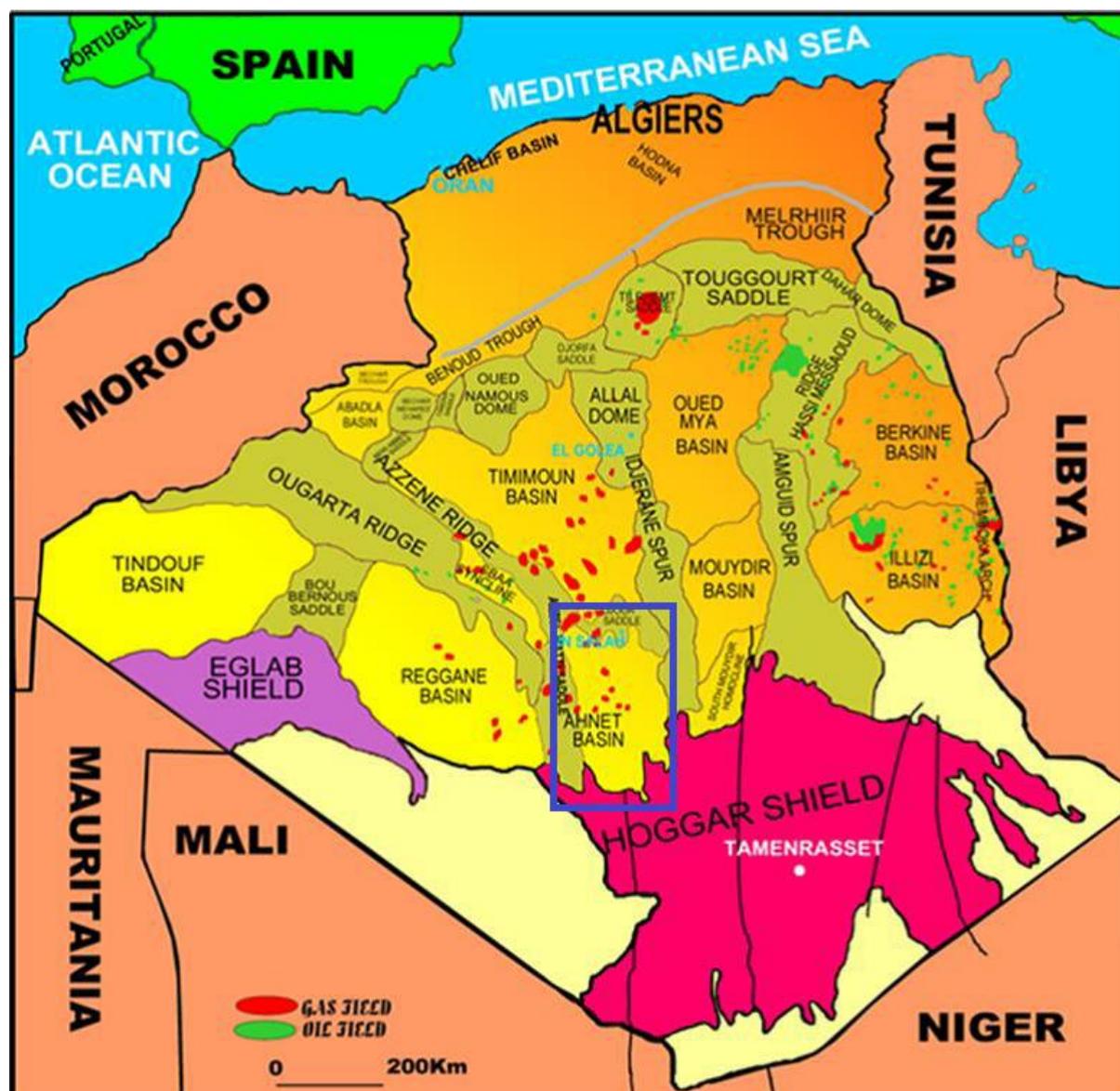


Figure I.1: Carte des bassins sédimentaires du Sahara, Algérie (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES).

I.2.1.2. Situation géologique

Du point de vue géologique, le bassin de l'Ahnet occupe la partie Sud-Ouest de la plate-forme saharienne. Il est limité au Sud, par le massif précambrien du Hoggar. A l'Est, par le môle d'Arak –Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir. A l'Ouest, par la zone haute d'Azzel-Matti, qui le sépare du bassin de Régane et au Nord, par l'ensellement de Djoua, qui le sépare de la dépression de Gourara. **Figure I.2**

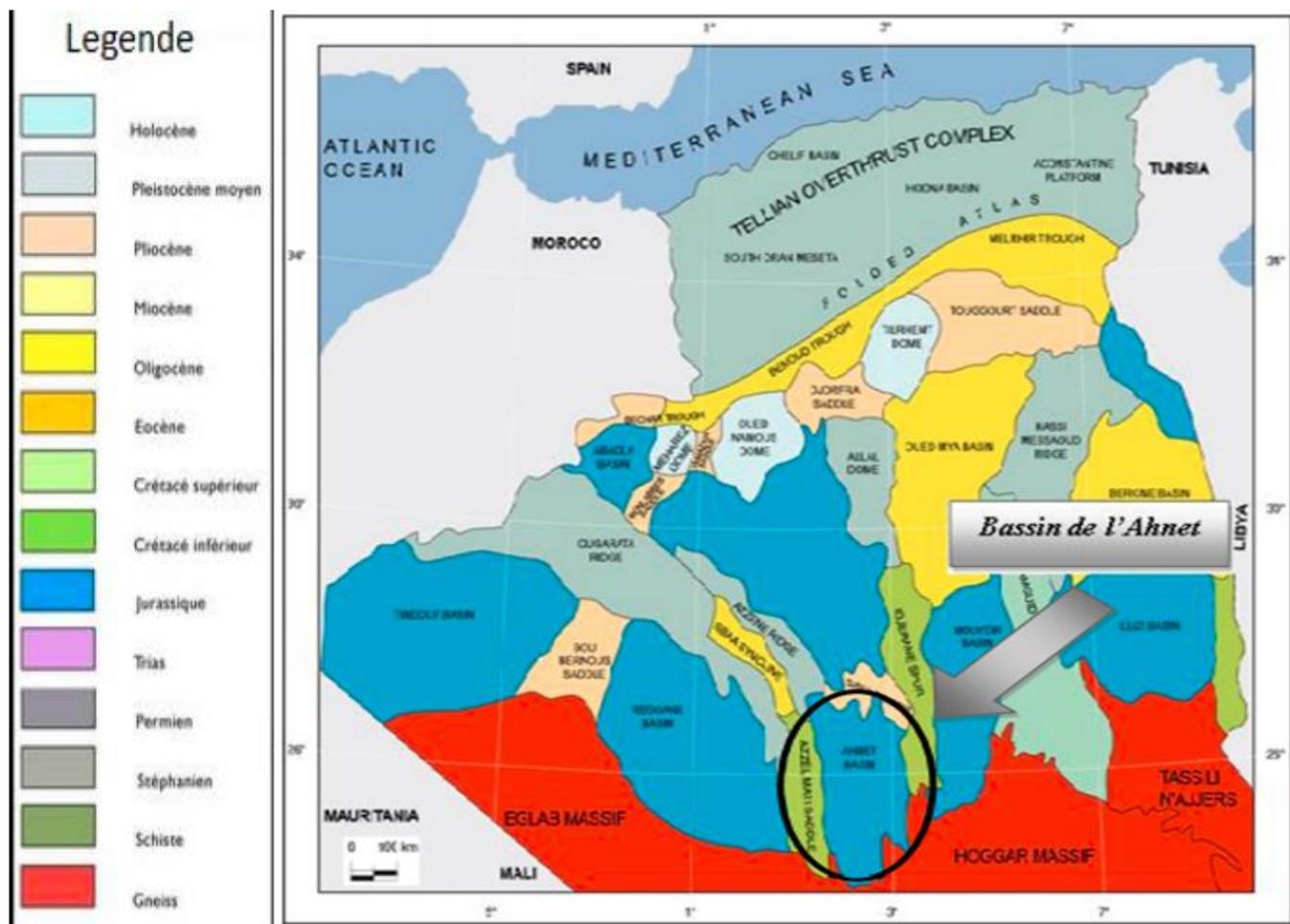


Figure I.2 : Carte de situation géologique du bassin d'Ahnet (document Sonatrach).

I.3 Aspect structural

Le bassin de l'Ahnet se distingue des autres bassins de la plate-forme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. Il se présente sous forme d'une dépression avec un axe d'allongement Nord-Sud. Par sa position, ce bassin se trouve à l'approche de la zone de suture entre le craton Ouest Africain stable depuis l'orogénèse éburnéenne et le bouclier targui crotonisé au cours du cycle panafricain. Leur collision a créé une tectonique cassante au niveau du substratum.

Les connaissances actuelles sur la structuration du bassin de l'Ahnet convergent vers l'idée que cette structuration résulte pour l'essentiel de la phase hercynienne. Par ailleurs, ce bassin a été aussi fortement affecté par la tectonique héritée du cycle panafricain.

C'est une tectonique caractérisée par la présence de « trends structuraux » de direction subméridienne (Conrad, J. 1984). Ces événements ont donné naissance à trois domaines structuraux bien distincts sur la **FigureI.3** qui sont :

I.3.1. Ahnet occidental

C'est une zone structurale haute. Elle est limitée à l'Est par un accident Sud-méridien allant d'Adrar-Morrat/Sebkha EL mellah et à l'Ouest par l'ensellement d'Azzel Matti et le prolongement de Bled El Mass.

I.3.2. Ahnet oriental

C'est une zone structurale haute allongée de direction Nord-Sud. Elle est limitée à l'Est par l'accident Ers-Oum-El-Lil et à l'Ouest par la faille de Foum-Belrem.

I.3.3. Ahnet central

C'est une zone située entre l'Ahnet oriental et l'Ahnet occidental. Elle constitue la zone la plus profonde du bassin. Elle comprend de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hamar, Garet El Guefoul, Oued Djaret et Tirechoumine. Ces structures sont associées à des failles verticales avec des rejets importants.

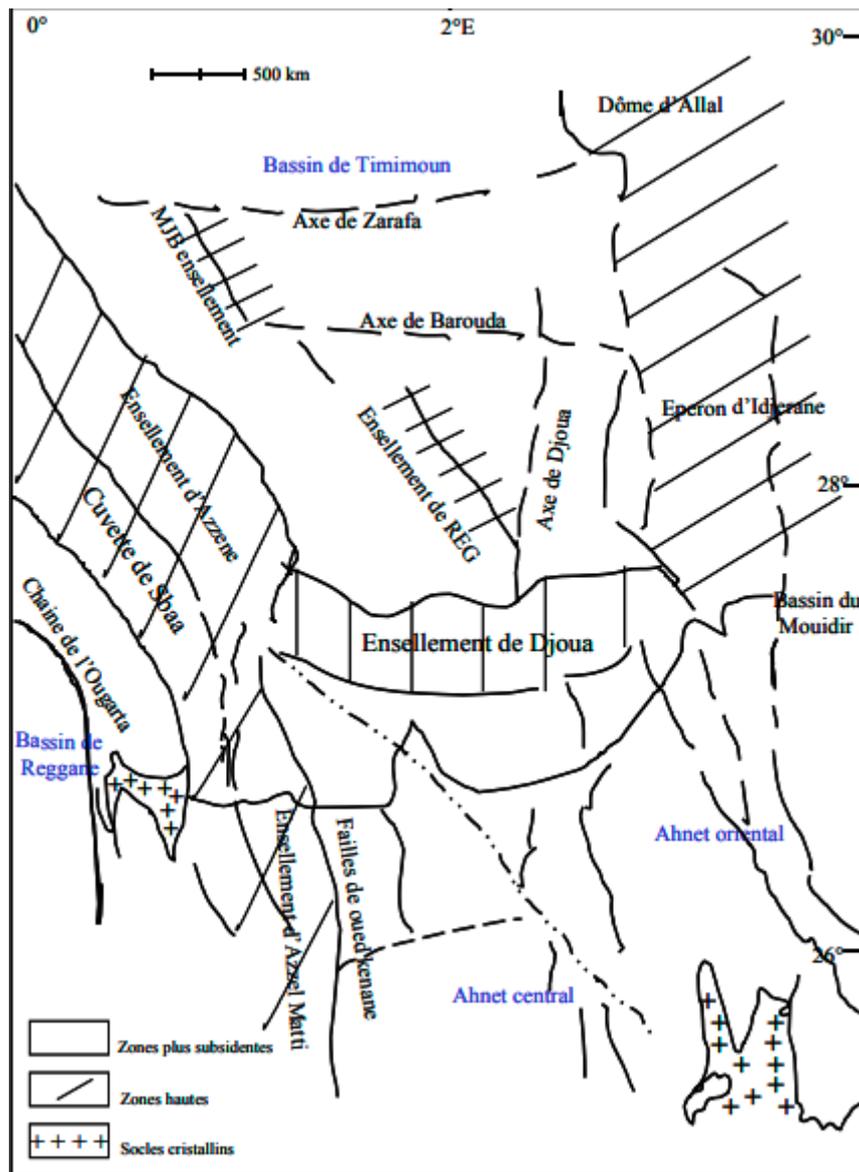


Figure I.3 : Carte structurale et éléments tectoniques du bassin de l'Ahnet-Gourara (Thèse doctorat , école des mines de paris , 2006)

I.4 Evolution tectonique

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Le bassin de l'Ahnet comme le reste de cette structure géologique a subi les différentes phases tectoniques ayant affectées la région avec l'influence des deux boucliers sahariens.

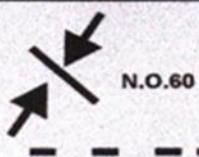
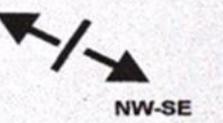
ERES		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
		EOCENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	JURASSIQUE TRIAS	PHASE AUTRICHIENNE	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
			(ALPIN PRECOCE)			
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE	VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW	
		Superieur	DEVONIEN	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
	Moyen	PHASE				
	Inferieur					
	SILURIEN			CALEDONIEENNE	 E.W.?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	ORDOVICIEN					
CAMBRIEN			PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	 E.W.	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)	

Tableau I.1 : Evolution tectonique (d'après BOUDJEMAA et BEICIP, modifié par B. KADI, 1992)

I.5. Aspect stratigraphique

Dans ce bassin, la sédimentation est essentiellement d'âge paléozoïque, sur lequel repose en discordance le Mésozoïque. On distingue trois ensembles litho-stratigraphiques majeurs :

I.5.1. Le substratum

Il est d'âge précambrien et ressemble à celui des Eglabs (WEC Algérie, 1995). Il comprend deux unités, le socle précambrien et la partie sommitale infracambrienne.

I.5.1.1. Le socle :

Il est de nature volcano-métamorphique formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boudjemâa, 1987 et Fabie, 2005). Il ressemble aux dépôts du Pharusien qui affleurent dans le Hoggar occidental (Beicip, 1972).

I.5.1.2. La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet :

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres dans la région de Bled El Mass. Elle correspond à une formation arkosique, conglomératique à faciès fluviatile où alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de tillites marquant des épisodes de glaciations.

La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci en 1984, Fabre et Alen en 1985, comme faisant partie des molasses panafricaines du craton Ouest africain et, considérée en partie d'âge cambrien, (Caby, 1970). Elle correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire. Elle représente les produits de démantèlement de la chaîne pharusienne.

Le Précambrien est formé essentiellement par des roches ignées, associées à des roches métamorphiques, qui ont été déformées avant une phase érosive conduisant à la formation d'une vaste pédiplaine marquant le sommet de l'unité par la discordance infra Tassilienne.

I.5.2. La couverture paléozoïque

Au niveau du bassin de l'Ahnet, la série du Paléozoïque est assez complète depuis le Cambrien jusqu'au Carbonifère (Beuf, 1971). Elle est séparée du socle par la discordance infra-Tassilienne et des dépôts mésozoïques par la discordance Hercynienne.

I.5.2.1. Le Cambro-Ordovicien

D'après le découpage du Paléozoïque, le Cambro-Ordovicien est subdivisé en trois formations:

- La formation des Ajjers qui renferme les unités II (série de Hassi Leila), III-1, III-2.
- La formation d'In Tahouite qui correspond à l'unité III-3.
- La formation de Tamajert.

A) Le Cambrien (unité II) : « série de Hassi Leila »

Il est séparé du Précambrien par la discordance infra-tassilienne. Cette unité est formée des grès grossiers à conglomératiques, à stratification oblique indiquant un milieu de dépôt fluvial ; au-dessus, on rencontre des grès de plus en plus fins, bien lités avec présence de tigillites et apparition de formes marines, ce qui indique un faciès mixte ou de transition.

B) L'Ordovicien

L'Ordovicien inférieur : Il comprend les unités III1, III2 de la formation des Ajjers.

L'Unité III1 : Elle est de quelques dizaines de mètres à l'Est du bassin, et à plus de 200 m d'épaisseur vers le Nord-Ouest enregistrant aussi une transgression. Elle comprend de bas en haut les grès de Meribel (dépôts tidaux et deltaïques). Les argiles d'El Gassi, et les grès d'El Atchane (marin peu profond à deltaïque).

L'Unité III2 (Les quartzites de Hamra) : Ce sont des dépôts marins peu profonds qui reposent en discordance sur les grès d'El Atchane. Ils sont formés essentiellement de grès quartzitiques et de quartzites, avec des tigillites et des passées d'argile. Ils sont généralement fissurés, et leur épaisseur est estimée entre 50 et 250 m.

L'Unité III3 : Elle se compose de :

- Grès et argiles d'Ouargla : Ce sont des alternances de grès blancs à gris clair, avec des argiles légèrement carbonatées.
 - Argiles de Tiferouine : C'est une formation d'argile noire indurée silteuse et micacée parfois pyriteuse avec de fines passées de grès quartzitiques ou quartzites gris clair très fin.
 - Argiles d'Azzel : Elles sont formées généralement d'argiles gris foncé à gris noir, indurées, silteuses, micacées, parfois carbonatées avec des passées de grès gris à gris clair, fin à très fins, quartzitiques, compacts et durs.
-

- Grès d'Oued Saret : Ils sont représentés par des grès gris clair à gris foncé, compacts, à ciment silico-argileux et, à fines passées d'argiles noires parfois légèrement dolomitiques (fluvatile à tidal).

L'Ordovicien moyen : Il comprend l'unité IV (formation de Tamajert) dont les différentes formations se sont déposées à la suite de l'installation d'une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre cycles de glaciation. Une importante surface de discordance est attribuée à cette unité qui comprend les grès d'El-Goléa et les argiles micro-conglomératiques.

L'Ordovicien supérieur : Il comprend les grès de Ramade (dalle de M'kratta), ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien et présentent un faciès gréseux et quartzitique. Ces grès sont gris à blanc, fins à moyens parfois grossiers, durs, à ciment siliceux.

I.5.2.2. Le Silurien

Il repose en discordance stratigraphique sur les grès de Ramade. C'est une sédimentation marine suite à la fonte des glaces ordoviciennes. La transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matières organiques dans les paléovallées glaciaires avant de recouvrir l'ensemble des paléoreliefs. Les niveaux inférieurs sont d'âge Leandovérien moyen au Wenlockien supérieur et les niveaux supérieurs sont d'âge Ludlovien au Pridolien.

I.5.2.3. Le Dévonien

Il est subdivisé en trois sous-systèmes :

Le Dévonien inférieur : Son épaisseur est de 240m à 490m. Son extension géographique est la plus grande. Il est composé du :

- Gédinnien : présente des alternances de grès et d'argile, rarement par des passées de calcaires. Les argiles sont attribuées à un environnement marin tandis que les grès à un milieu littoral.
- Siegénien (barre quartzitique) : Il est caractérisé par des dépôts de grès quartzitiques fins à moyens déposés dans un milieu fluvatile avec intercalations de niveaux d'argile annonçant un faciès marin.
- Emsien : Il est représenté par une série argilo-gréseuse gris à gris noir, silteuse, micacée, souvent très fossilifère au sommet.

- Le Dévonien moyen : Moins épais que le Dévonien inférieur, il est caractérisé par des dépôts argileux au faciès marin. Il est représenté par les étages Eifelien et Givétien.
- Eifelien : Il est constitué d'argiles gris foncé localement carbonatées à passées de siltstones et de calcaires argileux.
- Givétien (épaisseur 30 à 75 m) : Il est constitué principalement de calcaire compact avec quelques rares passées d'argile.
- Le Dévonien supérieur : Il est subdivisé en trois étages :
 - Frasnien : Il est représenté par des argiles avec des passées de calcaires.
 - Famennien : Il est représenté par un ensemble argileux homogène gris foncé feuilleté, avec présence abondante de lamellibranches et de brachiopodes.
 - Strunien : Il est représenté par des alternances de grès gris clair, fins et siliceux.

I.5.2.4. Le Carbonifère

Le Carbonifère est très érodé, ce qui rend la colonne stratigraphique toujours incomplète vers le haut. Il comprend uniquement deux termes :

- Le Tournaisien : Il débute généralement par des argiles noires, indurées, feuilletées, silteuses, avec de fines passées de grès gris blanc, à noir fins avec un ciment siliceux. Vers le milieu, ces argiles sont finement micacées et traversées par endroits par des tubulures gréseuses verticales.
- Le Viséen : Il débute par un banc calcaire (dalle des Irides) considéré comme la limite entre le Tournaisien et le Viséen, avec alternances de grès et d'argile vers le sommet.
- On peut trouver également par endroits du Namurien continental avec des intercalations de calcaire et d'argile.

I.5.3. Le Mésozoïque

Il est peu répandu dans le bassin de l'Ahnet. Il est représenté par des dépôts continentaux et « Le continental intercalaire ». Il repose en discordance sur les dépôts paléozoïques.

Le Crétacé :

- **Le Crétacé inférieur** : Il est représenté par des argiles versicolores à passées de calcaire dolomitique microcristallin.
- **Le Crétacé supérieur** : Il est représenté par des formations gypsifères à gypse saccharoïde, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques légèrement carbonatées.

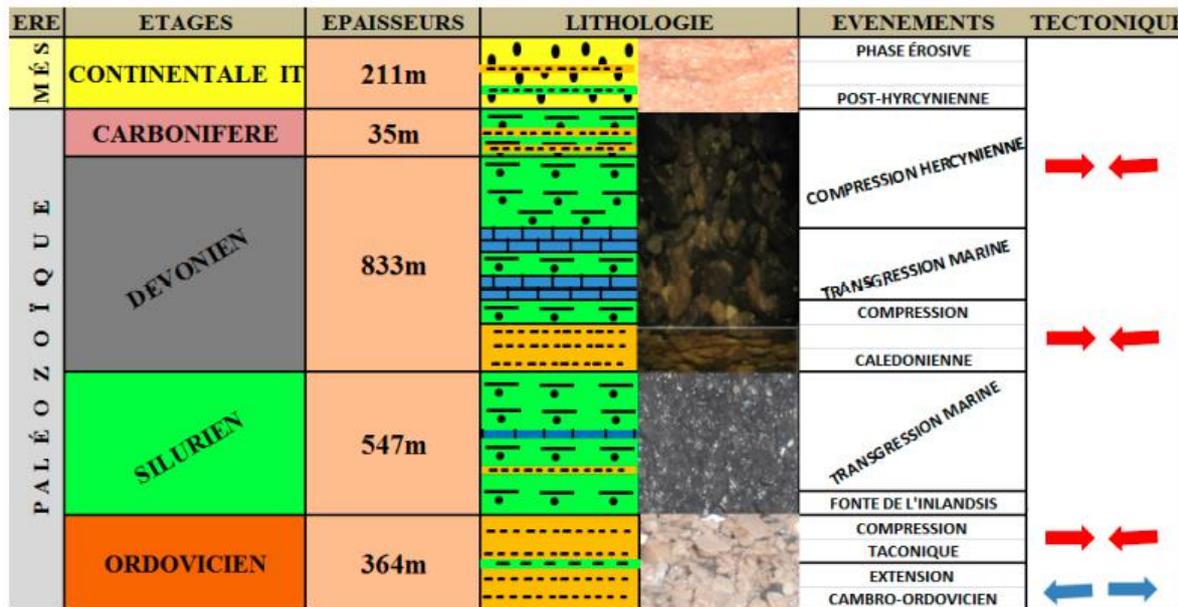


Figure I.4 : Colonne stratigraphique du bassin de l’Ahnet (Kadri et Hacini,2017)

I.6. Système pétrolier

Le bassin de l’Ahnet renferme d’importantes réserves de gaz ; il est l’un des plus potentiels en Hydrocarbures gazeux des bassins de la province occidentale de la plateforme saharienne.

I.6.1. Les roches mères

Les argiles siluriennes de base et frasniennes constituent les principales roches mères à travers toute la plateforme saharienne. Elles ont une épaisseur de plusieurs dizaines de mètres. Ce sont radioactive « hot shale » et, riche en matière organique déposée dans un milieu marin sous des conditions anoxiques. Les argiles siluriennes sont les plus potentielles, elles ont des valeurs de COT (Carbone Organique Total) entre 2 et 4% dans le bassin de l’Ahnet.

I.6.2. Les réservoirs

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont d'âge : Emsien, Siegénien et Gédinnien.

Les réservoirs de l'Ordovicien sont la dalle de M'Krata, l'unité IV (Grés d'El Goléa) d'origine glaciaire, la Formation des grés d'Oued Saret et les Formations des Quartzites de Hamra ainsi que le Cambrien.

I.6.3. Les roches couvertures

Les réservoirs du Dévonien Inférieur ont une couverture assurée par les argiles frasniennes et faméniennes ainsi que les assises argileuses intermédiaires, situées entre les bancs de grés.

Les réservoirs ordoviciens sont recouverts par l'épaisse série du Silurien qui peut atteindre 700m. Les Formations des Argiles d'Azzel et de Tiferouine, quand elles sont conservées sous l'Unité IV, assurent aussi ce rôle de manière convenable.

I.6.4. Les Piège

L'exploration du bassin de l'Ahnet s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné. Ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées biseaux « pinch out » ou barrières de perméabilité. Les pièges à barrières de perméabilité sont possibles mais non encore prouvés à ce jour. Des pièges plus complexes, comme ceux associés aux blocs affaissés « foot fall », sont possibles mais très peu explorés. Ce type de piège est très fréquent à la périphérie des dépressions, notamment dans l'ensellement de Djoua.

I.7 Conclusion

Le bassin de l'Ahnet, qui a connu dès le début des années cinquante une intenses activités d'exploration, renferme un important potentiel en gaz.

L'analyse des données a montré que le bassin de l'Ahnet reste riche en hydrocarbures. Les ressources sont importantes mais nécessitent une nouvelle approche et des méthodes d'exploration plus adaptées. En dépit d'une activité exploratoire intense, le risque géologique reste assez élevé dans les zones sous-explorées.

Chapitre II :
Exploitation des données et méthodologie
d'interprétation.

II.1. Introduction :

Le bassin de l'Ahnet a été la première région du Sahara Algérien à avoir fait l'objet d'une exploration et de découverte d'hydrocarbures.

Plusieurs programmes de sismique 2D ont été réalisés dans le périmètre. L'interprétation de ces différentes campagnes sismiques a permis la mise en évidence des structures qui ont été explorées par un ou deux forages et les découvertes de plusieurs accumulations de gaz.

Note : Pour des raisons de confidentialité, nous avons changé l'appellation des différents puits dans ce document pour les nommer P-1 et P-2 et on utilise une acquisition 3D.

II.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 ?

II.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.

II.4 Sismique 3D

Technique d'investigation du sous-sol en trois dimensions, grâce à l'émission d'ondes depuis la surface. Ces ondes révèlent des couches de caractéristiques différentes et identifient des obstacles avec une très grande finesse. Cette technique d'exploration permet d'implanter les forages avec de bien meilleures chances de succès.

II.4.1 Acquisition 3D des données sismiques

On obtient une image du sous-sol en exploitant la propriété qu'ont les ondes de se réfléchir sur les interfaces des couches géologique présentant des différences de densité et de vitesse de propagation. Les ondes sont émises à l'aide de source d'énergie qui diffèrent suivant que l'on opère à terre. Les réflexions sont enregistrées à l'aide de capteurs appelés géophones.

Le dispositif d'acquisition est représenté sur la **figure II.1** :

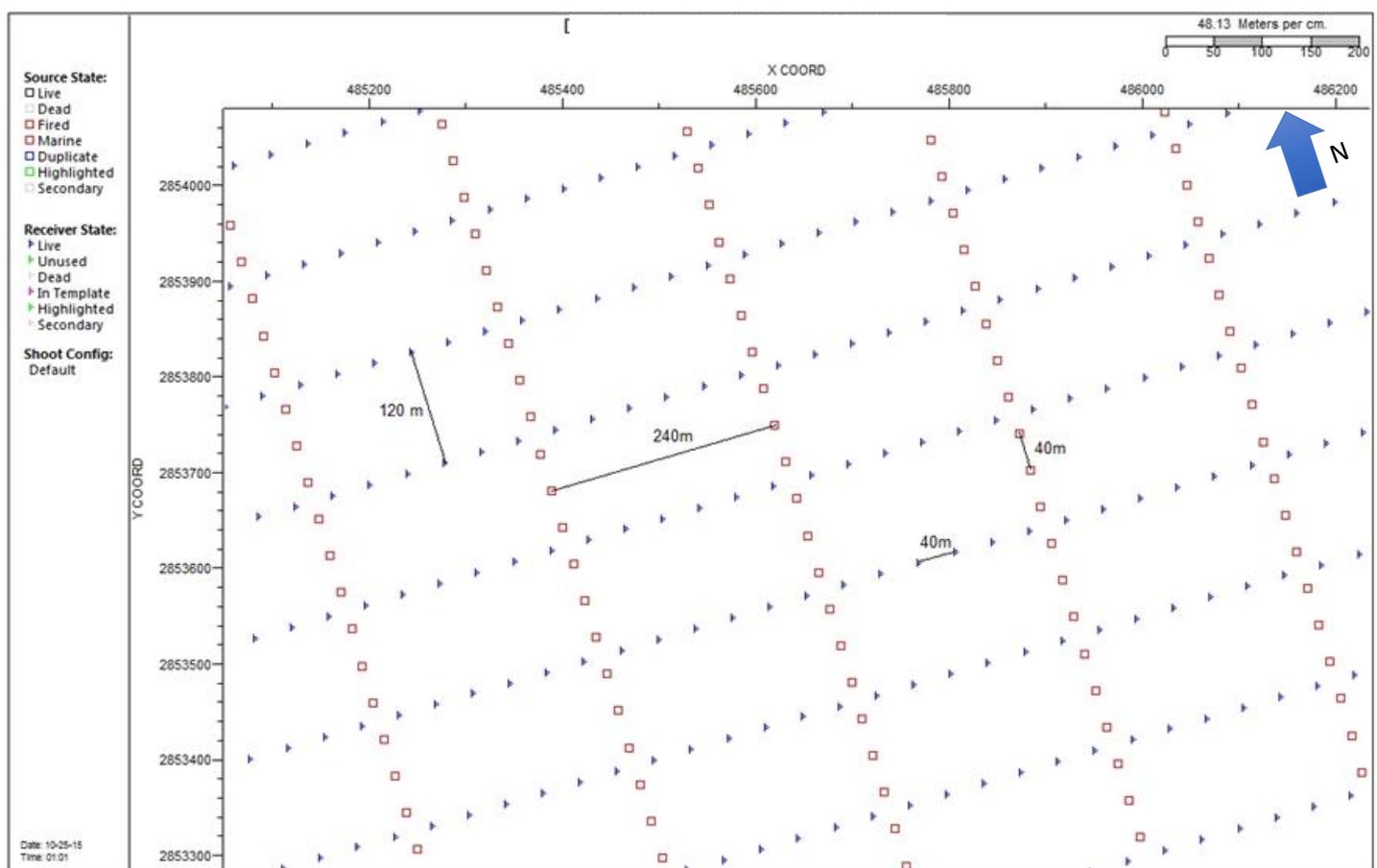


Figure II.1 : dispositif d'acquisition sismique 3D.

II.5. Analyse des données sismiques de la zone d'étude :

C'est l'étape de base qui permet une meilleure interprétation des données. Dans cette étape, on va analyser les paramètres qu'on a utilisés lors de l'acquisition et du traitement des données.

II.5.1. Paramètres d'acquisition :

L'acquisition des données sismiques constitue le premier pas d'une étude géophysique.

Les mesures de terrain nécessitent la mise en place du système suivant :

- Un dispositif d'émission
- Un dispositif de réception
- Un laboratoire d'enregistrement

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

Survey site	OTS
Template information	
Number of receiver lines in template	30
Number of receivers per line	108
Number of receivers in template	3240
Number of shots in Template (salvo)	3
InLine Template roll (m)	240
Cross line Template roll (m)	120
Station information	
Total Receiver lines	181
Max receivers per line	261
Receiver interval (m)	40
Receiver line interval (m)	120
Receiver Line Orientation (°)	90
Live stations	37310
Total length (km)	1492.4
Station density (st/sq.km)	209.07
Source information	
Total Source lines	47
Source Line interval (m)	240
Source interval (m)	40
Source density (shots/sq.km)	104.23
Source Line Orientation (°)	0
Live shots	18600
Fired shots	
Total Length	744
Survey size information	
Maximum X extend (m)	11160
Maximum Y extend (m)	21600
Surface full fold (sq.km)	118.59
Surface outline (sq.km)	178.46
Fold information	
Minimum Fold	135
Maximum fold	135
Bin information	
Bin width (m)	20
Bin height (m)	20
Maximum Offset (m)	2784
MIN Maximum Offset (m)	2579
MAX Minimum Offset (m)	1928
Minimum Offset (m)	28

Tableau II.1 : Paramètres d'acquisition utilisés dans la région d'Oued Tessaret sud.

Le modèle d'enregistrement et la grid des points miroirs correspondant sont représentés sur la **figure II.2** :

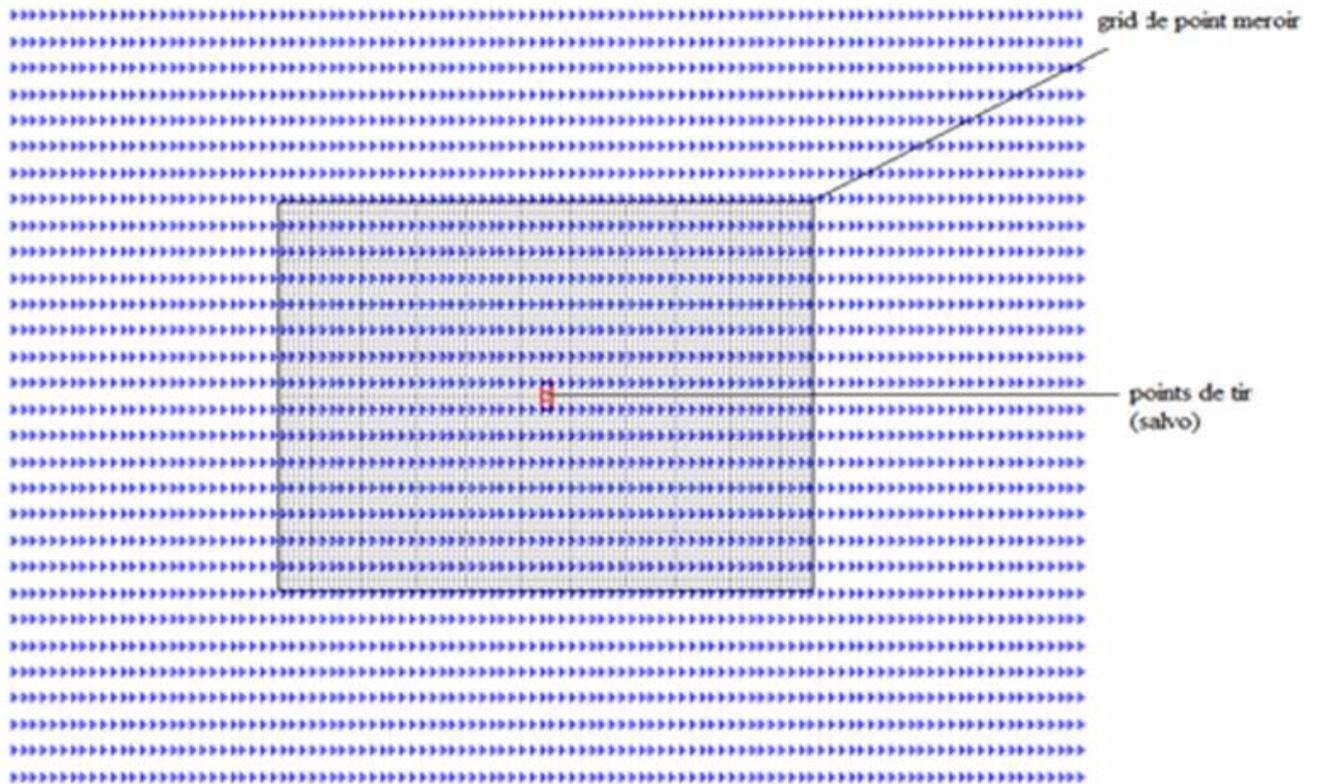


Figure II.2 : modèle d'enregistrement

La couverture est le nombre de fois où un même point profondeur est éclairé, la **figure II.3** représente la couverture dans la zone d'étude est maximal dans le centre de la zone elle atteindre jusqu'à 135% (représenté en rouge), Lorsque nous approchons des limites extérieures de la zone d'étude, nous remarquons une diminution de la couverture.

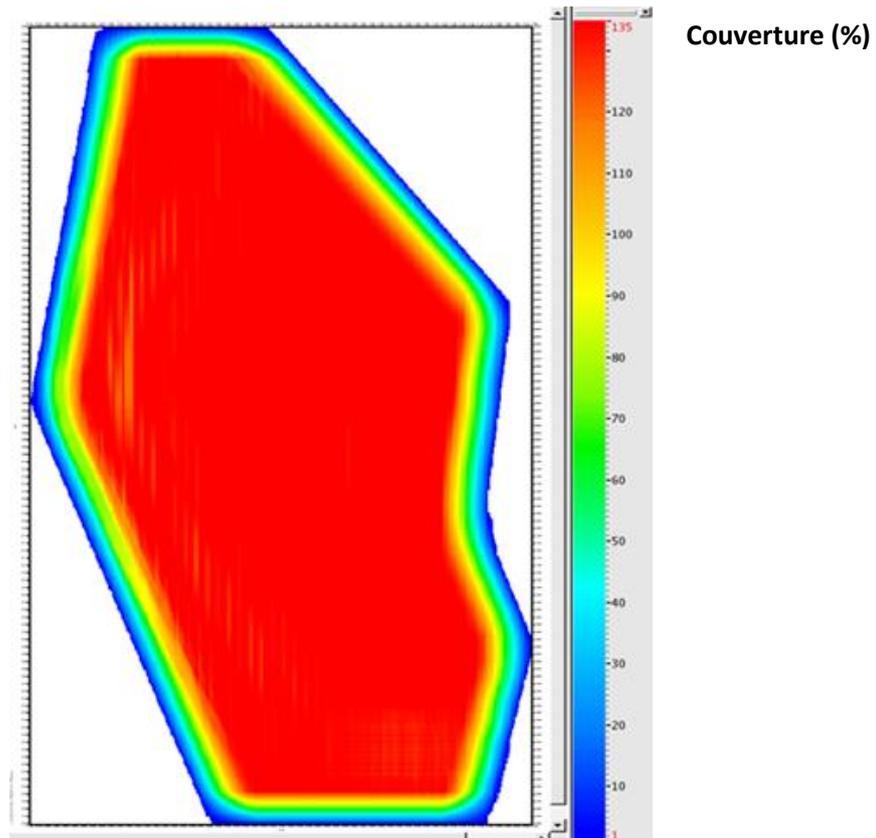


Figure II.3 : Distribution de la couverture des points de tirs dans la zone d'étude.

Le modèle proposé est de type wide-azimuth. La distribution des azimuts est représentée sur la figure II.4.

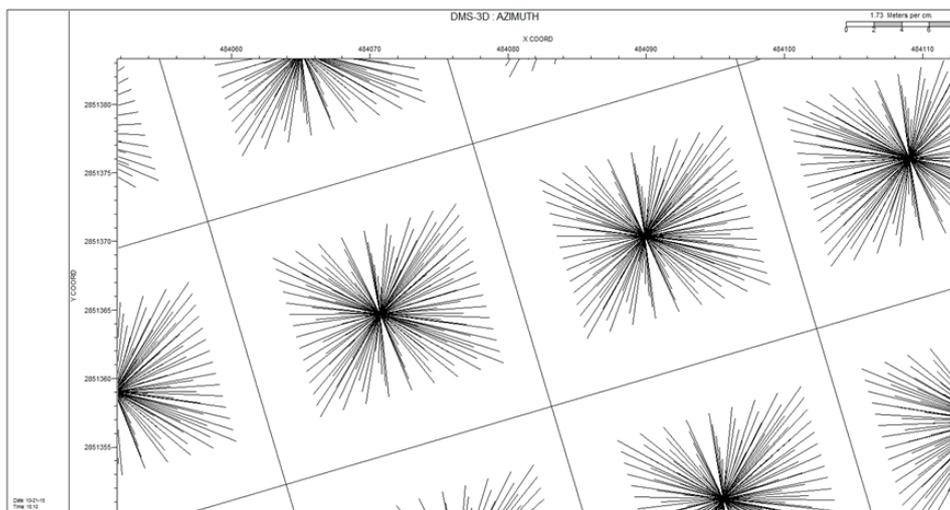


Figure II.4 : Distribution des azimuts dans le bin.

Wide-azimuth :

La différence entre le modèle wide-azimuth et narrow-azimuth se fait sur la base du rapport d'aspect de la tâche d'enregistrement. Le rapport d'aspect est la mesure de la déviation d'un élément de maillage par rapport à l'élément ayant tous ses côtés de taille égale, il est défini comme étant la dimension crossline du Template divisée par la dimension Inline. Les enregistrements avec un rapport d'aspect :

- Inférieur à 0,8 sont considérés comme narrow-azimuth,
- Supérieur à 0.8 les enregistrements sont considérés comme wide azimuth.

Pour le cas de notre étude, le rapport d'aspect est de 0.83 (valeur Extrait des documents de l'entreprise qui a réalisé l'acquisition).

Le design wide-azimuth a, comme son nom l'indique, une gamme de 360° pour les différents azimuts. Schématiquement, les designs wide-azimuth sont mieux pour l'étude AVO et le traitement DMO et les variations latérales de vitesse sont présentes et significatives (Lansley, 1994).

Variation d'amplitude avec décalage (AVO)

Est le terme général pour désigner la dépendance de l'attribut sismique, amplitude, avec la distance entre la source et le récepteur (le décalage). L'analyse AVO est une technique que les géophysiciens peuvent exécuter sur des données sismiques pour déterminer la teneur en fluide d'une roche, sa porosité, sa densité ou sa vitesse sismique.

La correction Dip-Moveout (DMO)

La correction d'inclinaison (DMO) est une technique qui convertit les données sismiques à décalage non nul après NMO en véritables emplacements à décalage nul et en temps de réflexion, quel que soit le pendage.

Les designs wide-azimuth sont meilleurs pour l'analyse de la vitesse, l'atténuation des multiples, et pour la détection de la variation lithologique latéral. En utilisant les paramètres d'acquisition appliqués sur le terrain, on a obtenu une bonne qualité des données. Un exemple de quelques enregistrements bruts est représenté sur la **figureII.5**.

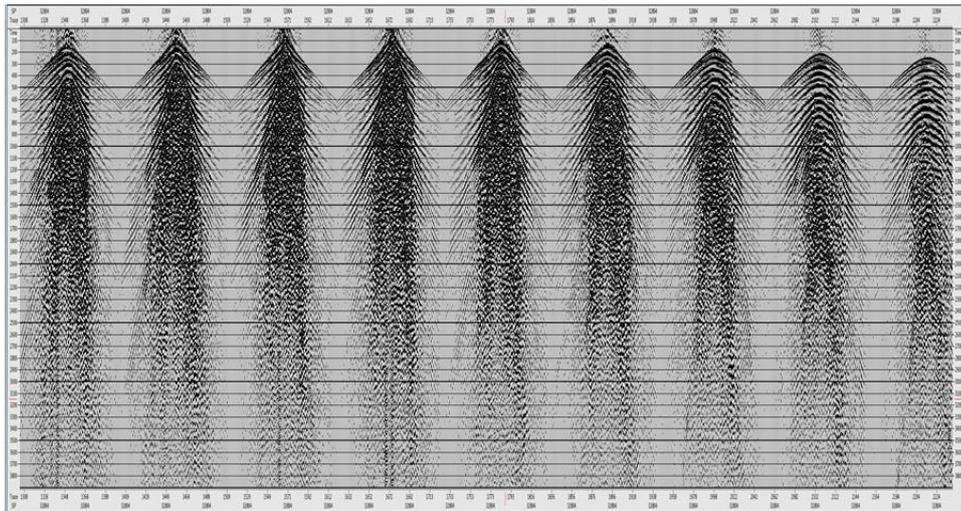


Figure II.5 : Exemple de quelques enregistrements bruts.

II.5.2. Traitement des données sismiques :

L'objectif du traitement est d'obtenir une image sismique interprétable. Lors du traitement sismique, on doit conserver la résolution, réduire les bruits et résoudre les problèmes des corrections statiques ainsi que d'imager les horizons et les failles aussi précisément que possible.

II.5.2.1. Séquence de traitement utilisée :

La séquence de traitement utilisée pour l'étude 3D de la région Oued Tessararet sud (OTS) est indiquée dans l'**organigramme.II.1**.

Les traitements ainsi que les paramètres choisis sont comme suit :

II.5.2.1.1 Lecture des données sismiques :

Le format d'entrée des données sismiques est le format SEG-D. Ce dernier a été modifié au niveau de station de traitement pour que les données soient réinscrites en format SEG-Y.

II.5.2.1.2 Rééchantillonnage :

C'est le changement de pas d'échantillonnage pour passer de 2ms à 4ms. Le rééchantillonnage s'accompagne d'un filtre anti-aliasing.

II.5.2.1.3 Habillage des données :

Habillage des données par la géométrie, réalisée à partir des fichiers SPS, RPS et XPS.

- Fichier RPS : Contient les informations concernant les stations réceptrices et les coordonnées des points de réception.
- Fichier SPS : Contient les informations concernant les stations émettrices et les coordonnées des points de tirs.
- Fichier XPS : Contient les informations concernant le dispositif d'enregistrement et le lien entre les points de tir et récepteurs.



Organigramme II.1 : Séquence de traitement utilisée.

II.5.2.1.4 Mise en collection point miroir commun (CDP gather) :

Elle consiste à réarranger les traces en collection points miroirs communs (même bin), c'est-à-dire de rassembler les couples de traces et de points de tir ayant le même bin.

II.5.2.1.5 Compensation des pertes d'énergie :

Cette étape consiste à compenser les pertes d'énergie dues essentiellement à la divergence sphérique, l'absorption et des pertes par transmission.

II.5.2.1.6 Préfiltre passe bande :

Le but du filtrage en fréquence est de supprimer les fréquences ayant un mauvais rapport S/B. Le filtre passe bande utilisée est défini comme suit [8-16-50-60] Hz.

II.5.2.1.7 Les corrections statiques primaires :

L'application des corrections statiques est réalisée en utilisant un fichier de corrections statiques qui contient les valeurs des corrections aux points de tirs et aux points de réceptions. La vitesse de comblement ainsi que le DP utilisés sont respectivement :

- $V_c = 2200$ m/s.
- DP= 200m.

II.5.2.1.8 Analyse de vitesse 1er passage :

La méthode utilisée est l'analyse addition à vitesse constante c'est-à-dire corriger dynamiquement les traces avec des vitesses constantes et les additionner pour donner un mini stack qui sera interprété pour donner la loi de vitesse recherchée. Un fichier est délivré contenant les valeurs des vitesses pointées en fonction du temps double pour chaque point milieu commun analysé.

Les paramètres de ce module dans notre cas sont :

- Numéro du début et fin de CDP.
- $V_{\min} = 2200$ m/s, $V_{\max} = 4500$ m/s, pas $\Delta V = 100$ m/s, entre deux analyses de vitesse consécutives.

II.5.2.1.9 Top Mute :

Il consiste à mettre à zéro les parties des traces correspondantes aux premières arrivées.

II.5.2.1.10 Filtrage dans le domaine (F-K) :

Le filtrage FK est utilisé pour séparer les différents événements sismiques en passant du domaine X-T vers le domaine F-K.

Les paramètres de ce traitement utilisé sont :

- Distance entre traces : 25m.
- Atténuation= 6 db.
- Type of taper = Hanning.
- F_{\min} = 8 Hz.
- F_{\max} = 72 Hz.

II.5.2.1.11 Déconvolution :

C'est une opération classique et fondamentale en traitement sismique qui a pour but d'améliorer la résolution verticale par compression de l'ondelette et l'atténuation des multiples.

II.5.2.1.12 Corrections dynamiques (NMO) :

Elles consistent à l'horizontalisation des réflexions de forme hyperboliques.

II.5.2.1.13 Corrections statiques résiduelles :

Les corrections statiques résiduelles ont pour but d'éliminer l'effet résiduel des corrections statiques primaires (erreur altimétrie, pointé, interprétation etc.).

II.5.2.1.14 Filtrage des bruits aléatoires :

Il est utilisé pour atténuer les bruits non-organisés. Les paramètres principaux de ce traitement sont :

- Bande fréquentielle : 8-72 Hz
- Longueur de la fenêtre : 3000 ms.
- Nombre de trace : 51 traces.

II.5.2.1.15 Migration partielle (DMO) :

C'est un traitement qui est aussi appelé correction de l'effet de pendage. Il est appliqué sur les données avant 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.

Ce traitement est très important dans le cas où l'on a des structures pentées ou dans le cas de conflit de pendage. Il sert à améliorer l'addition à l'intérieur des points miroirs.

II.5.2.1.16 Sommation en couverture multiple :

Elle consiste à additionner l'ensemble des traces appartenant à un même point miroir (même bin) après les corrections statiques et les corrections dynamiques. L'échantillon à l'instant « t » est la somme algébrique des échantillons correspondants sur les traces appartenant au même point miroir (même bin) et au même instant « t ». L'addition est une opération arithmétique, la sommation des traces est un traitement.

II.5.2.1.17 Migration (Post stack) :

La migration permet de remédier aux problèmes rencontrés dans les zones à fort pendage ou faillées où les réflecteurs sont déportés de leurs positions réelles. De ce fait, la migration repositionne les points miroirs à leurs vraies positions géologiques et enlèvent 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.5.3. Qualité des données sismiques :

Les paramètres d'acquisition et de traitement influent directement sur la qualité des sections sismiques obtenues.

En acquisition, les erreurs de positionnement des points de tirs des et traces, le nombre élevé des traces inverses et mauvaises, les filtrages mal appliqués ainsi que la mauvaise implantation des dispositifs sur terrain peuvent influencer la qualité des sections sismiques et introduire des anomalies.

En traitement sismique, les mauvaises analyses des vitesses, les corrections statiques, qui sont surtout liées à la présence de grandes dunes, les types de filtrages appliqués ainsi que l'utilisation ou non de la migration peuvent créer ou faire disparaître les événements sismiques.

La qualité des données sismiques de notre étude est bonne.

La séquence de traitement 3D effectuée sur le projet d'Oued Tessararet sud (OTS) donne une bonne approche à l'objectif fixé au projet.

A titre d'exemple, nous avons représentés les **figures II.6** et **figuresII.7** des sections sismiques où l'on peut remarquer la bonne qualité des données.

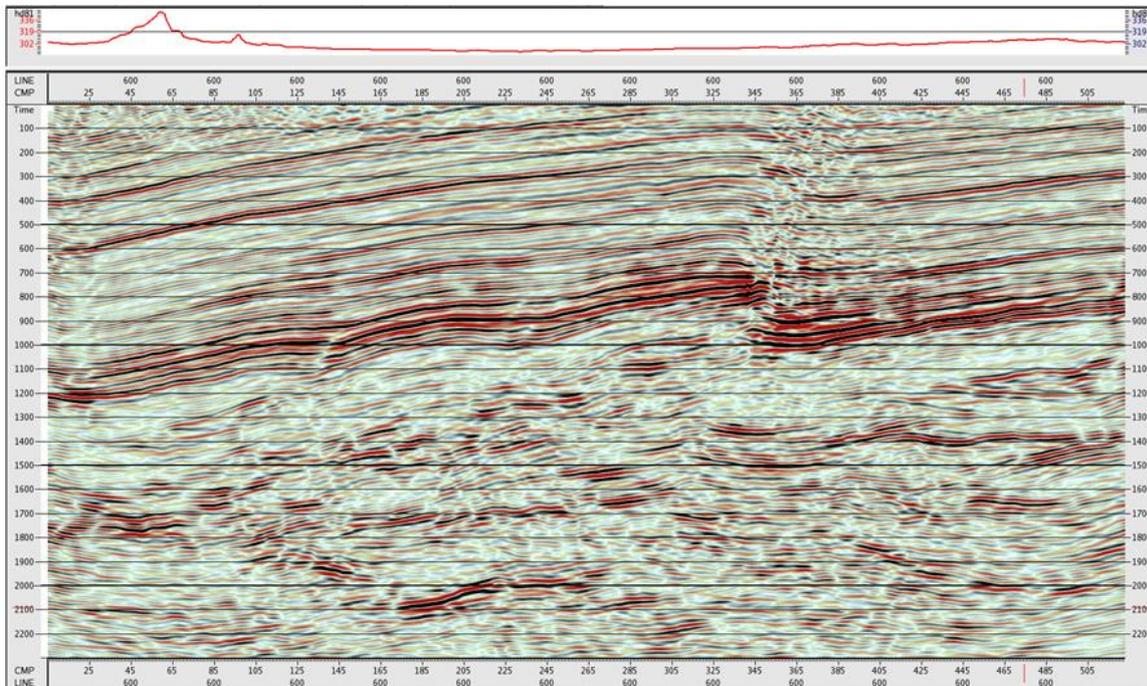


Figure II.6 : Exemple de section Inline.

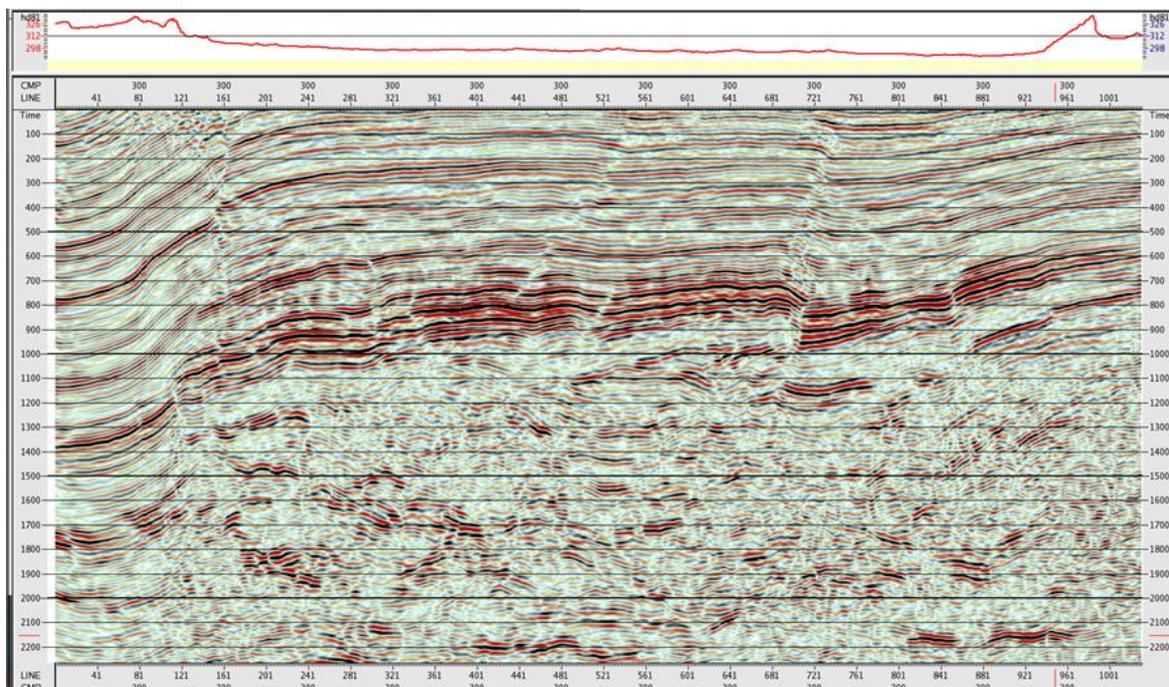


Figure II.7 : Exemple de section crossline.

II.6. Présentation des données utilisées :

Pour une meilleure évaluation du potentiel pétrolier de la structure d'Oued Tessararet sud (OTS), un programme sismique 3D de **178 Km²** a été acquis en 2014 par la **SONATRACH**.

L'interprétation sismique nécessite d'utiliser plusieurs documents, à savoir :

1. Un plan de position.
2. Les sections sismiques correspondantes à ce plan de position. Dans notre cas, c'est un volume 3D sur lequel nous pouvons réaliser toutes les coupes désirées inline, crossline, times slice et zig zag.
3. Les données de puits réalisés dans la région d'étude. Ces données sont constituées des éléments suivants :
 - Les carottages sismiques.
 - Les films synthétiques.
 - Les profils sismiques verticaux.
 - Les logs habillés pour le découpage lithologique.

II.6.1. Le plan de position :

C'est un document à petite échelle qui localise géographiquement la zone d'étude. Sur ce document sont reportés les différents profils sismiques, ainsi que les points de tirs et l'emplacement des différents puits forés. Le plan de position concernant notre étude est représenté sur la **figure II.8**.

II.6.2. Les sections sismiques :

La section sismique est une coupe en temps. Elle se traduit en termes de signal sismique comme une image aussi fiable que possible de la géologie du sous-sol. [M.Gadallah, R.Fisher,2009].

Sur la **figure II.9** est représenté un cube sismique 3D avec une coupe inline, crossline et time slice.

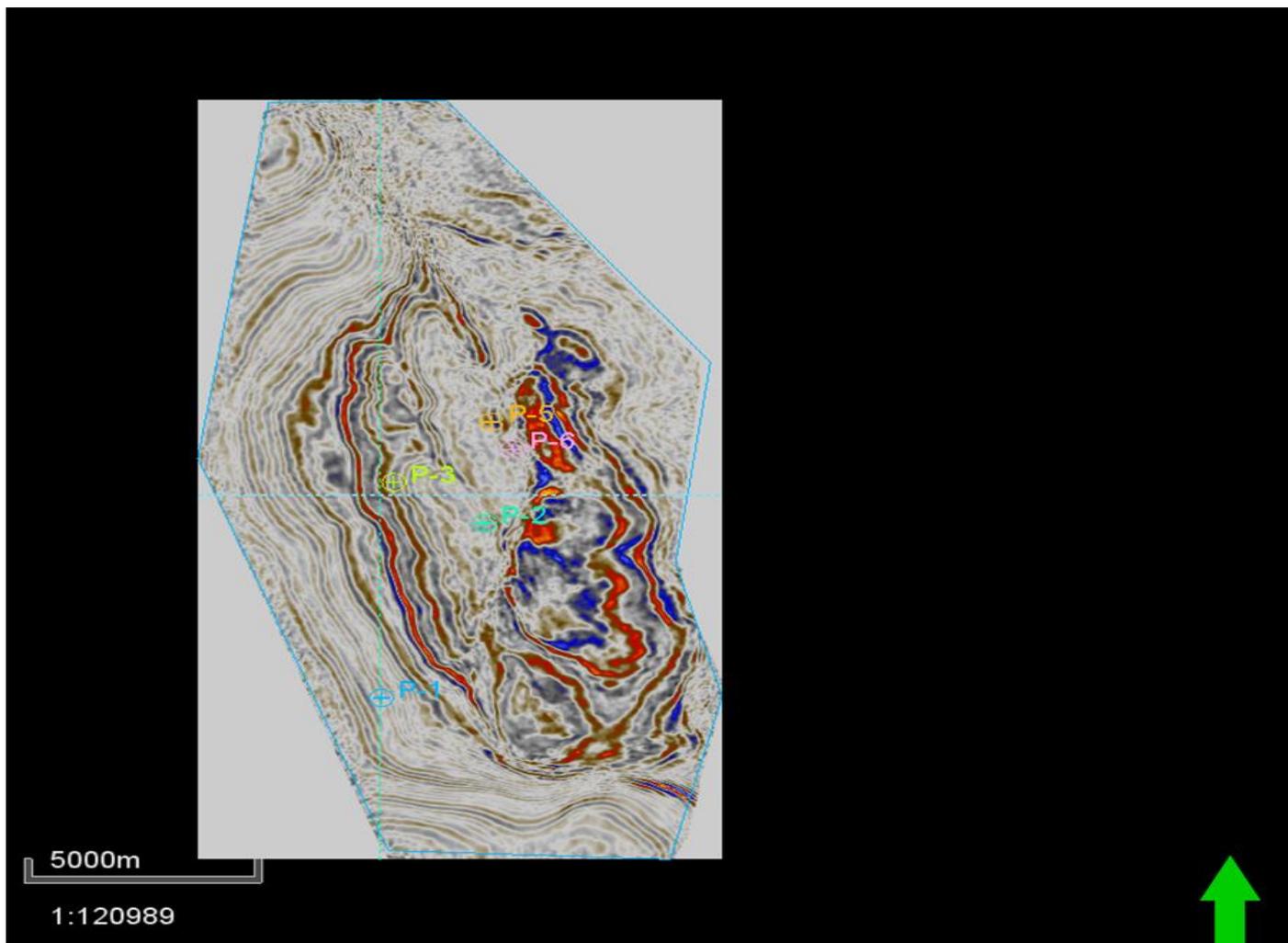


Figure II.8 : Plan de position de la zone d'étude.

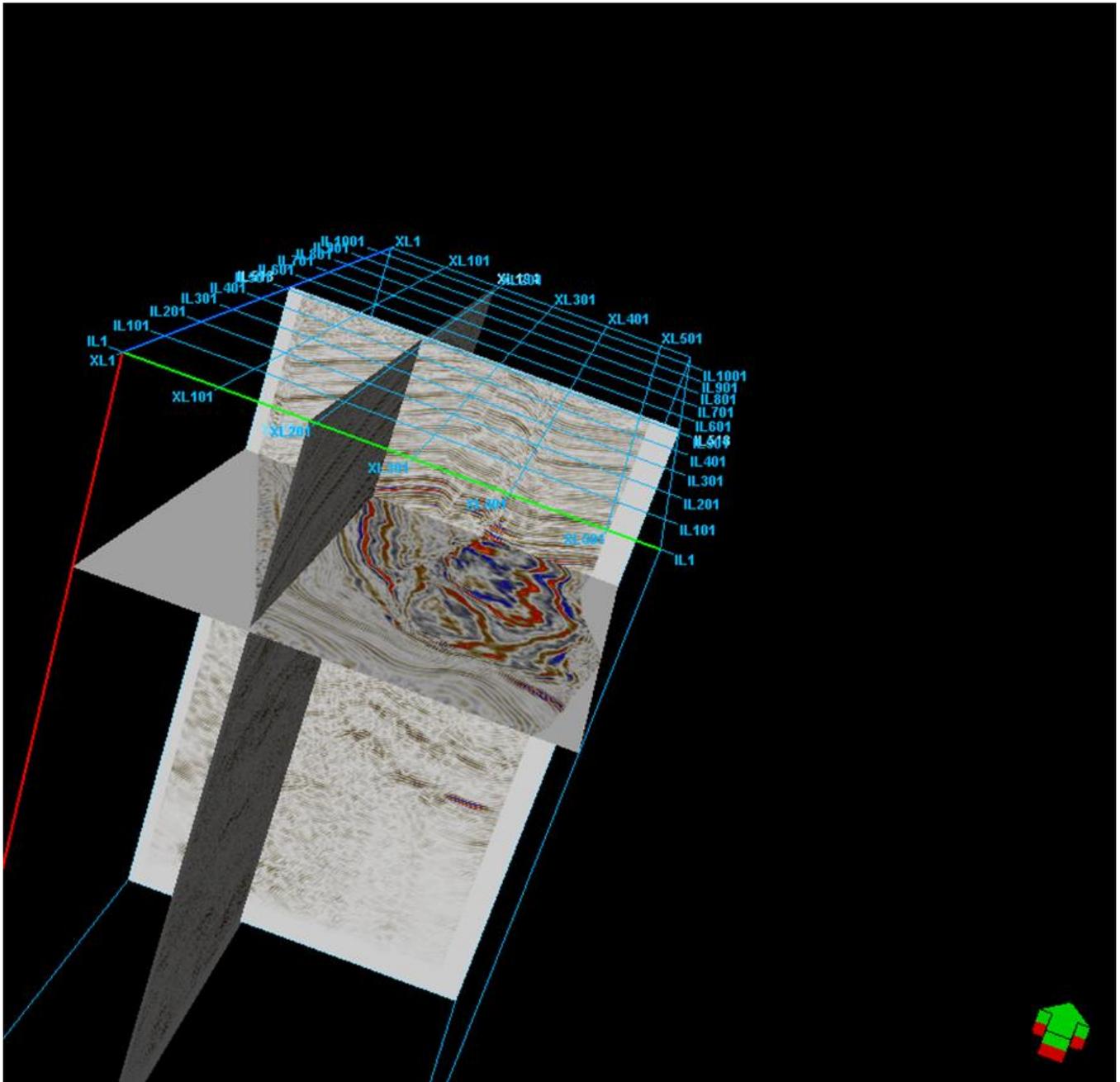


Figure II.9 : Cube sismique 3D avec une coupe inline, une coupe crossline et une coupe time slice.

II.6.3. Les données de puits :

II.6.3.1 Le carottage sismique :

Le principe du carottage sismique est d'effectuer un tir en un point très proche du puits et d'enregistrer l'onde émise, par un géophone situé dans le puits et qui remonte le forage à intervalles réguliers. A partir de cet enregistrement, on obtient une courbe de temps de trajet en fonction de la profondeur $T=f(p)$. Cette courbe, nous permet d'effectuer les conversions temps- profondeur pour identifier les différents horizons à corréliser sur les sections sismiques et calculer les vitesses désirées au puits (vitesse moyenne, vitesse d'intervalle et vitesses quadratiques moyennes).

II.6.3.2 Le profil sismique vertical :

C'est un outil de calage très performant. Il correspond à un enregistrement sismique vertical, ce qui nous permet de caler directement de la section sismique au niveau du puits. L'enregistrement du profil sismique vertical se fait à l'intérieur du puits avec un pas d'échantillonnage beaucoup plus réduit que celui du carottage sismique. Ce type de document donne également une courbe temps profondeur « Check Shots » pour le calage et l'identification des horizons, ainsi que les vitesses moyennes et d'intervalles. [J.L-MARI, F.GLANGEAUD, F.COPPENS, 2001].

II.6.3.3 Le log habillé :

C'est un document propre à chaque puits. Il représente la colonne stratigraphique donnant les cotes de chaque formation traversée ainsi qu'une description détaillée de son faciès. Pour une utilisation plus commode aux géophysiciens, les logs habillés peuvent être synthétisés sous forme de fiches techniques ou stratigraphiques. A titre d'exemple, nous avons représenté la fiche stratigraphique du puits représenté dans la **Figure I.5 chapitre I**.

II.6.3.4 Le film synthétique :

A partir du log sonique calé et corrigé par le carottage sismique et du log densité, on calcule le film synthétique impulsionnel qui correspond à la série des coefficients de réflexion au niveau du puits considéré. Cette série est ensuite convoluée avec une ondelette zéro et/ou minimum pour obtenir le film synthétique avec ou sans multiple au niveau de puits.

Le calage du film synthétique avec la section sismique au niveau du puits se fait de la même manière que le PSV en faisant correspondre les événements géologiques avec ceux de la sismique au niveau du puits.

La **figure II.10** représente les différentes données de puits utilisées.

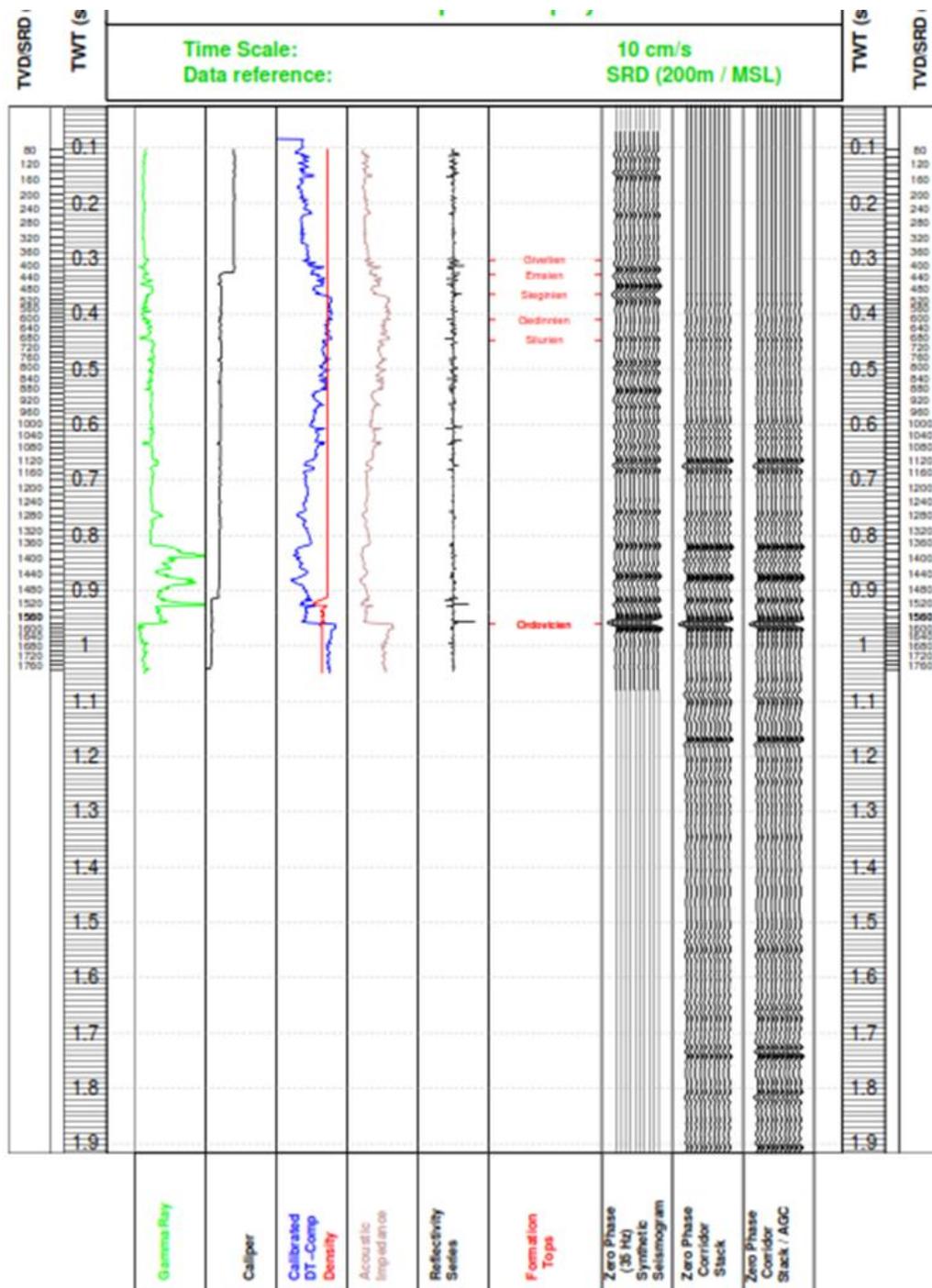


Figure II.10 : Différentes données de puits utilisé.

II.7. Méthodologie de l'interprétation sur station :

Une fois les données sismiques et les données de puits sont collectées, et introduites dans la station d'interprétation, l'étude commence par la calibration et le calage des différents horizons choisis pour l'interprétation sismique.

Pour corrélérer les horizons, identifier les failles et réaliser les cartes, on a utilisé le logiciel PETREL de la société Schlumberger. Pour faire ces tâches, nous avons suivi les étapes suivantes :

II.7.1. Choix des horizons :

Le toit de l'ordovicien :

Il représente l'objectif principal de la région d'étude, du point de vue qualité sismique, l'ordovicien est un bon marqueur. Il est caractérisé par une réflexion énergétique et de bon caractère.

Le toit de Givenien:

Le dévonien est l'objectif secondaire dans cette zone d'étude. Les calcaires de cette formation font d'elle un bon marqueur sismique.

II.7.2. Calage et identification des horizons :

Le calage est une opération qui consiste à identifier sur la section sismique les différents horizons choisis au niveau des puits utilisés. Nous avons utilisé pour notre étude le carottage sismique (check shots) et le profil sismique verticale (PSV) qui sont réalisés au niveau du puits P-2. Pour effectuer le calage à partir du carottage sismique, on a suivi les étapes suivantes :

- Localisation du puits sur la section sismique correspondante.
- Lecture des profondeurs des horizons à corrélérer à partir des fiches stratigraphiques. Ces profondeurs sont données par rapport à la table de rotation Z_i .
- Ramener ces profondeurs au plan de référence du carottage sismique DPC (Datum plane du carottage sismique).
- Convertir ces profondeurs en temps simple (TS) à partir de la courbe $T=f(P)$ donnée par le carottage sismique.

- Appliquer la correction statique (en temps simple) dans le cas où le plan de référence de la section sismique (DPs) diffère de celui du carottage sismique (DPc) afin de ramener le temps de celui-ci au même niveau de référence de la section sismique.

Le temps simple corrigé statiquement noté C_s est calculé à partir des équations suivantes :

$$C_s = \frac{DPc - DP_s}{V_c} \quad \dots\dots\dots\text{II.1}$$

Où :

V_c est la vitesse de comblement (vitesse du premier milieu consolidé rencontré sous la WZ),

- Multiplier les temps simples corrigés par deux, vu que les temps sur la section sismique sont des temps doubles (TD).
- Reporter ces temps doubles sur la section sismique au niveau du puits pour chaque horizon.

Pour assurer un meilleur calage, nous avons utilisé le PSV zéro offset enregistré dans le puits P-2.

Sur les **figures II.11** et **II.12** nous avons représenté l'opération de calage utilisant le PSV, l'inline 368 et la crossline 322 passant par le puits P-2.

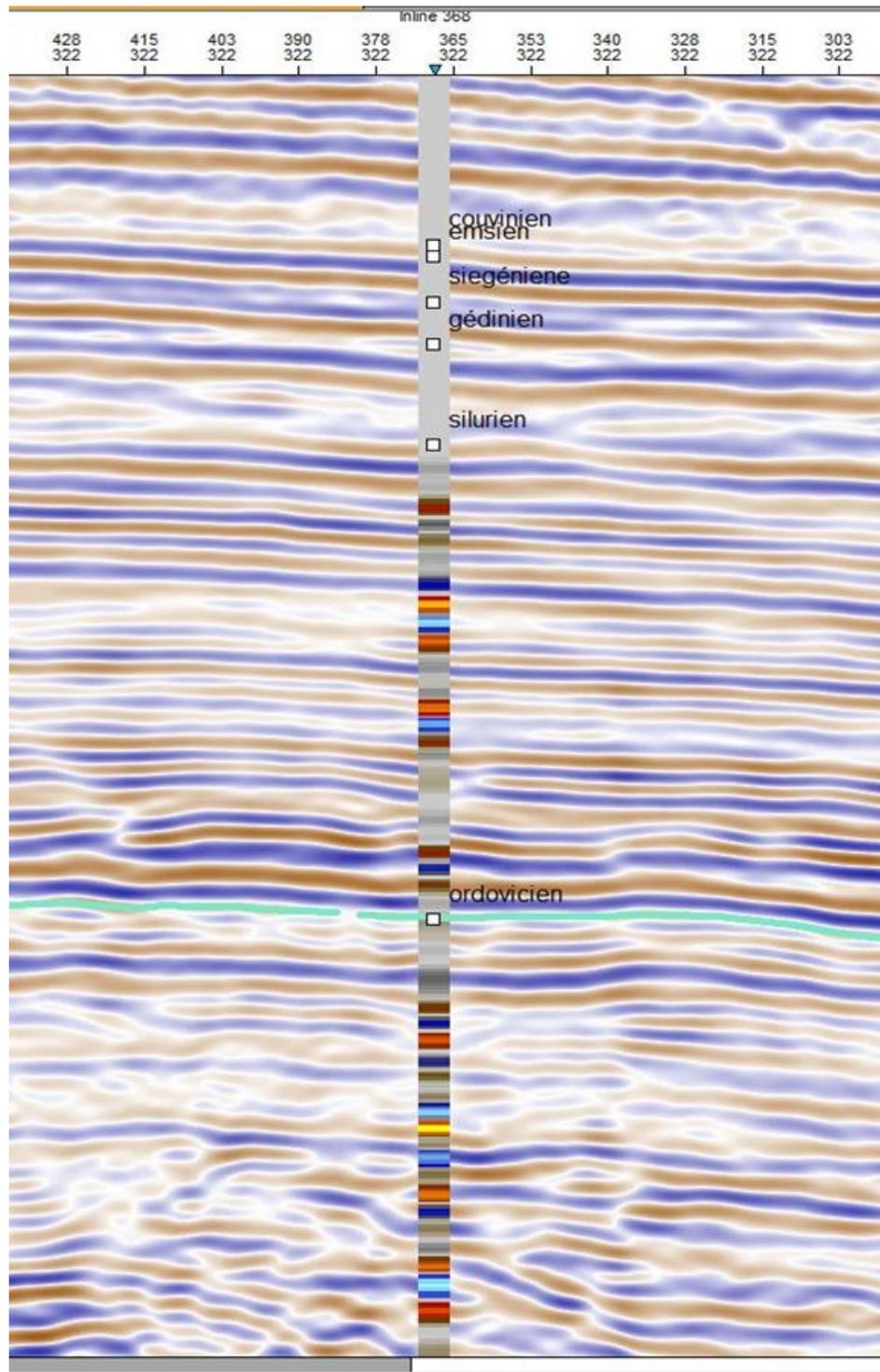


Figure II.11 : Calage du PSV au niveau du puits P-2 passant par l'Inline 368.

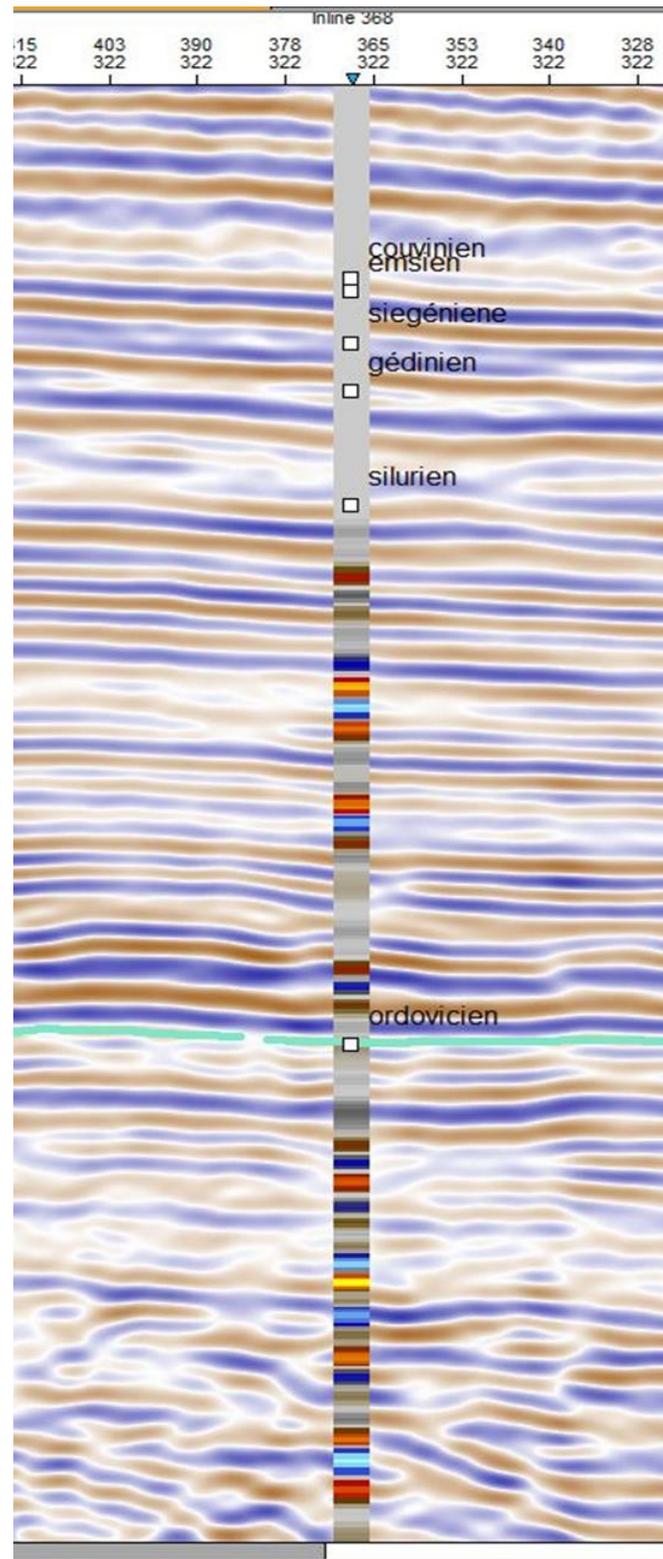


Figure II.12 : Calage au niveau du puits P-2 passant par le crossline 322.

II.7.3. Corrélation des horizons :

Après l'opération de calage, on commence l'opération de corrélation. Celle-ci consiste à suivre le long de la section sismique les horizons déjà identifiés au niveau du puits. Le pointé de ces horizons se fait manuellement à l'aide de la souris sur station suivant deux critères :

- La continuité des horizons.
- Le caractère des réflexions.

An point de vue pratique, la corrélation de l'Ordovicien est facile car, il est caractérisé par une bonne continuité des réflecteurs et un bon caractère des réflexions. La corrélation du mur de l'Ordovicien est moins facile par rapport à son toit.

La corrélation du toit de l'Ordovicien est représentée sur la **figure II.13**.



Figure II.13 : Opération de suivi de corrélation de l'ordovicien dans le plan de position.

II.7.4. Identification des failles :

L'identification des failles et leur tracé se fait au fur et à mesure que la corrélation des horizons avance. C'est l'une des étapes les plus difficiles lors de cette interprétation sismique. Ceci est dû à la complexité tectonique de la région d'étude au niveau des formations paléozoïques.

Le tracé des failles se fait en se basant sur la rupture brusque et momentanée de la continuité des réflecteurs induisant ainsi des changements de profondeur.

Dans la **figure II.14**, nous présentons une section après corrélation des horizons et l'identification des failles sur cette section. On remarque qu'on a un réseau de failles très dense qui n'est pas évident.

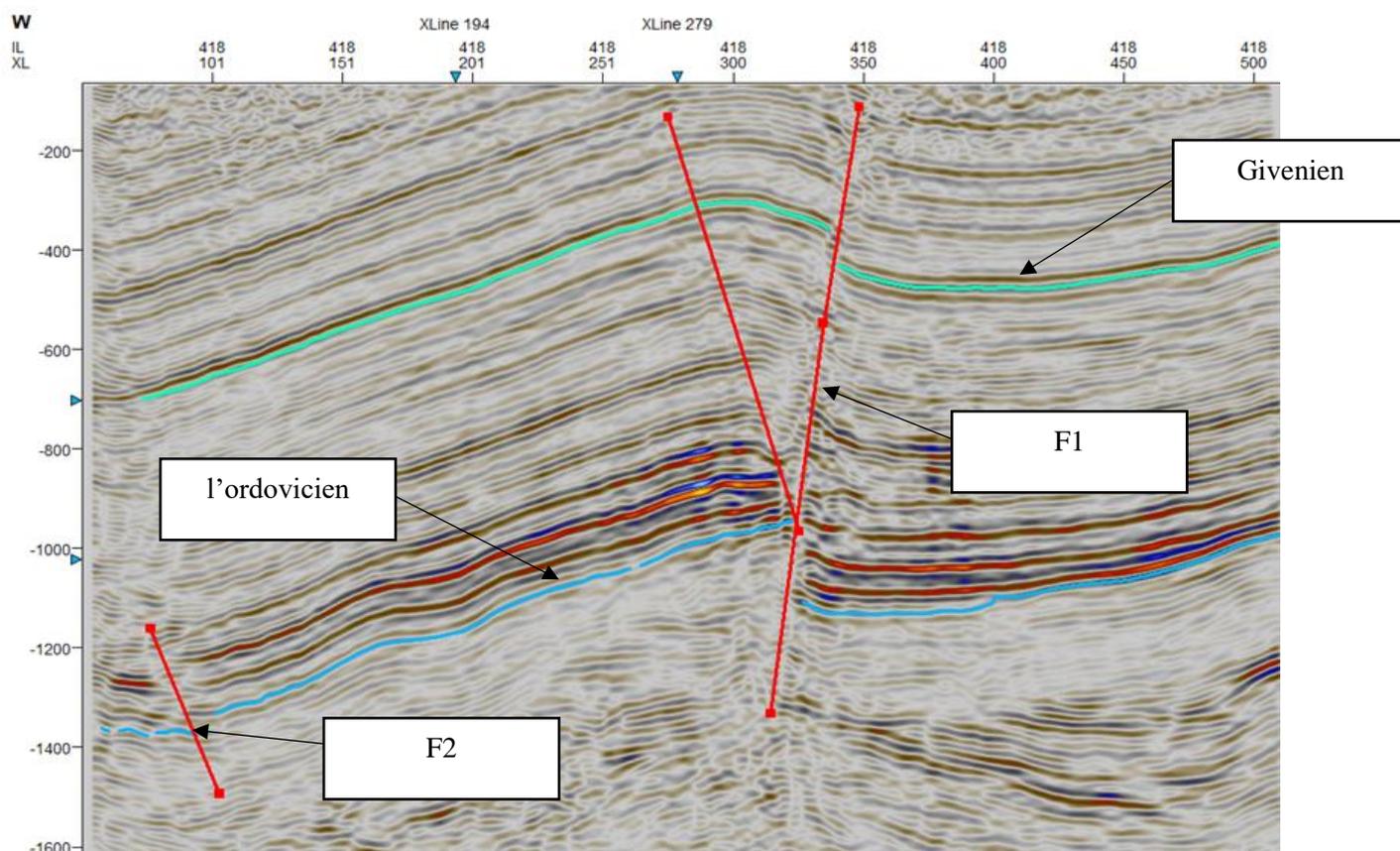


Figure II.14 : Section (inline 478) corrélée avec le tracé des failles f1 et f2.

La **figure II.15** montre le polygone des failles utilisé pour la réalisation des cartes isovaleurs.

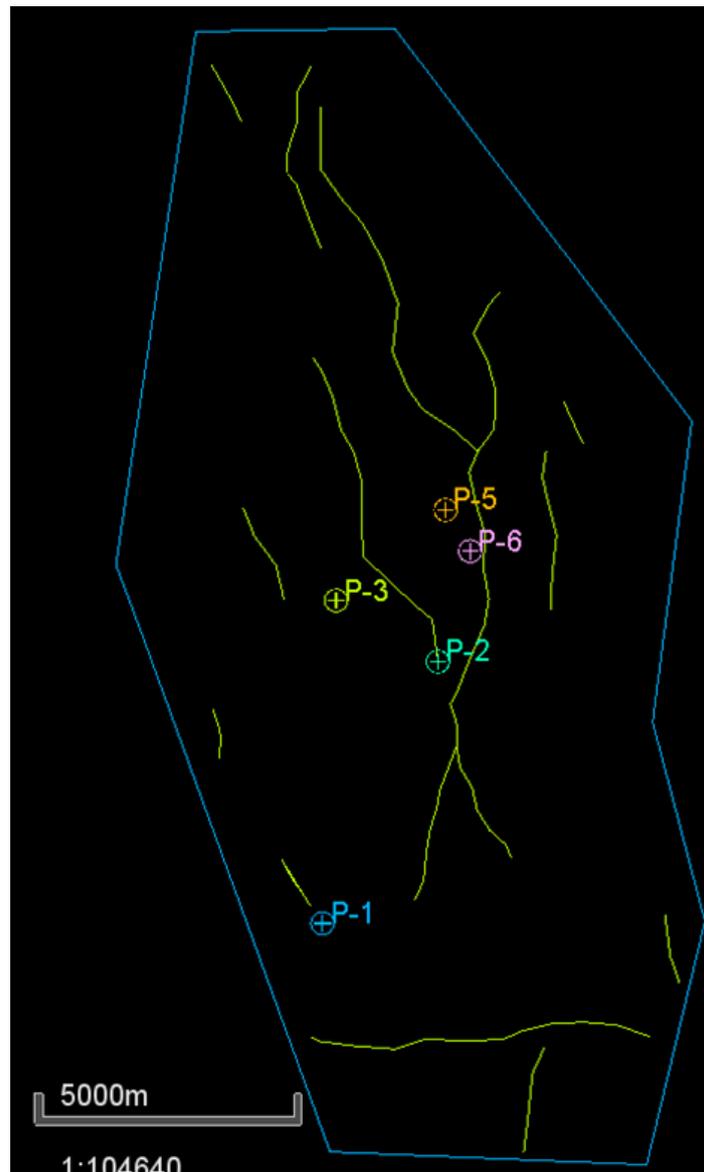


Figure II.15 : Polygone des failles.

II.7.5. Difficultés rencontrées :

Généralement, au cours de notre étude, nous n'avons pas rencontré de problème particulier lors du calage des objectifs, la corrélation des horizons et le tracé des failles car les données sismiques utilisées sont de bonne qualité (**figure II.16**).

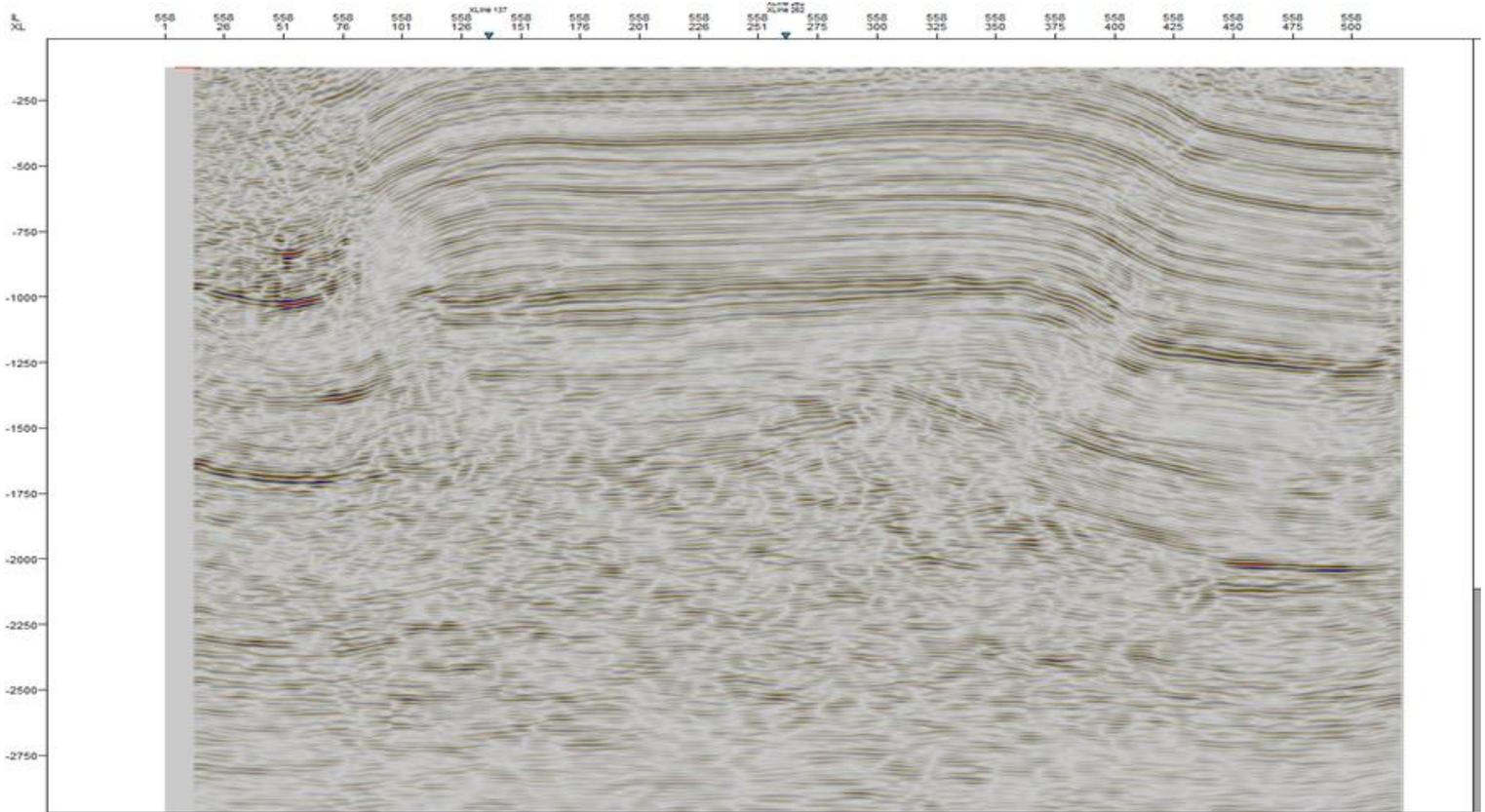


Figure II.16 : Section sismique montrant une bonne continuité des horizons.

Cependant, la continuité des horizons est mauvaise dans la limite de l'étude à cause du manque de couverture. Ceci est bien illustré dans la **figure II.17**.

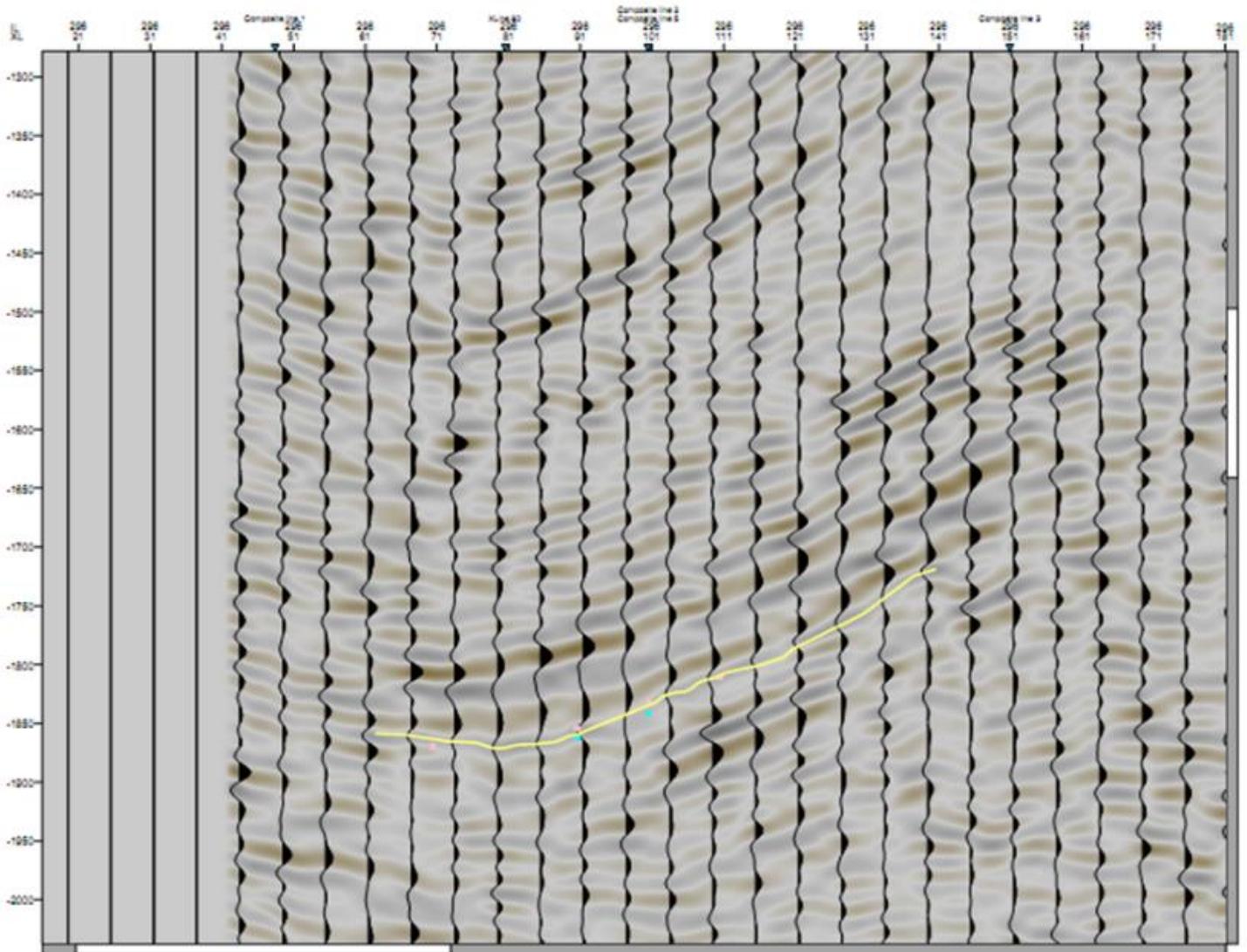
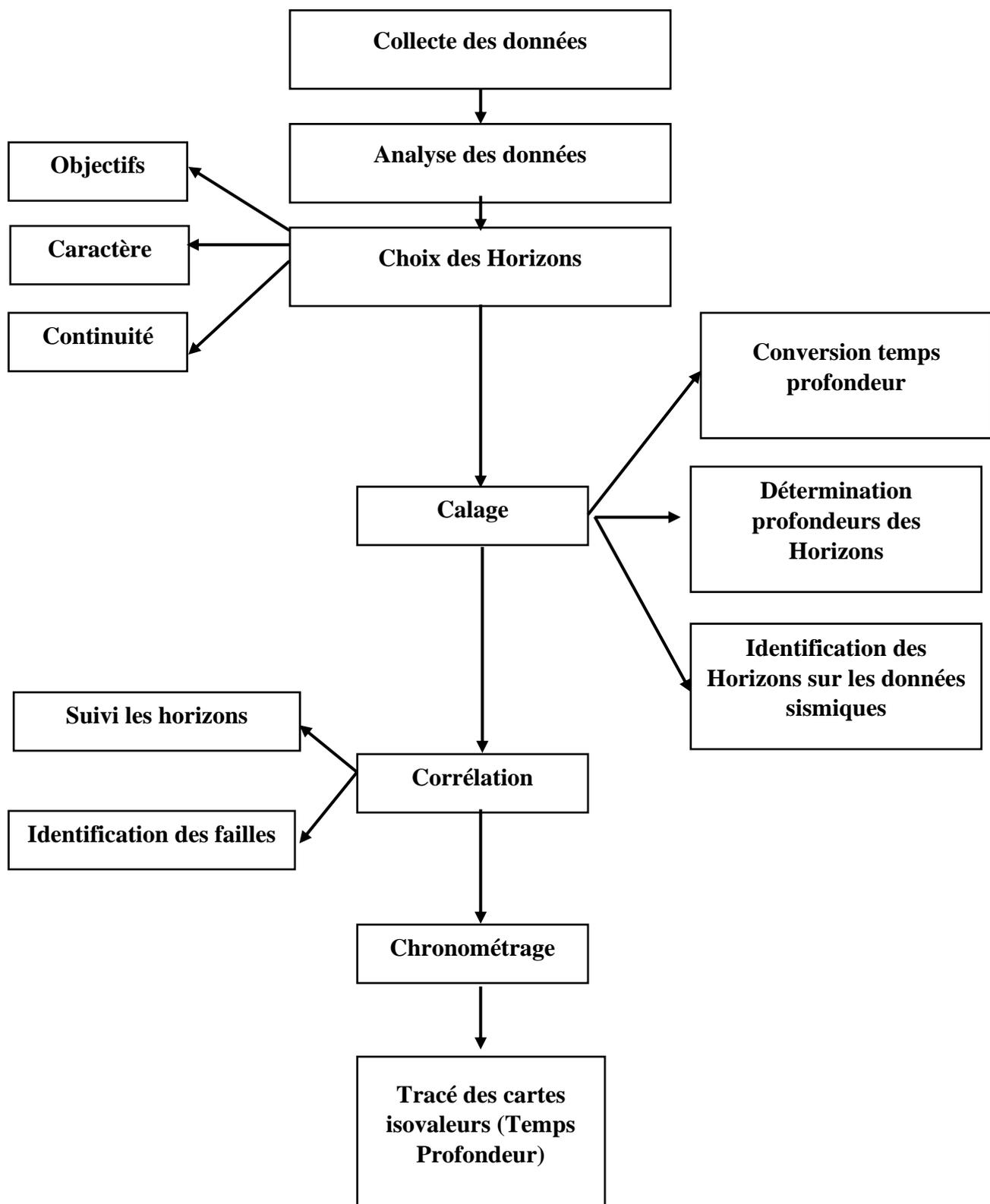


Figure II.17 : Partie de section montrant la dégradation de la continuité due à la chute de couverture.

L'organigramme II.2 résume les différentes étapes de l'interprétation.



Organigramme II.2 : Séquence de l'exploitation des données sismiques pour l'interprétation sismique.

II.8 Conclusion :

Tous les outils de retraitement qui ont été cités plus haut et d'autres plus approfondis ont été développés pour répondre aux contraintes de collecte de l'information sismique et aux besoins de l'interprétation.

De nouveaux créneaux sont soumis à l'investigation sismique pour obtenir l'image la plus représentative du sous-sol et en mettant en relief les caractéristiques propres des variations stratigraphiques ou lithologiques du milieu.

Chapitre III :
Réalisation et interprétation 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 travail fondamental d'interprétation sismique consiste à réaliser les différentes cartes (isochrones, isovitesse, isobathes) relatives aux horizons choisis et de l'interpréter en termes géologiques.

Ce présent chapitre est subdivisé en deux parties. La première partie comporte l'établissement de différentes cartes en isovaleurs, et la deuxième partie consiste en une interprétation structurale des cartes établies ainsi qu'une description du réseau de failles existantes dans la région d'étude (direction, rejet, nature). A la fin de ce chapitre, nous avons fait une analyse structurale des résultats obtenus.

III.2. Conversion temps profondeur

La sismique réflexion mesure le temps de parcours de l'onde dès son départ de la source vers le réflecteur jusqu'à son retour au récepteur. 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 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 [OZ YILMAZ, 2001].

Les analyses de vitesse fournissent un champ de vitesse de sommation proche de la vitesse VRMS. La loi de vitesse de sommation permet de remonter à la loi de vitesse d'intervalle, puis à la loi de vitesse moyenne qui permet de convertir les temps sismiques en profondeur. [J-L MARI, 2001].

Vitesse moyenne quadratique V_{RMS} :

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n V^2 \Delta t_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i}} \quad \dots\dots\dots III.1$$

Vitesse moyenne V_M :

$$V_M = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} \quad \dots\dots\dots III.2$$

Vitesse d'intervalle d'une couche V_i :

$$V_i = \frac{\Delta h_i}{\Delta t_i} \quad \dots\dots\dots III.3$$

t_i : le temps pour que l'onde traverse une couche donnée.

III.3 Etablissement des cartes**III.3.1 Les cartes en isochrones**

Les cartes en isochrones sont des cartes qui montrent des aires délimitées par des courbes isochrones, une courbe isochrone définie comme une ligne reliant des points pour les quelles un phénomène se produit en même temps. Notre objectif est de tracer les cartes en isochrones au niveau du Givétien et l'Ordovicien. Les **Figure III.1** et **Figure III.2** montrent les cartes en isochrone du Givétien et de l'Ordovicien.

III.3.2 Les cartes en isobathes

La carte en isobathe permet de visualiser l'image structurale en profondeur au niveau d'horizon fixé. Pour réaliser les cartes isobathes des horizons corrélés, nous avons besoin d'un modèle de vitesse pour passer de domaine temps au domaine profondeur.

Les **Figure III.3** et **Figure III.4** montrent les cartes en isobathes du Givétien et de l'Ordovicien.

III.3.2.1 Modèle de vitesse utilisé :

Il y a plusieurs techniques qui permettent le passage de domaine temps au domaine profondeur, en utilisant la carte isovitesse obtenue à partir des vitesses moyennes V_m ou bien la carte isovitesse obtenue à partir des vitesses quadratiques moyennes V_{rms} . Dans notre cas, nous n'avons pas des vitesses quadratiques moyennes. Nous avons uniquement les vitesses moyennes au niveau des puits. Mais le problème de la carte isovitesse ne donne pas un bon résultat dans le cas où les terrains sont accidentés ou ils sont fortement affectés par la tectonique. Afin d'éviter ce problème nous avons choisi une loi de vitesse $P=f(T)$ comme suit :

$$P = a \times T + b \quad \dots\dots\dots\text{III.4}$$

Où

- a : la pente en (m/s)
- b : ordonnée à l'origine en (m)
- P : la profondeur (m)
- T : le temps (ms).

Remarques :

- ✓ La vitesse V_{RMS} prise égale à V_{stack} . Cette dernière est obtenue à partir des analyses de vitesse.
- ✓ La vitesse moyenne V_m est donnée par la relation :

$$V_m = P/T. \quad \dots\dots\dots\text{III.5}$$

Où

- P : la profondeur par rapport au DP d'altitude ZDP=200m.
- T : le temps simple par rapport DP

Dans notre étude, nous n'avons pas utilisé la carte isovitesse mais nous avons établi la loi de vitesse obtenue à partir des couples (Temps, profondeurs) mesurées au niveau de cinq puits P-1 à p-5. Le résultat de ces différentes mesures est représenté dans le **tableau III.1**.

Puits	Temps (ms)	Profondeur (m)
P-1	1038,856	1724,984
P-2	1039,44	1761,900
P-3	1027,04	1722,254
P-4	1065,27	1774,274
P-5	1096,65	1873,962

Tableau III.1 : Mesure des couples (temps-profondeur) au niveau des différents puits.

D'après ces données, nous avons réalisé sur **figure III.5** la loi de vitesse :

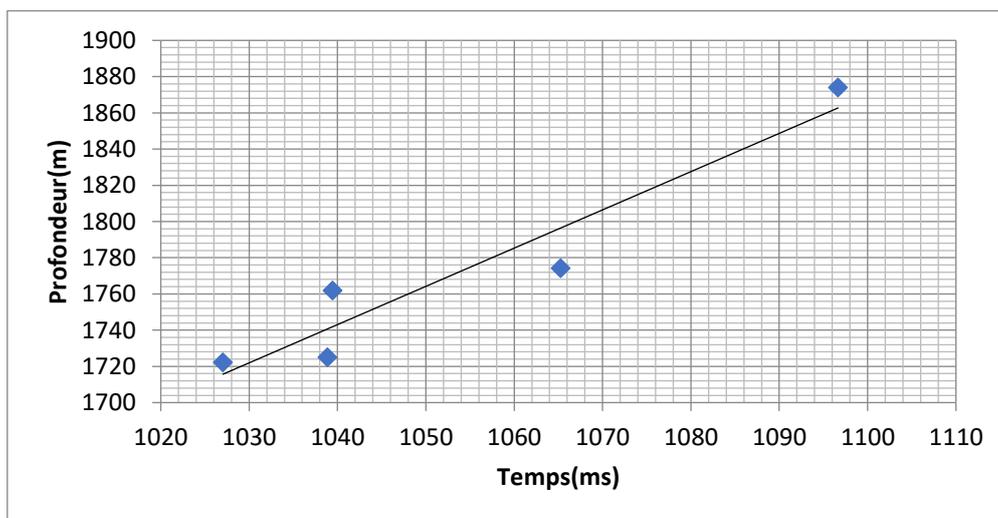


Figure III.5. : Loi de vitesse déterminée.

La loi de vitesse ainsi déterminée est de forme :

$$P = 2.1117 \times T - 453.09 \quad \dots\dots\dots\text{III.6}$$

Cette loi sera aussi utilisée pour la réalisation de la carte en isobathes.

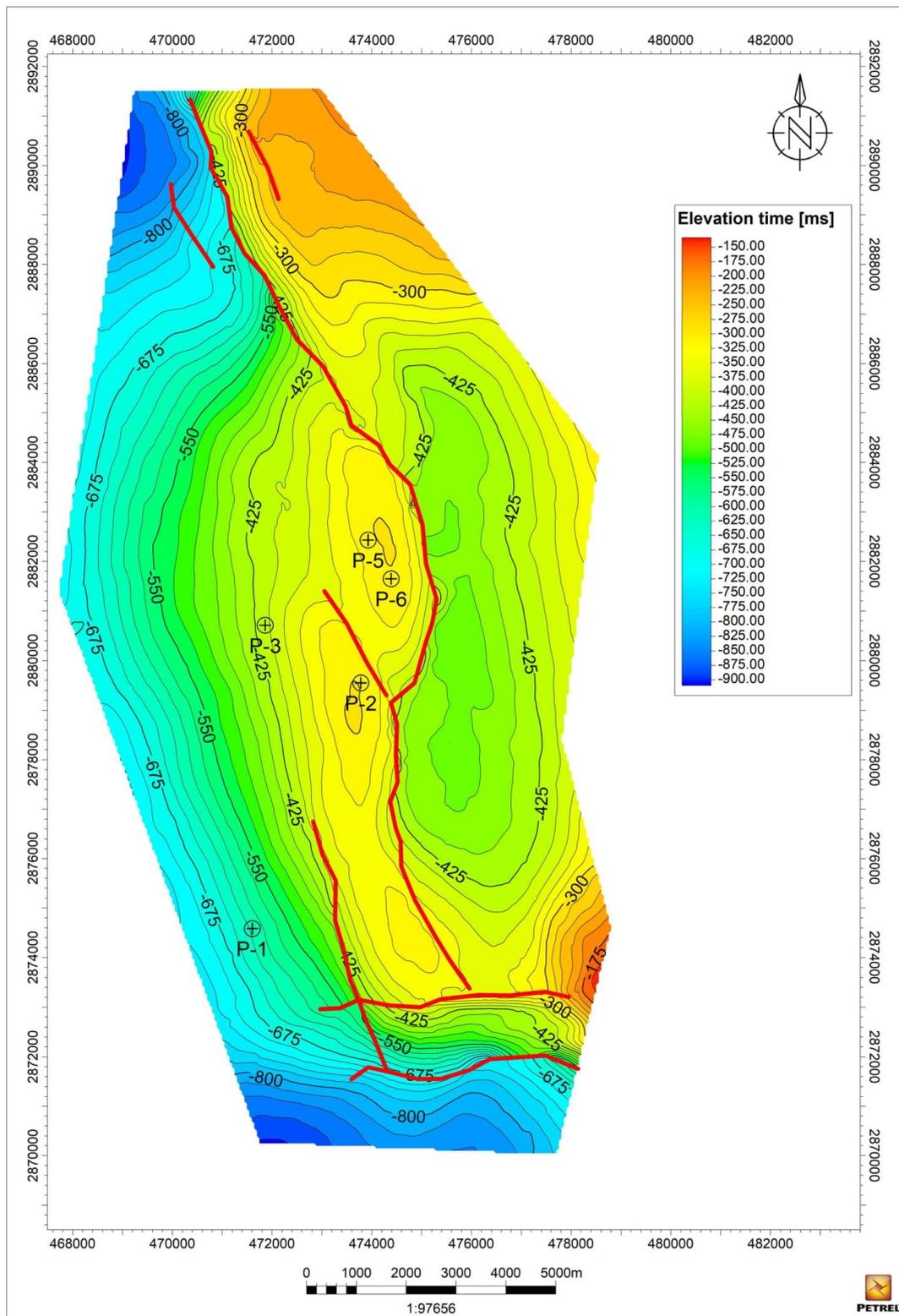


Figure III.1 : Carte en isochrone Givétien IC 25ms.

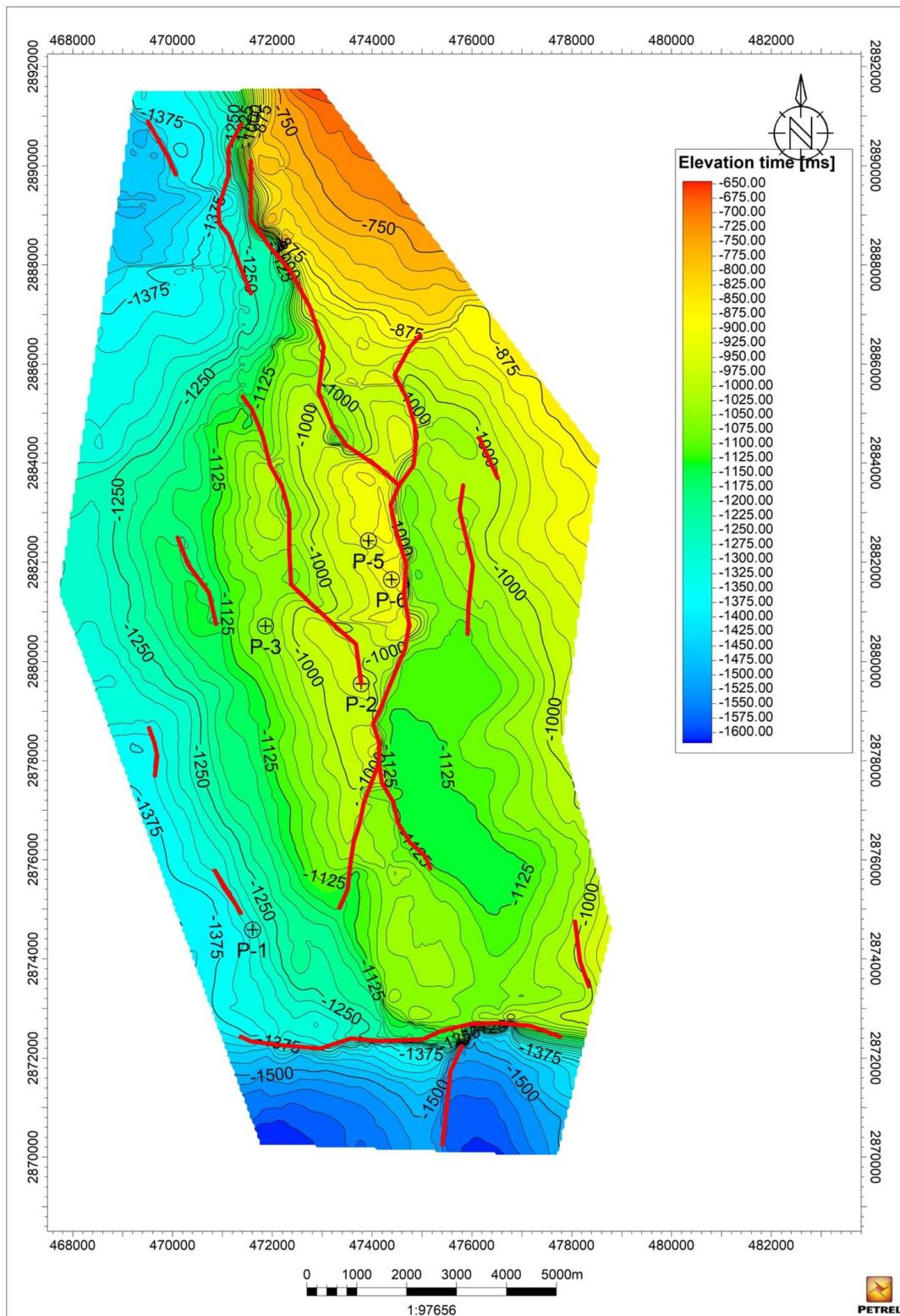


Figure III.2 : Carte en isochrone Ordovicien IC 25ms.

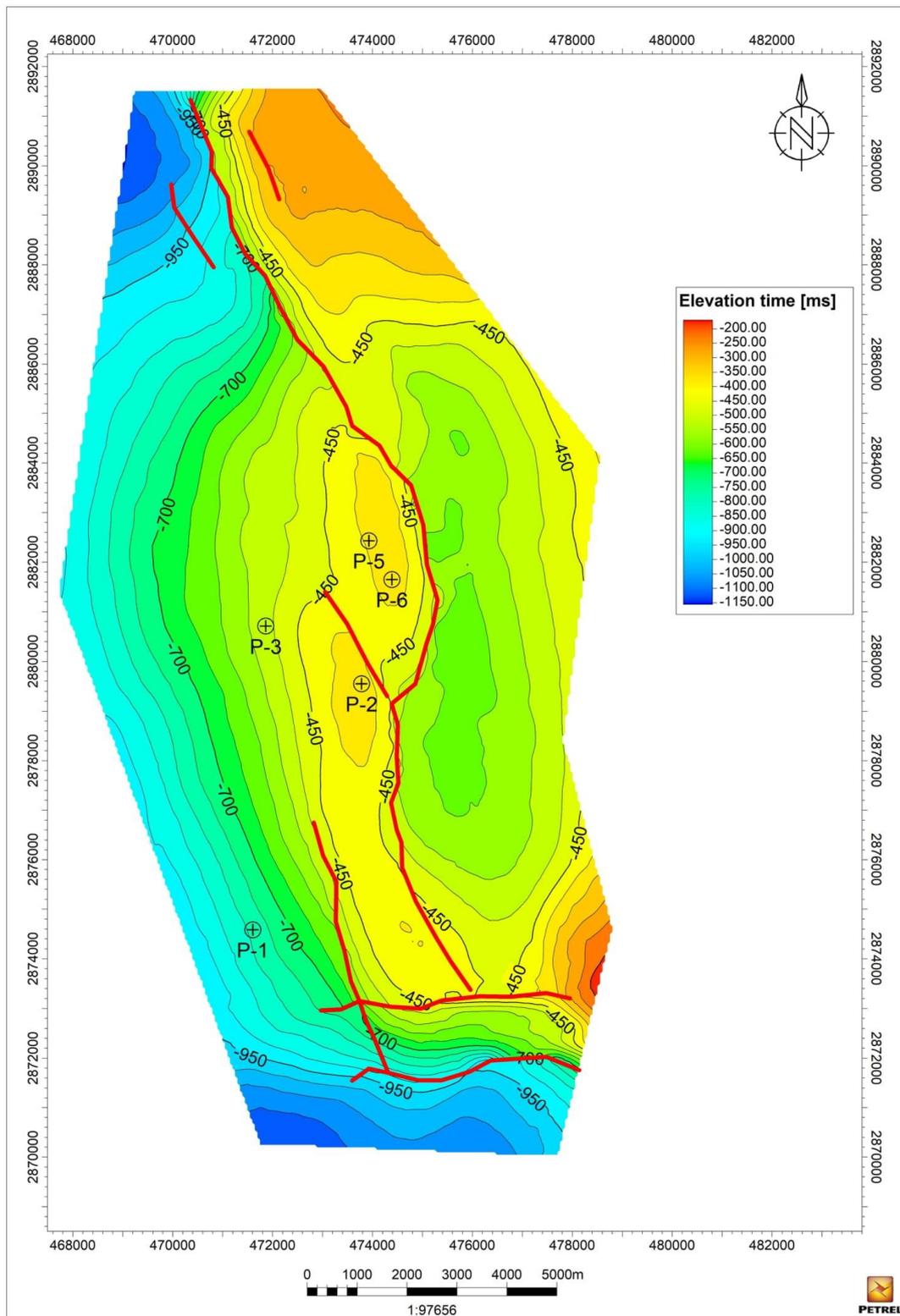


Figure III.3 : Carte en isobathe du toit du Givétien 50m.

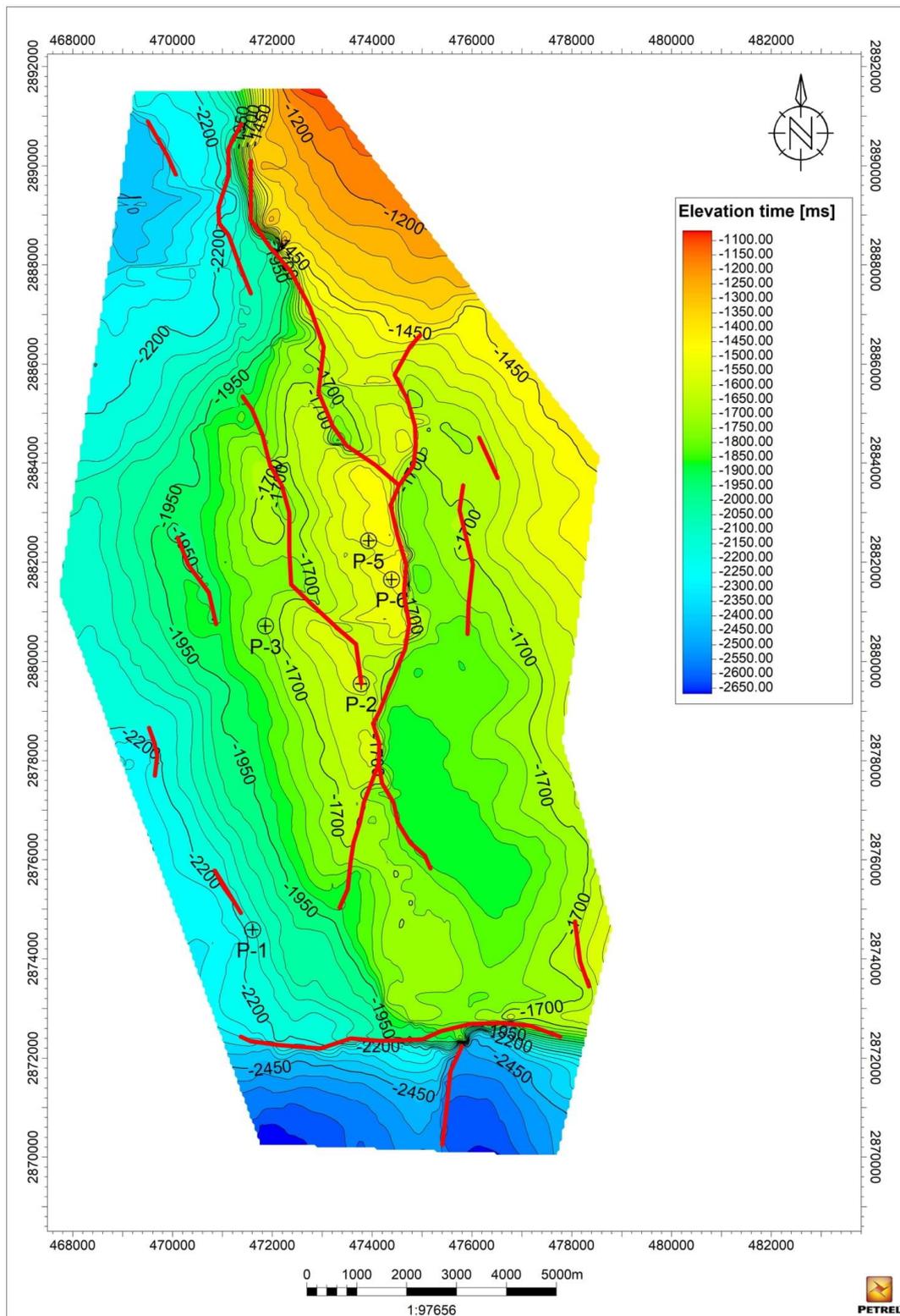


Figure III.4 : Carte en isobathe du toit du l'Ordovicien 50m.

III.4 Interprétation des failles

III.4.1 Types de failles

Une faille est une surface le long laquelle un déplacement appréciable s'est produit. Cette surface peut-être plane ou plane curviligne. [Donal M.ragan, 2009].

La section sismique **inline 478 (Figure II.14)** montre deux failles majeures et une faille mineure qui affectent la région d'étude. Ces failles sont générées à la conséquence des phénomènes tectoniques majeurs liés aux phases de déformations du socle depuis le précambrien, et les travaux sismiques prouvent que cette structuration est due à une tectonique de décrochement paléozoïque et mésozoïque, affectées aussi par la phase tectonique hérité du cycle panafricain. Ces derniers ont donné naissance à des failles de type faille inverse, car les plans des failles plongent sous le compartiment soulevé comme le montre les différentes sections sismiques. De plus ces failles sont des failles synsédimentaires. Les failles inverses forment rarement de grands systèmes tectoniques à elles seules, on les trouve associées le plus souvent à des chevauchements ou des décrochements (zones localement compressive).

III.4.2 Orientation

La représentation des plans de failles majeurs sur la coupe horizontale au niveau de Givétien et de l'Ordovicien, ainsi que les cartes en isochrones et isobathes illustrent des failles qui s'étendent sur le long de cette zone orientée dans la direction Nord-Ouest vers Sud-Est.

III.4.3 Pendage

Le pendage d'une faille est l'angle que fait le plan de faille avec l'horizontale, à partir des données sismiques on a constaté que le pendage des failles qui affectent cette structure a un fort pendage.

III.4.4 Rejet

Le rejet d'une faille est la distance qui sépare deux points qui ont été en contact au paravant. Après avoir localiser et tracer les failles sur les sections sismiques, on peut avoir une idée sur le rejet des failles majeures, et on constate que c'est un rejet important ainsi que les études géologiques de surface qui confirment que le rejet est important.

Failles	Rejet min (m)	Rejet max (m)
F1	200	700
F2	50	100
F3	25	250
F4	75	150
F5	25	150
F6	25	100
F7	25	800
F8	50	400

Tableau III.2 : Rejet de différents failles.

III.5 Interprétation des structures

La carte en isobathe du Givétien et l'Ordovicien des structures fermées, ces structures peuvent donner naissance à deux types de piège d'hydrocarbures.

III.5.1 Piège anticlinal faillé

Ce type de piège est le plus fréquent et le plus important, il constitue la grande majorité des champs géants, c'est aussi le plus facile à détecter par la géologie de surface ou par la sismique. [A. PERRODON, 1985].

Les cartes en isochrones ont été réalisées avec une équidistance de 10 ms en temps double. La cartographie de ces horizons a pour but de donner l'allure structurale de l'Ordovicien et de Givétien.

La **figure III.3** montre une carte en isochrone de la couche Givétienne, utilisée comme nid pour le toit du Dévonien inférieur. Cette figure montre une structure fermée sous la forme d'un anticlinal faillées, qui est affecté par de grandes failles dans le sens Nord-Ouest vers Sud-Est. Cette structure anticlinale est propice à l'accumulation de pétrole et de gaz.

La couverture assurée par les roches argileuses du Dévonien moyen, permet d'emprisonner les hydrocarbures dans le réservoir et d'empêcher la migration des fluides horizontalement et vers la surface. Le piège d'anticlinal faillé est parmi les pièges les plus complexes, et susceptibles à renfermer des quantités appréciables d'hydrocarbures.

La **Figure III.4** montre un pli coffré de direction Nord-Ouest vers Sud-Est. La carte en isochrones au toit de l'Ordovicien montre une seule structure positive. Elle occupe le centre de la région d'étude. Elle est limitée par les failles inverses f1 et f2. La fermeture de la structure S1 est assurée par l'isochrone -1140 ms en temps double avec une amplitude de 145 ms en temps double.

Sur ce pli coffré, on observe un réseau des failles de direction Nord-Ouest vers Sud-Est. Les failles majeures f1, f2 sont de type inverse. La faille f1 est caractérisée par une extension importante qui dépasse 20Km. Le rejet des failles au niveau de l'Ordovicien est très important. Les failles f1 et f2 ont pour rejet 500 ms et 59 ms en temps double

III.5.2 Pièges liés aux failles

Des pièges liés aux failles peuvent être installés, de sorte que la structure soit affectée par des failles inverses. Les failles inverses peuvent recouvrir et piéger les hydrocarbures dans le compartiment inférieur de la faille, ce qui peut générer des pièges liés aux failles. Contient un grand nombre d'hydrocarbures, mais ce type de piégeage reste à explorer dans la zone d'Ahnet. La présence d'hydrocarbures est toujours confirmée par le forage.

La carte en isobathe au toit de l'ordovicien a été réalisée avec une équidistance de 20m. Cette carte reflète la même image structurale que celle observée sur la carte en isochrones au toit de cet horizon. La superficie de cette structure est de **66.5433Km²**. Son amplitude est **320 m**. Le **tableau III.3** résume les caractéristiques de la structure S1 ainsi déterminée.

structure	Superficie (Km ²)	Amplitude (m)	Orientation
S1	66.5433	320	Nord-Ouest vers Sud-Est

Tableau III.3 : tableau représente les caractéristiques de la structure S1.

III.6 La modélisation structurale

Un modèle est une représentation possible d'objets. Le terme « modèle géologique » est difficile à définir puisque sa signification varie selon la spécialité et le domaine d'étude des géologues qui l'utilisent. Pour le géologue structural, un modèle géologique statique est une image possible de la géométrie des failles et des horizons présents dans la région étudiée. [Adeline Parent, 2012].

Le modèle structurel permet de comprendre la structure géologique et facilite la prise de décision. Ce modèle est basé sur le bon sens acquis sur le réservoir et est affiné avec l'ajout de données de production et de nouvelles informations provenant de nouveaux forages. Quel que soit le modèle géologique 3D, l'objectif est toujours le même : utiliser un ensemble de règles et de principes pour maintenir la cohérence des données provenant de diverses sources pour comprendre la géométrie et l'emplacement des structures naturelles.

La **Figure III.6** représente la modélisation des horizons dans le domaine profondeur, illustré dans une fenêtre trois dimensions

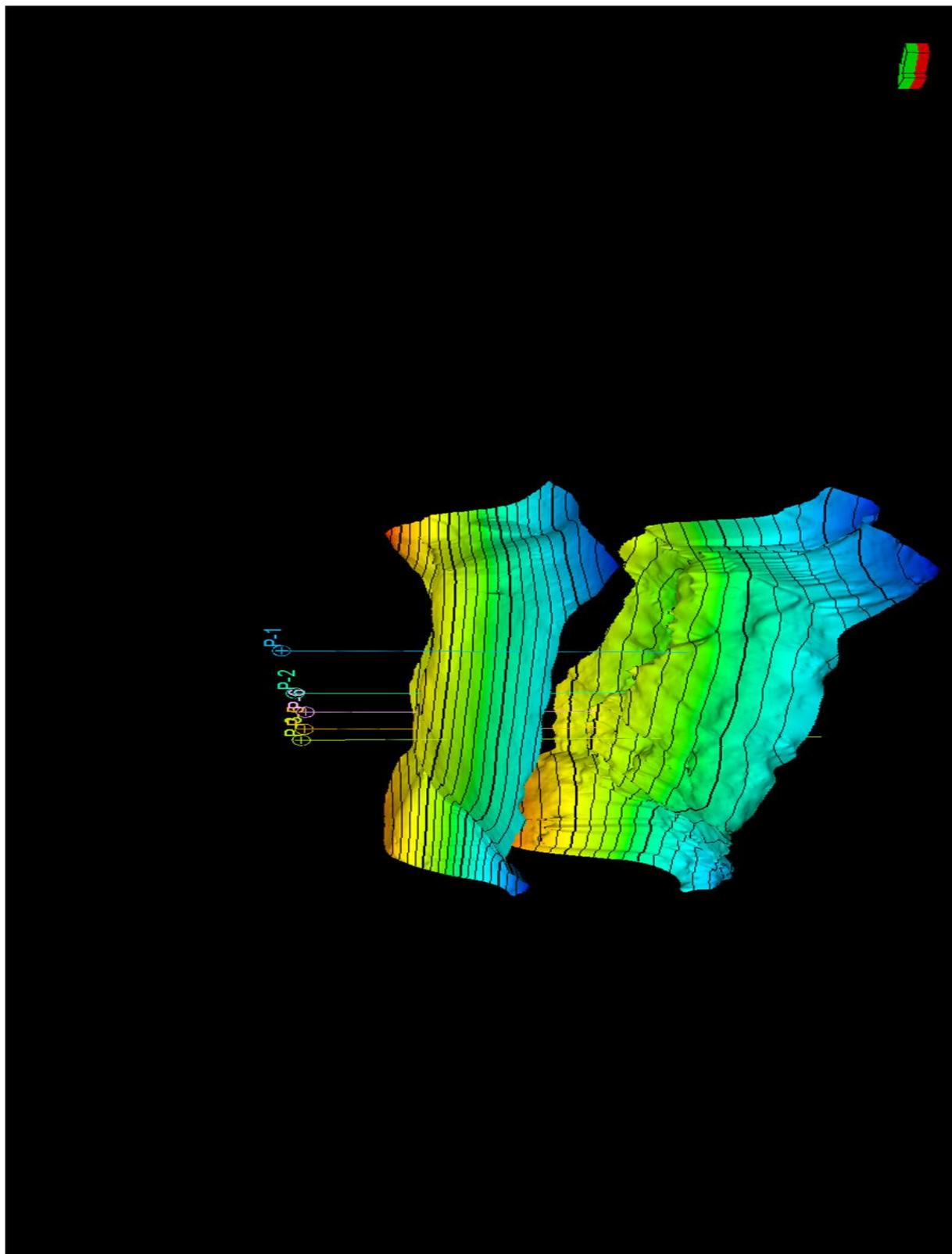


Figure III.6. : Modélisation des horizons dans le domaine profondeur.

III.7 Les résultats de forage

Dans le but d'identifier et d'explorer Oued Tessararet sud (OTS) quatre structures de puits d'exploration, les puits d'exploration ont confirmé l'existence de pétrole et de gaz et ont confirmé l'existence de structures favorables à l'accumulation de pétrole et de gaz par les données sismiques.

Les recherches sismiques 3D qui viennent d'être menées ont ouvert de nouvelles perspectives pour l'avenir et le développement des réserves de gaz naturel de la région. D'une part, la 3D permet une estimation plus précise du volume d'hydrocarbures contenu dans le piège, et d'autre part permet la modélisation structurelle et l'établissement de modèles de réservoir.

Afin de développer le réservoir, de futurs forages peuvent être proposés et implantés dans la zone d'Oued Tessararet sud (OTS), et les forages doivent être forés selon des coordonnées très précises fournies par le comité scientifique qui détermine l'emplacement de ces puits. Généralement, lorsque la structure anticlinale contient du gaz, des puits sont forés au sommet de l'anticlinal pour avoir une très bonne récupération d'hydrocarbures. A proximité de la faille, les fractures et microfailles causées par les principales failles de la zone d'impact d'Oued Tessararet sud (OTS) ont une bonne perméabilité. Le forage peut être effectué au sommet de l'anticlinal pour obtenir une bonne récupération du gaz naturel.

III.8 Conclusion :

D'après l'analyse et l'interprétation des résultats obtenus, nous pouvons dire que la structure positive S1 assure le piégeage structural, car elle est limitée par des failles inverses avec des rejets étanches. La fermeture structurale de S1 est assurée par l'isochrone -1140ms et les résultats des différents forages au toit de la structure S1 confirment cette conclusion.

La région d'étude subit un régime tectonique compressif (phase Hersinienne) qui génère cette structure S1 positif de forme de plis coffré limité par des failles inverses.

Le mécanisme tectonique local de la région d'étude suit le mécanisme et la géodynamique régionale du bassin. Si on fait une comparaison entre la carte structurale du bassin et la région d'étude, on remarque que les failles et les différentes structures ont les mêmes directions et orientations (Nord-Ouest vers Sud-Est).

D'après les résultats des différents forages réalisés dans la zone d'étude, le réservoir Ordovicien dans le bassin de l'Ahnet est caractérisé par des paramètres pétrophysiques faibles (porosité et perméabilité), ce qui pose un problème pour l'implantation de nouveau forage.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le but de ce travail est d'effectuer une modélisation et une interprétation structurelles 3D dans la zone d'Oued Tessararet sud (OTS) pour obtenir une image complète des objets géologiques et mettre en évidence les structures susceptibles pour contenir les hydrocarbures. Par rapport à la sismique 2D, sa fiabilité et son interprétation 3D de la résolution horizontale et verticale nous permettent de déterminer les failles structurales de type anticlinal dans la zone d'Oued Tessararet sud (OTS).

L'interprétation structurale commence par le tracé des horizons et l'identification des failles, pour dresser des cartes isochrones, et pour donner les cartes des horizons dans le domaine temporel. Le modèle de vitesse moyenne produit par traitement sismique permet une conversion temps-profondeur pour obtenir des cartes isobathes. L'interprétation de la carte isobathe basée sur la structure permet de déterminer la fermeture de la structure et son amplitude.

La réalisation et l'interprétation de la carte de structure et la construction du modèle géologique sont réalisées à l'aide d'outils d'intégration et de modélisation. Le logiciel Schlumberger Petrel permet la construction de modèles 3D montrant les failles, les horizons et les réseaux d'attributs placés. En d'autres termes, il permet une interprétation sismique efficace et une modélisation structurelle des attributs et des faciès pour calculer les réserves existantes.

L'interprétation sismique 3D joue un rôle essentiel dans l'élaboration de modèles structuraux, la définition des failles majeures et mineures et la cartographie des horizons Gévitiens et Ordoviciens en trois dimensions. Ce modèle structural nous permet d'atteindre nos objectifs, de réduire les incertitudes et d'optimiser les coûts de développement de notre région. Le forage aux niveaux du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien pour confirmer l'existence de gaz naturel a ouvert une autre perspective pour l'exploration et la production futures de pétrole et de gaz dans le bassin d'Ahnet.

Le modèle structural est la première étape du développement d'un réservoir, et il doit y avoir une grille après cela, permettant l'introduction et l'injection de propriétés pétro-physiques et de données de puits pour construire un modèle appelé modèle de réservoir. Les modèles de réservoirs d'huile jouent un rôle de plus en plus important dans l'industrie pétrolière. Ils sont utilisés tout au long du cycle de vie du gisement pour planifier les recherches complémentaires à mener, optimiser

l'installation de nouveaux puits et surtout estimer les réserves d'hydrocarbures existantes et simuler les perspectives d'exploration. A chaque nouveau puits foré, la quantité d'informations disponibles augmente et complète le modèle de réservoir.

Recommandation

L'analyse des données sismique 3D et les forages montrent que la région d'Oued Tessararet sud (OTS) renferme un potentiel important du gaz. Les ressources sont importantes mais nécessitent une nouvelle approche et des méthodes d'exploration plus adaptées en réduisant les risques, augmenter la production et bien exploiter les réserves.

Dans le but d'avoir une bonne récupération des hydrocarbures des forages peut être effectuée et des permis de développement peuvent être proposés :

- Effectuer des forages au sommet de l'anticlinal pour avoir le maximum de récupération du gaz.
- Localiser les zones fissurées et fracturées causées par les failles majeures dans les réservoirs dans le but d'avoir une meilleure perméabilité et bonne circulation des fluides à l'intérieur du réservoir.
- L'étude sismique stratigraphique peut s'avérer un outil puissant pour déterminer les propriétés pétro-physique des unités de dépôts associées aux roches réservoirs, surtout lorsqu'il s'agit de réservoir à gaz.
- La caractérisation des réservoirs est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physique des réservoirs peut contribuer à caractériser le réservoir grâce aux données sismiques, données de puits et des carottes.
- Le logiciel Schlumberger Petrel offre un processus de maillage pour le modèle structural et injecter les données de puits pour avoir une meilleure architecture de détails des réservoirs, et permet la caractérisation et la simulation de réservoir

Bibliographies

Livres

- **Beuf, 1971** : Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. - Editions SNED, Alger, 464 p.
- **Caby, 1970**: Developments in Precambrian Geology Volume 4, 1981, pages 407-434.
- **J. L-MARI, F. GLANGEAUD, F. COPPENS, 2001** : Traitement du signal pour géologues et géophysiciens, tome 3.
- **J-L MARI, 2001** : traitement de signal pour géologue et géophysiciens, Editions TECHNIP.
- **Kadri et Hacini, 2017** : Évaluation du réservoir de Frasnian Shale, étude de caspuits DAK-1, bassin d'Ahnet, sud algérien.
- **M.Gadallah, R. Fisher, 2009**: Exploration Géophysique pp 85-148 Mamdouh R. GadallahRay Fisher.

Articles

- **PERRODON, 1985** : géodynamique pétrolière, MASSON.ELF.AQUITAINE.
- **Beicip, 1972** : Evolution des réserves.
- **Donald A. Herron, 2011**: First steps in seismic interpretation, SEG Tulsa Oklahoma.
- **Donal M.ragan, 2009** : Structural geology, CAMBRIDGE university press.
- **OZ YILMAZ, 2001**: seismic data analysis (tome 1), SEG

Theses

- **Adeline Parent, 2012** : Modélisation 3D du système pétrolier du bassin nord-est de la Gaspésie, Québec, Canada. Thèse. Québec, Université du Québec, Institut national de la recherche scientifique, Doctorat en sciences de la terre, 276 p.
- **BOUDJEMAA et BEICIP, modifié par B. KADI, 1992** : Evolution structurale de la province triasique (Algérie). - Doct. Univ. Paris VI.

- **Boudjemâa, 1987 et Fabie, 2005** : Evolution structural du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord Oriental. Thèse Doctorat, Uni. Paris-Sud, Orsay.
- **Conrad, J. 1984** : Les séries carbonifères du Sahara central algérien. Stratigraphie, sédimentologie, évolution structurale. univ. De droit, d'économie et des sciences D'Aix Marseille.
- **Thèse doctorat , école des mines de paris , 2006** : Thèse doctorat ,les mud-mounds du Dévonien moyen du bassin de l'Ahnet et ses régions limitrophes (Sud-Ouest algérien) Sédimentologie – Diagenèse, école des mines de paris , 2006 réaliser par Houria MEZLAH

Webographie

- **MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES MINES** :
<https://www.energy.gov.dz/?rubrique=hydrocarbure>

Rapport d'entreprise

- **WEC Algérie, 1995**: Well Evaluation Conference, Schlumberger 1995.