

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



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Géophysique Génie Parasismique et
Phénomènes Aléatoires



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique Pétrolière

Thème :

Interprétation structural des données sismiques 3D
(bassin d'Illizi).

Réalisé par :

BOUCHRIT Yacine

SEFFAH Riad

Suivis par :

Mr.Baouche Rafike, Encadreur (FHC-UMBB)

Mme.Hamida, Co-encadreur (ENAGEO)

Boumerdes : 2021/2022

REMERCIEMENT

Nous remercions tout d'abord "ALLAH" le tout puissant, pour la santé, la volonté, pour clémence qu'il nous a donné durant toutes ces longues années et pour nous avoir donné la force d'accomplir ce travail.

Bien entendu, nous remercions nos familles : nos parents, nos frères et nos amis pour leur amour, leur irremplaçable et inconditionnel soutien.

Nos remerciements vont à notre promoteur Mr.BAOUCHE.R

Nous voudrions aussi remercier tous les enseignants de département Géophysique de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie / Université de Boumerdes.

Nous tenons à remercier notre encadreur Mme.HAMIDA ingénieur au niveau d'Entreprise National de Géophysique-Boumerdes.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail, à tous ceux qui me sont chers

À mes très chers parents, qui jusqu'à présent m'ont toujours soutenu sans conditions, pour leurs amours et pour leurs patience

À toute ma famille, mes frères et mes amis

À mes camarades de la FHC surtout mon cher binôme RIAD

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

BOUCHRIT Yacine

Dédicace

Je dédie ce modeste travail, à tous ceux qui me sont chers

À mes très chers parents, qui jusqu'à présent m'ont toujours soutenu sans conditions, pour leurs amours et pour leurs patience

À toute ma famille, mes frères et mes amis

À mes camarades de la FHC surtout mon cher binôme YACINE

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

SEFFAH Riad

Table des matières

Liste des figures, Liste des tableaux, Liste des Organigrammes et Nomenclatures.

Introduction générale :	1
-------------------------------	---

Chapitre I : Présentation de la région d'étude.

I.1 La situation géographique et géologique :	2
I.1.1 Cadre géographique de bassin d'Ilizi :	2
I.1.2 Cadre géologique de bassin d'Ilizi :	3
I.1.2.1 Aspect tectonique :	4
I.1.2.2 Aspect structurale :	6
I.1.2.3 Aspect stratigraphique :	9
I.2 Le système pétrolier :	13
I.2.1 Les roches mères :	13
I.2.2 Les roches réservoirs :	13
I.2.3 Les roches couvertures :	13
I.2.4 Le piégeage des hydrocarbures :	14

Chapitre II : Acquisition et Traitement des données.

II.1 Introduction :	15
II.2 Paramètres d'acquisition :	15
II.2.1 Description de la méthode utilisée :	15
II.2.2 La taille de l'étude :	16
II.2.3 La couverture :	17
II.2.4 Les dimensions du BIN:	17
II.2.5 L'azimut :	18
II.2.6 Notion d'offset:	19
II.2.7 Paramètres de Tir:	20
II.2.8 Paramètres de réception:	20
II.3 Séquences de Traitement :	20
II.3.1 Compensation des pertes d'énergie :	21
II.3.2 Démultiplexage:	21
II.3.3 Corrections statiques :	22
II.3.4 Le filtre passe bande :	23
II.3.5 Filtrage des bruits aléatoires :	23
II.3.6 Déconvolution avant sommation :	24

II.3.7 La mise en CDP:.....	24
II.3.8 Analyse de vitesses :	24
II.3.9 Les corrections dynamiques (NMO):	24
II.3.10 Corrections statiques résiduelles :	25
II.3.11 La déconvolution :	26
II.3.12 La migration (Post Stack) :.....	26
II.3.13 Résumé des différentes étapes de traitement.....	26
II.4 La qualité des données sismiques :	27
II.5 Conclusion :	29

Chapitre III : Présentation des données et Introduction à l'utilisation de logiciel « Petrel ».

III.1 Présentation des données utilisées :.....	30
III.1.1 Les données sismiques :.....	30
III.1.1.1 Le plan de position :.....	30
III.1.1.2 Le cube sismique :	31
III.1.2 Les données de puits :.....	32
III.1.2.1 Le carottage sismique (check shots) :	32
III.1.2.2 Le profil sismique vertical (PSV) :	33
III.1.2.3 Les tops des puits (well tops) :	36
III.1.2.4 Les logs de diagraphie :.....	37
III.1.3 Les données géologiques :	38
III.1.3.1 La fiche stratigraphique :.....	38
III.2 Introduction à l'utilisation de « Petrel »:.....	39
III.2.1 Présentation de logiciel :.....	39
III.2.2 Les avantages de Petrel :.....	40
III.2.3 L'Interface de Petrel :.....	41
III.2.3.1 Les Fenêtres principales :.....	41
III.2.3.2 Les Eléments principaux :	44
III.2.4 Création d'un nouveau projet :	46
III.2.5 L'importation des données :.....	46
III.2.5.1 Choix du système de coordonnée :	47
III.2.5.2 Chargement des données sismiques (3D Seismic Data) :	48
III.2.5.3 Chargement des données des puits (Well Data) :	51

Chapitre IV : Interprétation des données sismiques et réalisation des cartes.

IV.1 Introduction :	57
---------------------------	----

IV.2 L'interprétation des données sismiques :	57
IV.2.1 Les étapes d'interprétation :	59
IV.2.1.1 Choix des horizons :	59
IV.2.1.2 Calage et identification des horizons :	60
IV.2.1.3 Corrélation des horizons et identification des failles :	62
IV.2.1.4 Chronométrage :	67
IV.2.2 Les problèmes rencontrés dans l'interprétation :	68
IV.3 Réalisation des cartes :	69
IV.3.1 Etablissement des cartes en iso-valeurs :	69
IV.3.1.1 Les cartes en isochrones (en temps):	69
IV.3.1.2 Les cartes en isovitesses :	73
IV.3.1.3 Les cartes en isobathes (en profondeur) :	76
IV.3.2 Interprétation et description des cartes	79
IV.3.2.1 Description des cartes en iso-valeurs	79
IV.3.2.2 Interprétation des failles et des structures	80
Conclusion générale :	82
Bibliographies	83

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007).....	2
Figure I.2 : Situation géologique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).....	3
Figure I.3 : Esquisse structurale schématique de la synéclyse Est Algérienne (Document Sonatrach).....	6
Figure I.4 : Schéma structural du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).....	8
Figure II.1: Le design 3D (swath shooting).....	15
Figure II.2 : Distribution des azimuts dans le bin.....	18
Figure II.3 : Description de quelques éléments d'acquisition. 3D.....	19
Figure II.4 : Exemple de quelques enregistrements bruts.....	20
Figure II.5: Présentation de correction statique.....	22
Figure II.6 : L'effet de correction dynamique.....	25
Figure II.7: Exemple de section sismique.....	28
Figure III.1: Plan de position sur Petrel.	30
Figure III.2: Le cube sismique sur Petrel.....	31
Figure III.3: La section sismique.....	32
Figure III.4: Tableau de check shots de puits.....	33
Figure III.5: Enregistrement d'un PSV.....	34
Figure III.6: La courbe temps-profondeur au niveau du puits.....	35
Figure III.7: Well tops (ENAGEO).....	36
Figure III.8: Les logs composites.....	38
Figure III.9 : La fiche stratigraphique de la région d'étude (document sonatrach).....	39
Figure III.10 : L'édition officielle de petrel.....	40
Figure III.11 : L'interface de petrel.....	41
Figure III.12 : Explorateur de projet.....	42
Figure III.13 : Diagramme de processus.....	43
Figure III.14 : Les fenêtres principales d'interface de Petrel.....	43
Figure III.15 : Les éléments principaux d'interface de Petrel.....	44
Figure III.16 : Système de coordonnées.....	47
Figure III.17 : Insertion des données sismiques.....	48
Figure III.18 : L'ouvre de boîte de dialogue.....	49

Figure III.19 : Choix de type de format.....	50
Figure III.20 : Ouvrir une fenêtre 3D.....	50
Figure III.21 : Les en-têtes des puits.	51
Figure III.22 : Les puits à fenêtre d’explorateur.....	51
Figure III.23 : Les positions des puits dans la fenêtre 2D.....	52
Figure III.24 : Check shots à fenêtre d’explorateur.....	52
Figure III.25 : Les puits avec check shots à fenêtre 3D.....	53
Figure III.26 : Les logs des diagraphies de chaque puits.....	54
Figure III.27 : les tops à fenêtre d’explorateur.....	55
Figure III.28 : Les tops placés avec les logs et la corrélation entre eux dans tous les puits...55	
Figure IV.1 : La sismique du projet étudié.....	57
Figure IV.2 : Les horizons qui sont choisies.....	59
Figure IV.3 : Identification des horizons sur les puits.....	60
Figure IV.4 : Le calage au niveau des puits.....	61
Figure IV.5 : Le calage à partir de film synthétique.....	62
Figure IV.6 : La corrélation au niveau des puits.....	63
Figure IV.7 : La corrélation des horizons à la section inline.....	63
Figure IV.8 : La maille complète de corrélation d’un horizon.....	64
Figure IV.9 : Les horizons et les failles interprétées dans la fenêtre de processus.....	65
Figure IV.10 : L’identification des failles sur les horizons interprétées.....	65
Figure IV.11 : Réseau de failles sur la maille de corrélation.....	66
Figure IV.12 : Les ruptures des horizons présentées dans une section.....	67
Figure IV.13 : Un horizon en 3D après la corrélation.....	68
Figure IV.14 : création d’une carte par l’utilities.....	69
Figure IV.15 : La fenêtre de Map Windows.....	70
Figure IV.16 : Carte en isochrone Strunien F2.....	71
Figure IV.17 : Carte en isochrone Siluro-Dévonien-F6 unité C3.....	71
Figure IV.18 : Carte en isochrone Odovicien-unit-IV-3.....	72
Figure IV.19 : Carte en isochrone Socle.....	72
Figure IV.20 : Carte en isovitesse Strunien F2.....	74

Figure IV.21: Carte en isovitesse Siluro-Dévonien-F6 unité C3.....	74
Figure IV.22: Carte en isovitesse Odovicien-unit-IV-3.....	75
Figure IV.23: Carte en isovitesse Socle.....	75
Figure IV.24: Carte en isobathe Strunien F2.....	77
Figure IV.25: Carte en isobathe Siluro-Dévonien-F6 unité C3.....	77
Figure IV.26: Carte en isobathe Odovicien-unit-IV-3.....	78
Figure IV.27: Carte en isobathe Socle.....	78
Figure IV.28 : Failles et structures sur la carte isobathe.....	80

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Phases tectoniques majeures reconnues dans la plateforme Saharienne.....	5
Tableau I.2 : Colonne stratigraphique du bassin d' Illizi (Document Sonatrach).....	12
Tableau II.1: paramètres d'acquisition du Template (Document ENAGEO).....	16
Tableau II.2 : Les paramètres de couvertures calculées (Document ENAGEO).....	17
Tableau II.3 : les dimensions de Bin (Document ENAGEO).....	18
Tableau II.4 : valeurs des différents offset (Document ENAGEO).....	19
Tableau III.1 : Les formats d'importation des données.....	48

Liste des Organigrammes

Organigramme II.1: Les étapes principales de traitement.....	27
Organigramme IV.1 : les différentes étapes de l'interprétation.....	58

Nomenclatures

2D : deux démenions.	PSV : es profils sismiques vertical.
3D : trois démenions.	CDP: Common Depth Point.
DMO: Dip Move out.	DP: Datum Plane
AVO: Amplitude Variation with Offset.	NMO: normal move out.
SEG: Society of Exploration Geophysicists.	

Introduction générale :

Introduction générale :

La méthode géophysique la plus utilisée en exploration pétrolière est la méthode sismique. La mise en œuvre la plus répandue est celle de la couverture multiple en sismique réflexion, cette technique donne une image du sous-sol en deux ou trois dimensions (3D ou 2D). Comme toutes les méthodes de prospection géophysique, la sismique comporte trois phases : l'acquisition des données ou travail de terrain ; le traitement de l'information et l'interprétation. Elles sont égales en importance, la qualité du résultat final dépend de leur bonne exécution. Après l'indication de temps que l'onde a pris pour parcourir un aller-retour et en connaissant la vitesse de propagation de l'onde, on peut ainsi avoir une idée de la position où l'onde s'est réfléchi. Après traitement, ces informations sont donc corrélées afin d'établir une image du sous-sol que l'on nomme une image sismique. Une image sismique est une représentation volumique visuelle du sous-sol obtenue par enregistrement des échos d'une onde acoustique traversant le sol.

L'interprétation sismique est la capacité de savoir lire et décoder un enregistrement sismique. Elle est d'abord basée sur une procédure visuelle spécifique de l'image qui constitue une coupe géologique. L'interprétation sismique, ou interprétation sémantique d'une image sismique, est une étape de la chaîne de l'exploration pétrolière qui vise à analyser des données sismiques en vue de générer des modèles et des prédictions sur les propriétés et la structure du sous-sol.

Le bloc sismique étudié est d'une région de bassin d'Illizi, objet de cette étude, est l'interprétation des données sismiques focalisée sur quatre objectifs, le Strunien, le Dévonien, l'Ordovicien et le Socle, a été réalisée dans le but d'établir les différentes cartes en isochrones, en isovitesse et en isobathes et de construire le modèle structural. Les séquences d'interprétation ont été exécutées sur la station Petrel, l'outil informatique qui facilite la tâche de l'interpréteur et qui fournit aujourd'hui via ses modules et ses techniques une interaction souple entre les données et l'utilisateur.

Ce mémoire est articulé selon quatre chapitres, le premier chapitre est une présentation géologique de la région d'étude. Le deuxième présente un relevé et une récapitulation sur la mission d'acquisition et les séquences de traitement sismiques. Un troisième chapitre qui présente les données utilisées et regroupe la description du logiciel Petrel et son utilité dans l'exploitation des données sismiques. Dans le dernier chapitre, il y a les procédures d'interprétation structurale des données sismiques, la réalisation des différentes cartes et leur interprétation et description des structures, avant de finir par une conclusion générale.

Chapitre I :
Présentation de la région
d'étude.

I.1.2 Cadre géologique de bassin d'Ilizi :

Le bassin d'Ilizi d'une superficie de 108 424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %.

Ce dernier est limité :

- Au Sud par les affleurements cambro-ordoviciens du Tassili N'Ajjer.
- A l'Est par le môle Tihemboka, qui le sépare du bassin de Hamra (Libye).
- A l'Ouest la dorsale d'Amguid El Biod le séparant du bassin de Mouydir.
- Au Nord, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine.

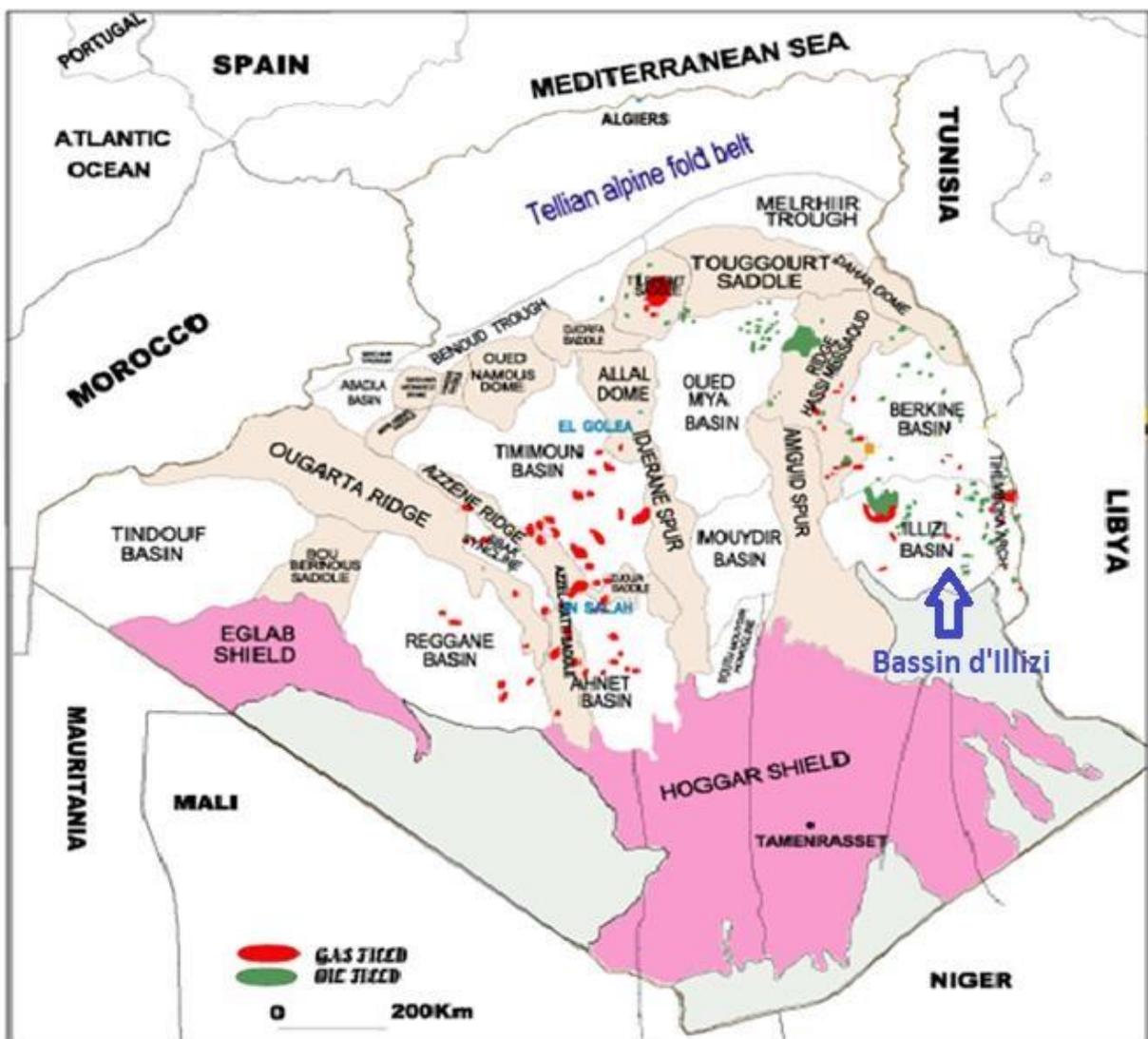


Figure I.2 : Situation géologique du bassin d'Ilizi (Document Sonatrach).

I.1.2.1 Aspect tectonique :

Les mouvements tectoniques affectant la région durant la fin du Silurien et à travers le Dévonien inférieur ont participé à l'individualisation du bassin d'Illizi.

Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi se sont déroulés :

- Du Précambrien terminal-Cambrien inférieur : événement panafricain .
- A l'Ordovicien supérieur : phase taconique du Silurien supérieur .
- Au Dévonien inférieur : phase calédonienne .
- Au Dévonien supérieur : phase frasnienne .
- Au Carbonifère - Permien : phase hercynienne .
- Au Crétacé inférieur (Aptien) : phase autrichienne .
- Au Tertiaire (Eocène) : phase pyrenienne .

Ces différentes phases tectoniques, (compressives et distensives) se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

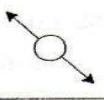
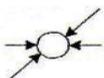
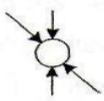
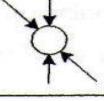
PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Tableau I.1 : Phases tectoniques majeures reconnues dans la plateforme Saharienne.

I.1.2.2 Aspect structurale :

Le bassin d'Ilizi ne représente qu'une entité de la plate forme Saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins infra-cratoniques stables de type synéclyse qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest :

Les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf (Algérie). L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Ilizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600 Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinhert. A son extrême sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

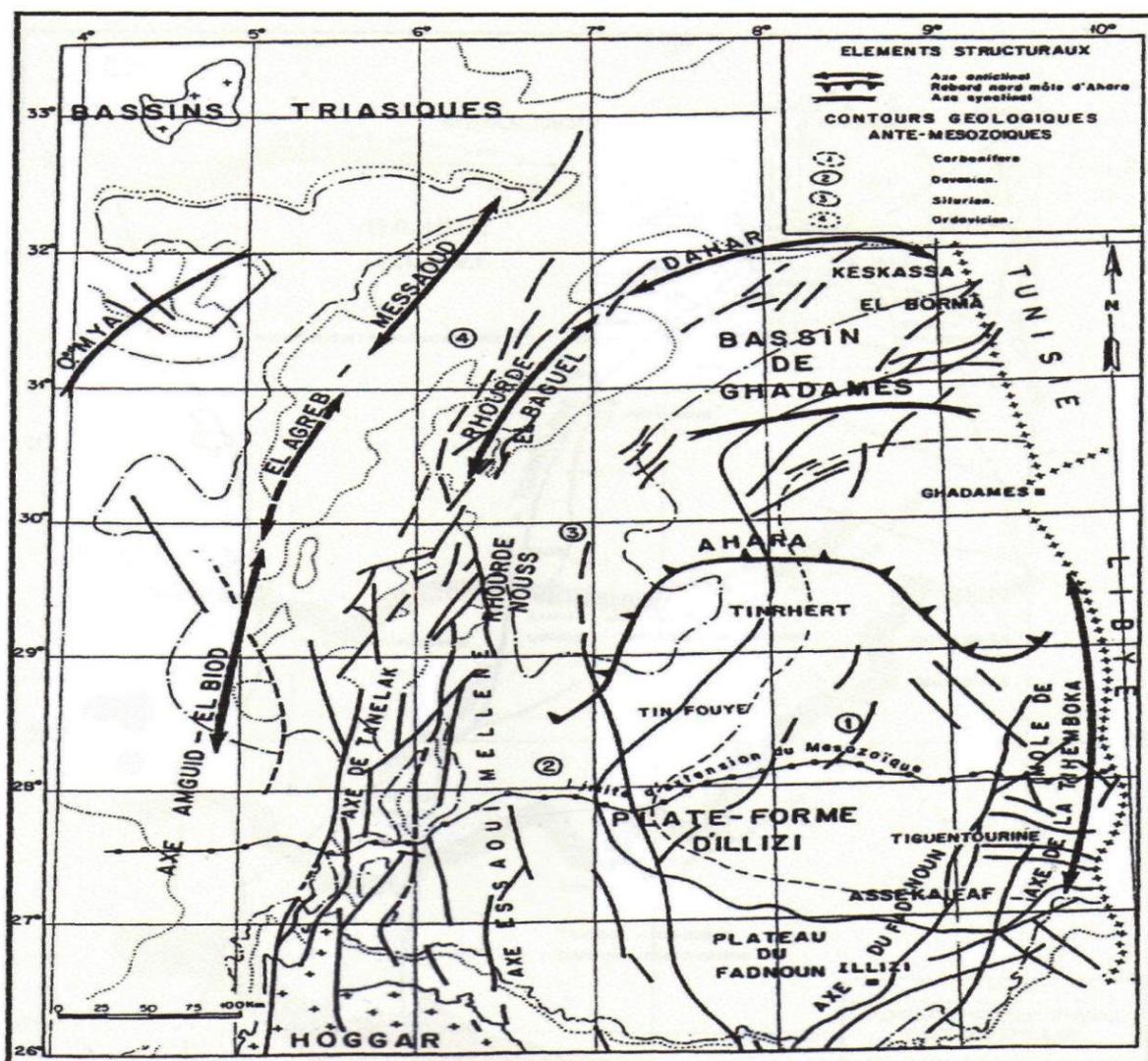


Figure I.3 : Esquisse structurale schématique de la synéclyse Est Algérienne (Document Sonatrach).

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est :

- L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.
- L'axe de Tan Elak.
- L'axe d'Essaoui Méllene.
- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- L'axe de Fadnoun.
- L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés de failles importantes dues au rejet de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin .

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

- **A l'ouest**, la région d'Amguid El Biod comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.
- **Au centre**, le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E.W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.
- **A l'Est**, le môle de Tihemboka s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière AlgéroLibyenne (cette région montre un style structural différent de précédente) est caractérisé par trois directions de failles méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs, NW-SE à WNW-ESE et NE- SW pour les accidents secondaires.

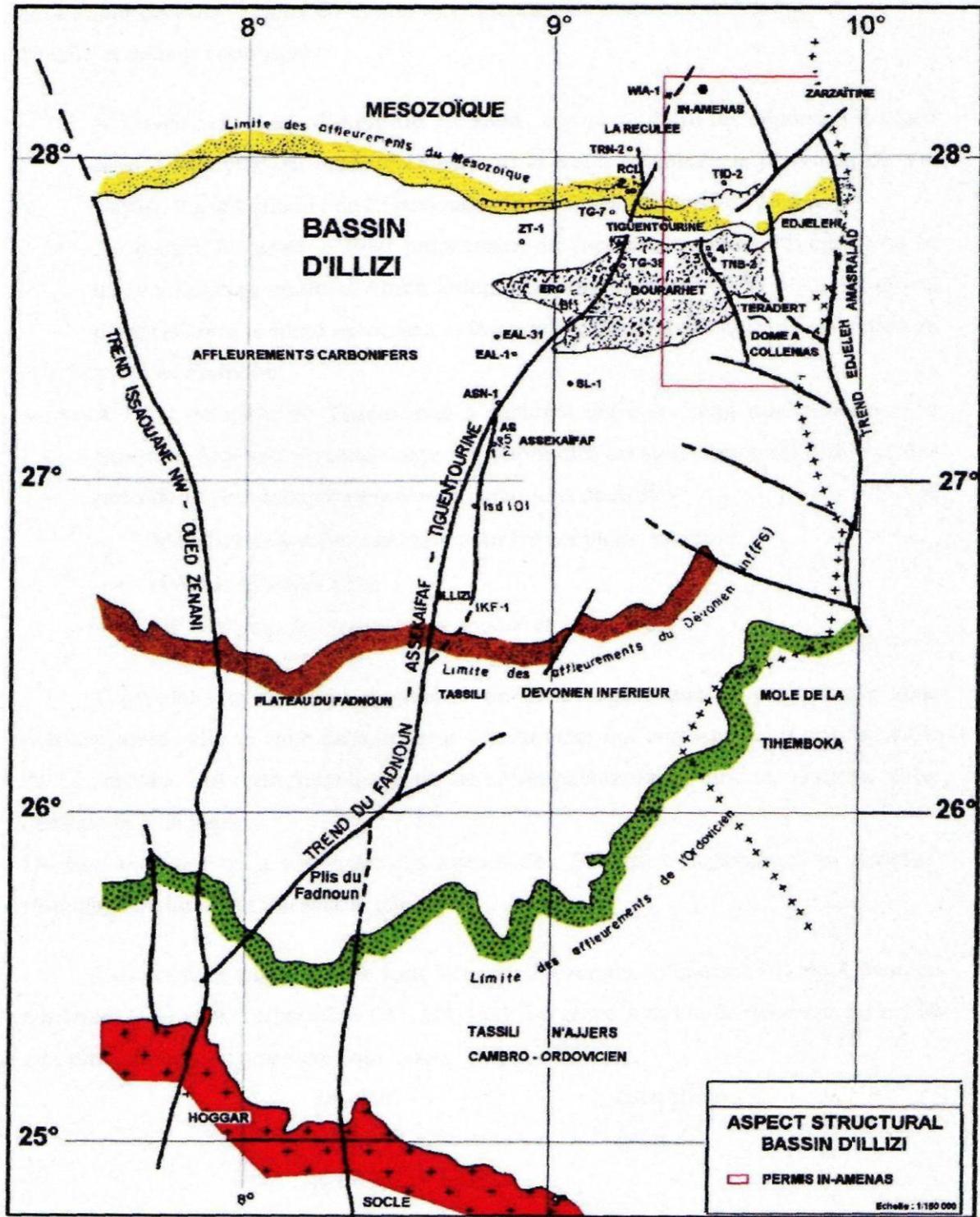


Figure I.4 : Schéma structural du bassin d'illizi (Document Sonatrach).

I.1.2.3 Aspect stratigraphique :

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose en discordance majeure sur la surface Infratassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques. La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains Paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries Paléozoïques Tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963) et Biju –Duval et Al, (1963 ,1971). Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires. La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

a) Le Paléozoïque:

❖ Le Cambrien :

IL est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

➤ **L'unité I** : (conglomérats d'EI Moungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.

➤ **L'unité II** : sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

❖ Ordovicien :

A l'échelle du bassin d'Ilizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

➤ **L'unité III-1** : son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

➤ **L'unité III-2** : formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

➤ **L'unité III-3** : son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

➤ **L'unité IV** : son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend:

- L'unité IV-2 qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés.
- L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse.

❖ **Le Silurien :**

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

➤ Formation de l'Oued Imirhou formée d'argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.

➤ Zone de passage (unité M) formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance de grés, d'argile et de silt ; les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.

➤ Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 ; il s'agit de grés fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.

➤ Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 ; son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

❖ **Le Dévonien :**

A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

➤ La barre moyenne (unité C1) au réservoir F6 d'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.

➤ Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grés et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvio -estuarien.

➤ La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique. Le dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki ne sont représentées d'une manière générale que par le réservoir F2

appelée formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grès fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40 à 70 m.

❖ Le Carbonifère :

Dans le bassin d'Ilizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseux (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B2 B12.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

b) Le Mésozoïque:

Le Mésozoïque repose en discordance sur le Paléozoïque, il est plus développé au Nord ou l'épaisseur peut atteindre 100 mètres, formé essentiellement de dépôts marins évaporitiques et Fluvio-deltaïques (grès, barres de dolomie calcaires, et argile versicolore) qui vont de Trias au Sénonien, l'affleurement Mésozoïque est rencontré à partir de la région de Zarzaïtine à l'Est.

c) Le Cénozoïque :

Les dépôts tertiaires relativement réduits, n'affleurent qu'au Nord-Ouest du bassin au niveau de Hamada et Tinhert. L'ensemble est recouvert par des sables éoliens Quaternaires constituant :

- L'erg Issaouane Nord Tifernine.
- L'erg Issaouane Nord Irrarene.
- L'erg Bourarhet.

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION	Système pétrolière			
						Roche mère	Roche réservoir	Roche couverture	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile.				
		TURONIEN	CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile.				
			MARNEUX						
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.				
			IN-AKAMIL						
		ALBIEN	TAOURATINE SUPÉRIEUR	71	Grès, argile.				
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie				
	BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.					
	NEOCOMIEN + MALM		188	Intercalations de sable et d'argile. Traces de lignite.					
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPÉRIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite				
LIAS		99		Alternance de sable et de grès. Présence de dolomie et pyrite					
TRIAS		ZARZAITINE INFÉRIEUR		30	Argile, grès.				
		discordance hercynienne							
PALEOZOIQUE	CARBO-NIFERE	WISEEN & TOURNAISIEN	SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.		F2		
	DEVONIEN	SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	SÉRIE DE LA GARA MAS-MELLOUKI	65	Argile, grès.		F4	
			SERIE ARGILEUSE discordance frasienne		154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire		F5	
		INF	UNITÉ C3 - I	BARRE SUPÉRIEURE	10	Grès, argile. Pyrite			
			UNITÉ C2 - II	TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.			
			UNITÉ C1 - III	BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.			
	GOTHLANDIEN	GOTHLANDIEN ARGILO-GRESEUX	RESERVOIR "F6"	UNITÉ B2 - IV-V	TALUS A	60	Grès, argile.	F6	
				UNITÉ B2 - VI	TIGILLITES	17	Grès.		
				UNITÉ B1 - VII		74	Grès, argile.		
			UNITÉ A - VIII	BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.			
			UNITÉ M2 - IX	FORMATION D'ATAFAITAF	54	Argile, grès.			
			UNITÉ M1 - X		56	Grès, argile.			
		GOTHLANDIEN ARGILEUX		195	Argile avec passées de grès au sommet.				
	CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITÉ IV - 3	"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.		IV - 2/3		
		UNITÉ IV - 2		24	Argilo-gréseux.				
		UNITÉ III - 3	FORMATION D'IR TAHOUTE	17	Grès, argile. Tigillites.		III-3		
		UNITÉ III - 2	"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzitique. Tigillites.		II + III-2		
SOCLE					Roches éruptives (gabbro).				

Tableau I.2 : Colonne stratigraphique du bassin d'Ilizi (Document Sonatrach).

I.2 Le système pétrolier :

I.2.1 Les roches mères :

Les deux systèmes pétroliers du Bassin d'Illizi sont associés aux roches mères du Silurien argileux et du Dévonien moyen à supérieur. Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien très riche en matière organique ont généré des hydrocarbures. Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile) dans la région d'étude.

Le taux de COT (Carbone organique total) de cette roche mère dans le bassin d'Illizi va de 1 à 11%. Les argiles les plus riches en COT se localisent à Tin Fouyé et vers la partie méridionale (Région de Fadnoun), tandis que les plus pauvres sont situés à l'Est et à l'Ouest, dans le môle de Tihemboka et Maouar.

La genèse des hydrocarbures, dépend de la transformation de la matière organique des roches mères au cours de l'enfouissement, contrôlé par deux types de subsidences, tectoniques et sédimentaires. Il est bien admis que le bassin d'Illizi a subi deux cycles d'enfouissement séparés par la discordance hercynienne, marquant un arrêt de l'enfouissement.

➤ Le premier cycle d'enfouissement s'est achevé à la fin du Carbonifère supérieur a généré de l'huile et très peu de gaz.

➤ Le deuxième cycle d'enfouissement commence au Trias et s'est achevé au Crétacé. Et a généré du gaz, cette phase de génération est importante dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi.

I.2.2 Les roches réservoirs :

Les principaux réservoirs qui caractérisent le bassin d'Illizi sont :

- Le Cambro-Ordovicien est représenté par les unités IV, III et II.
- Le Silurien argilo-gréseux est représenté par (les unités M, A, B(F6)).
- Le Dévonien inférieur est représenté par (les unités C1, C2etC3etF4).
- Le Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et le Carbonifère.

I.2.3 Les roches couvertures :

Les roches couvertures de nature argileuse ou évaporitique extrêmement imperméables qui empêchent la migration des hydrocarbures renfermés dans les roches réservoirs. Dans le bassin d'Illizi et à Tiguentourine ces roches couvertures sont :

- Les argiles du Silurien, assurant la couverture des réservoirs cambro -ordoviens.
- La série argileuse du Dévonien supérieur (Frasnien et Fammenien), assurant l'étanchéité des réservoirs dévonien inférieur (F6 (unités C), F4 et F5)).

➤ Les argiles du Carbonifère représentant la couverture des réservoirs Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et Carbonifère.

I.2.4 Les pièges des hydrocarbures :

L'existence d'une roche mère responsable de la génération des hydrocarbures, associée à des roches réservoirs poreuses et perméables piégeant les fluides et une couverture imperméable indispensable pour garantir l'étanchéité. A toutes ces conditions s'ajoutent un paramètre indispensable qui est le piège, lui seul capable d'arrêter la migration des hydrocarbures. Il existe plusieurs types de pièges :

➤ Les pièges structuraux liés à la déformation des couches sédimentaires, des anticlinaux (plis) et des plis-faillés.

➤ Les pièges stratigraphiques définis comme des zones de variation latérale de faciès, représentés par le contact entre deux roches de natures différentes (grés/argile).

➤ Les pièges mixtes qui sont la combinaison entre le piège stratigraphique et structural. Ce sont généralement des pièges sous discordance.

Dans la région d'étude la majorité des pièges sont souvent de type structural qui correspond à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation NS, NW-SE et WNW-ESE néanmoins un autre type de piégeage pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre d'In Amenas en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

Chapitre II :
Acquisition et Traitement
des données.

II.1 Introduction :

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.

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.

II.2 Paramètres d'acquisition :

II.2.1 Description de la méthode utilisée :

La méthode utilisée pour le design 3D est le **swath shooting**. Dans ce type de géométrie, les sources line sont disposées à la direction X-line (orthogonalement) des lignes réceptrices, la direction des sources est choisie conformément à celle du pendage structural régional.

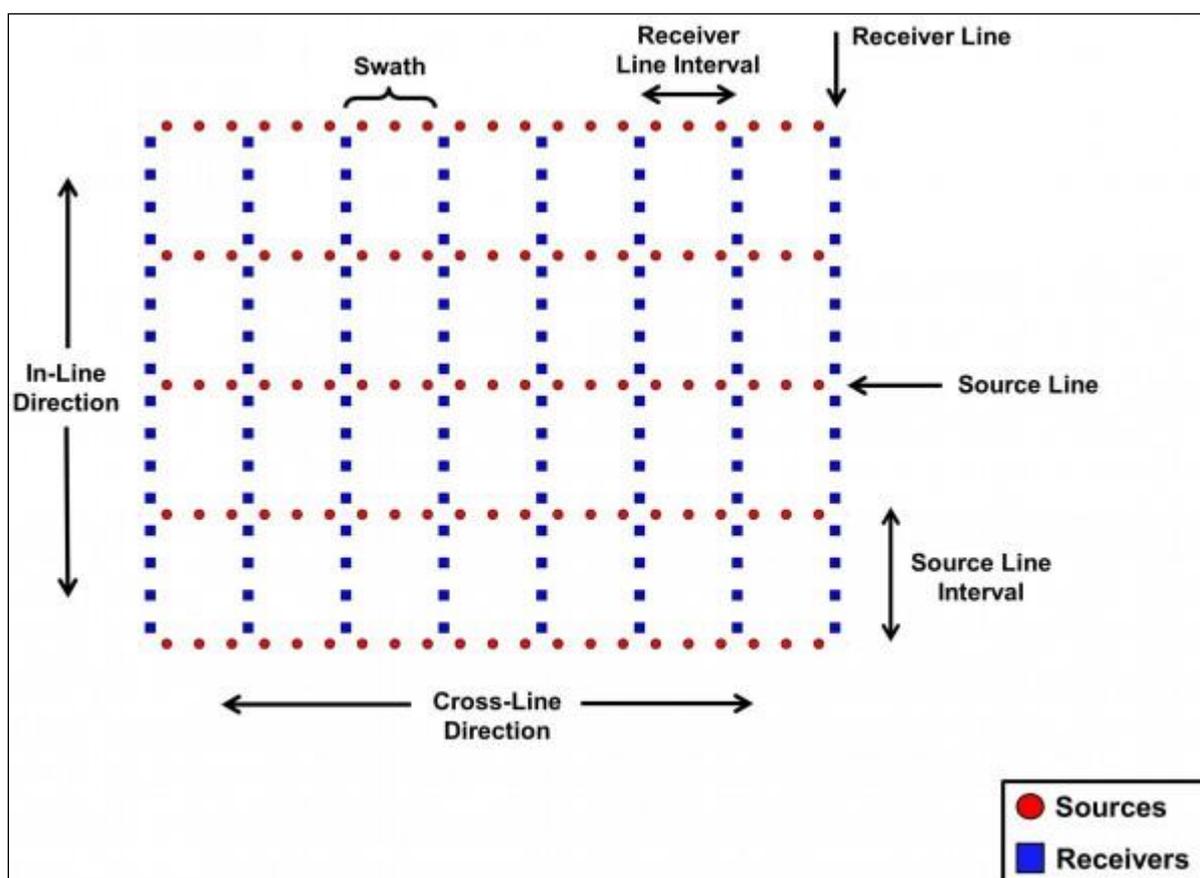


Figure II.1: Le design 3D (swath shooting).

❖ Les avantages de cette géométrie sont :

- Une bonne distribution d'offset.
- Une mise en œuvre facile (5VP's alignés avec un léger déplacement des vibrateurs).
- Un minimum d'équipement (câble, géophones et boîtiers...) en mouvement: pose et ramasse sur une ou 2 lignes au maximum selon le nombre salvo exploités.

❖ Les inconvénients:

- La méthode se caractérise par une mauvaise distribution des azimuts.
- La présence du phénomène de la redondance (doublement des Offsets pour le même bin).

II.2.2 La taille de l'étude :

a) la Migration Aperture:

L'ouverture de migration ou Migration Aperture est une frange spatiale bordant la grille (Swath shooting). Cette frange s'avère utile pour prendre en charge les effets de bord naissant après migration et ce, même en cas de faible pendage.

b) Fold Taper:

C'est la zone d'extension nécessaire à la construction de la couverture exigée.

Information De Template	
Nombre de ligne réceptrice en Template	12
Nombre de récepteurs par ligne	120
Nombre de récepteurs en Template	1920
Nombre de tirs par Salvo	5
Roulement de cross lignes en Template(m)	250
Information De Template	
Totale de lignes réceptrices	80
Intervalle entre récepteurs (m)	50
Intervalle entre lignes réceptrices (m)	250
Orientation de ligne réceptrice	66.7°
Nombre de récepteurs actifs	33433
Densité de la réception (st/km ²)	80
Longueur total (m)	1666.25
Information De Source	
Totale de Lignes de tirs	70
Intervalle entre tirs (m)	50
Intervalle entre sources line (m)	250
Orientation de source line	156.7°
Nombre de tirs actifs	33395
Nombre de tirs	33395
Densité de tirs (tirs/km ²)	80
Longueur totale (km)	1666.25

Tableau II.1: paramètres d'acquisition du Template (Document ENAGEO).

II.2.3 La couverture :

En prospection sismique 3D, on définit deux types de couvertures selon les deux directions X-line et Cross-line. Mais la notion de couverture reste la même, c'est en effet le nombre de fois qu'un bin est atteint par des énergies sismiques de trajets différents. Il est à noter également qu'en 3D la couverture est généralement mieux par rapport à celle de la sismique classique, elle se situe généralement aux environs de 30.

❖ Couverture longitudinale (Inline Fold):

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$C_L = (\text{Nombre de récepteur par ligne} * \text{Intervalle entre récepteurs}) / 2 \text{ SLI}$$

❖ Couverture transversale (Cross line Fold):

Elle est donnée par la relation suivante :

$$C_{tr} = (\text{Totale de lignes réceptrices} * \text{Intervalle entre tirs}) / 2 \text{ RLI}$$

❖ Couverture totale :

Elle n'est que le produit des deux couvertures :

$$C_{3D} = C_{tr} * C_L$$

Information Du Couverture	
Couverture longitudinale maximale	12
Couverture transversale maximale	8
Couverture longitudinale nominale	12
Couverture transversale nominale	8
Couverture maximale	96
Couverture nominale	96

Tableau II.2 : Les paramètres de couvertures calculées (Document ENAGEO).

II.2.4 Les dimensions du BIN:

C'est l'équivalent du CDP en 2D. Il regroupe les informations concernant un point de réflexion se situant théoriquement au centre d'un volume élémentaire du sous-sol. La surface à cartographier sera donc une mosaïque de Bin identiques caractérisés par :

- Une longueur qui est la moitié de la valeur minimale entre l'inter-trace et la distance entre deux points de tir.
- Une largeur qui est la moitié de la valeur minimale entre l'interligne de réception et la distance séparant deux points de tir consécutifs.
- Une profondeur qui n'est autre que le pas d'échantillonnage temporel.

On représente les dimensions du Bin sur le tableau suivant :

Information De Bin	
Largeur de Bin (m)	25
Profondeur de Bin (m)	25
Bin actives	2567176

Tableau II.3 : les dimensions de Bin (Document ENAGEO).

II.2.5 L'azimut :

La différence entre le modèle wide-azimut et narrow-azimut 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-azimut.
- Supérieur à 0.8 les enregistrements sont considérés comme wide azimut.

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

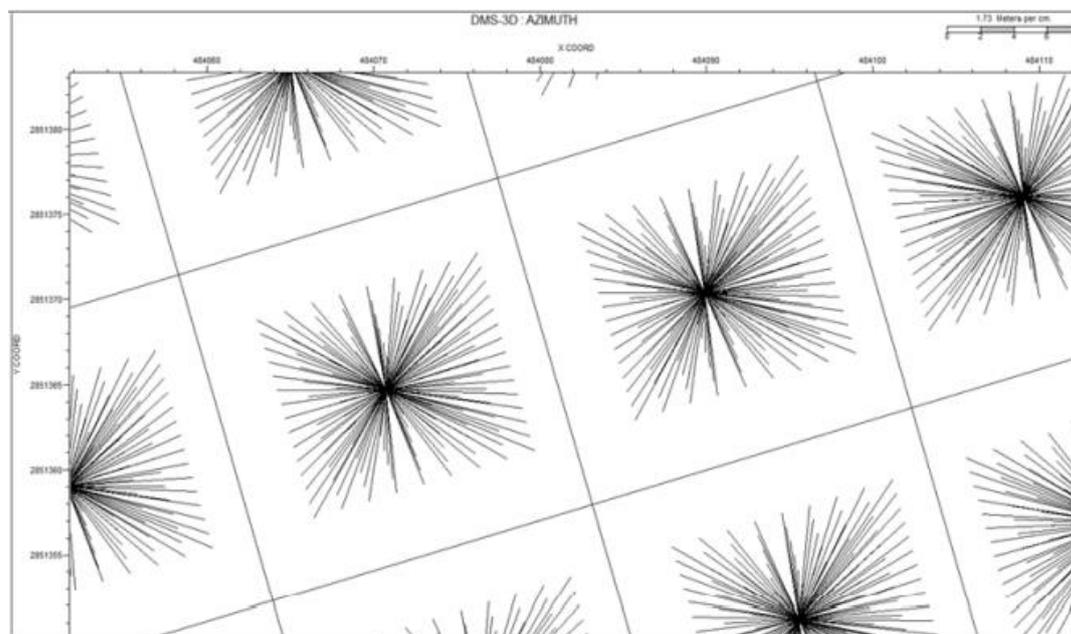


Figure II.2 : Distribution des azimuts dans le bin.

II.2.6 Notion d'offset:

C'est la distance séparant un point de tir unitaire d'une station de réception quelconque. En 3D, on parle plutôt d'une plage ou distribution d'offsets courts et longs. On distingue en 3D deux types d'offsets:

a) Offset minimal :

C'est le plus grand offset minimum dans une boîte. Sur le schéma de la boîte il est à peu près égal à la diagonale de la boîte.

b) Offset maximal :

C'est la distance entre un point de tir et le dernier récepteur dans un Template. Il dépend de la profondeur du réflecteur le plus profond qu'il convient de cartographier.

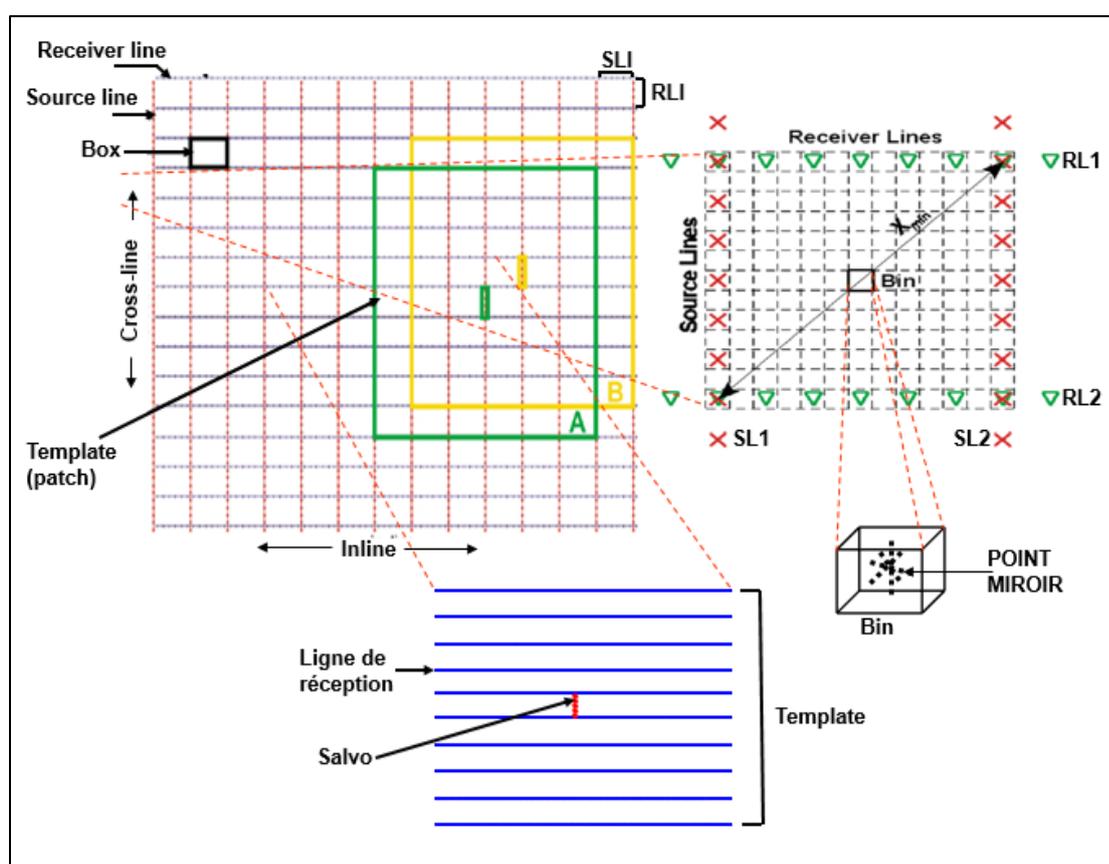


Figure II.3 : Description de quelques éléments d'acquisition. 3D.

Notion De l'offset	
Offset maximale (m)	3570
MIN d'Offset maximale (m)	3294
MAX d'Offset minimale (m)	318
Offset minimale (m)	35

Tableau II.4 : valeurs des différents offset (Document ENAGEO).

II.2.7 Paramètres de Tir:

- Distance entre Vibro: 15 m
- Move up : 7.5m
- Pic de force : 80%
- Bande fréquentielle : 6-80 Hz
- Taper : 300 msec
- Type de sweep : 3 Db/Oct
- Longueur de sweep : 10 Sec
- Nombre de sweep : 02 Sweep/Vp

II.2.8 Paramètres de réception:

- Nombre de Géophones : 12
- Distance entre géophones: 4.5 m
- Longueur total de la nappe: 49.5 m

II.3 Séquences de Traitement :

Le traitement des données sismiques consiste en une succession d'opération sur les données brutes enregistrées sur le terrain pour éliminer les bruits et améliorer le contenu fréquentiel des traces afin d'obtenir une image sismique interprétable.

Cette opération est une simple conversion des données brutes acquises sur le terrain et Enregistré sous le format SEG-D qui sera transcrit, par la suite, sous le format SEG-Y utilisé par la compagnie qui réalise le traitement.

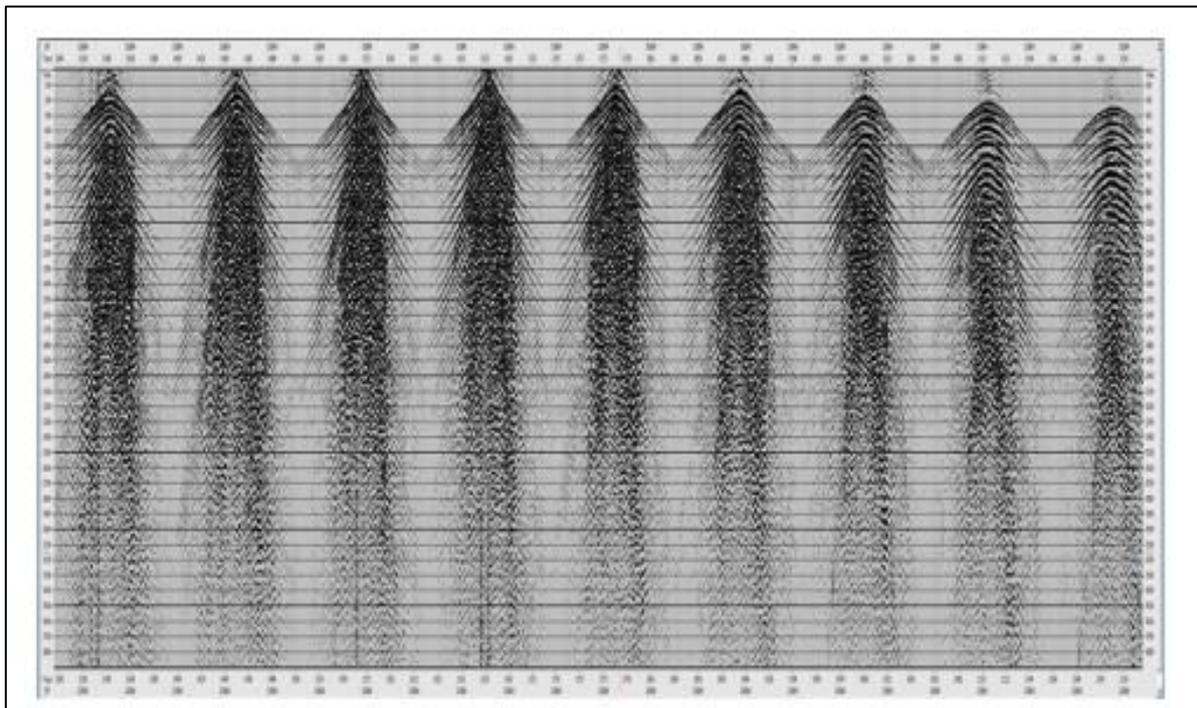


Figure II.4 : Exemple de quelques enregistrements bruts.

II.3.1 Compensation des pertes d'énergie :

Cette étape est aussi appelée **la récupération des amplitudes**, elle consiste à compenser les pertes d'énergie dues essentiellement à la divergence sphérique, l'absorption et des pertes par transmission.

a) Correction de divergence sphérique :

La divergence sphérique est le phénomène de décroissance de l'intensité d'une onde sismique (plus exactement de l'énergie par unité de surface du front d'onde) en fonction de son éloignement à la source, qui elle, est ponctuelle. C'est un phénomène purement géométrique et ne cause aucune perte d'énergie.

Dans un milieu homogène, la densité d'énergie décroît proportionnellement à $1/r^2$, r étant le rayon de la sphère.

L'amplitude de l'onde est proportionnelle à la racine carrée de la densité d'énergie, donc cette amplitude décroît proportionnellement à $1/r$. Généralement, la vitesse augmente avec la profondeur, ce qui amplifie l'effet de la divergence sphérique.

b) L'absorption :

Contrairement à la divergence sphérique, pour le cas de l'absorption, il se produit une transformation irréversible d'une partie de l'énergie sismique en chaleur car les terrains traversés ne sont pas parfaitement élastiques. Toute onde sinusoïdale de fréquence donnée se propageant dans un milieu absorbant, subit une décroissance d'amplitude de loi exponentielle. Cette décroissance est d'autant plus élevée que la distance augmente. La couche altérée constitue le milieu le plus absorbant.

c) la perte par transmission:

Si on considère une réflexion à incidence normale sur un réflecteur « n » donné, l'amplitude de l'onde réfléchie A_n , arrivant en surface est donnée par la relation :

$$A_n = A_0 (1-R_1^2) \cdot (1-R_2^2) \dots (1-R_{n-1}^2). \quad R_n = A_0 \cdot R_n \cdot \sum_{i=1}^{n-1} (1 - Ri).$$

On remarque que la perte par transmission concerne le terme en plus :

$$\sum_{i=1}^{n-1} (1 - Ri).$$

Où : A_0 : l'amplitude de l'onde initiale.

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

II.3.2 Démultiplexage:

L'opération de multiplexage est une organisation adéquate de l'information par intervalles de temps composés chacun d'une séquence d'échantillons correspondant à l'ensemble des traces.

L'organisation de l'information selon le format de « multiplexage » ne permet pas la visualisation des données, contrairement au mode « démultiplexage », qui correspond, en fait,

à la transposition de la matrice des données multiplexées, donnant ainsi la succession des échantillons correspondants à chacune des traces. L'opération de démultiplexage est l'organisation de l'information par unité d'espace des séquences temporelles des échantillons (traces) dont le gain terrain a été soustrait.

II.3.3 Corrections statiques :

Les positions des sources et des récepteurs sur la surface du sol ont des élévations variées. Les vitesses de la couche superficielle produisent des délais indésirables dans les temps d'arrivées qui varient largement d'une trace à une autre affectant les trajectoires des événements sismiques.

Il est impératif de décaler les traces par des délais de temps appropriés afin de simuler le positionnement de la source et du récepteur à une même élévation (DP). Ce plan de référence se situerait en général dans un milieu à vitesse constante.

Les Trajets sismiques sont ramenés à un même plan de référence c'est-à-dire que le point de tir E a eu lieu en E' et on a enregistré en R'. Les points E' et R' sont les projections verticales de E et R sur le DP.

Si le DP n'est pas éloigné de la surface du sol, si le miroir n'est pas trop proche de cette même surface, et si la base WZ et le miroir considéré ne sont pas pentes, l'erreur commise en assimilant le trajet réel EMR au trajet fictif EE'MR'R est négligeable. La détermination des corrections se réduit au calcul des trajets EE' et R'R.

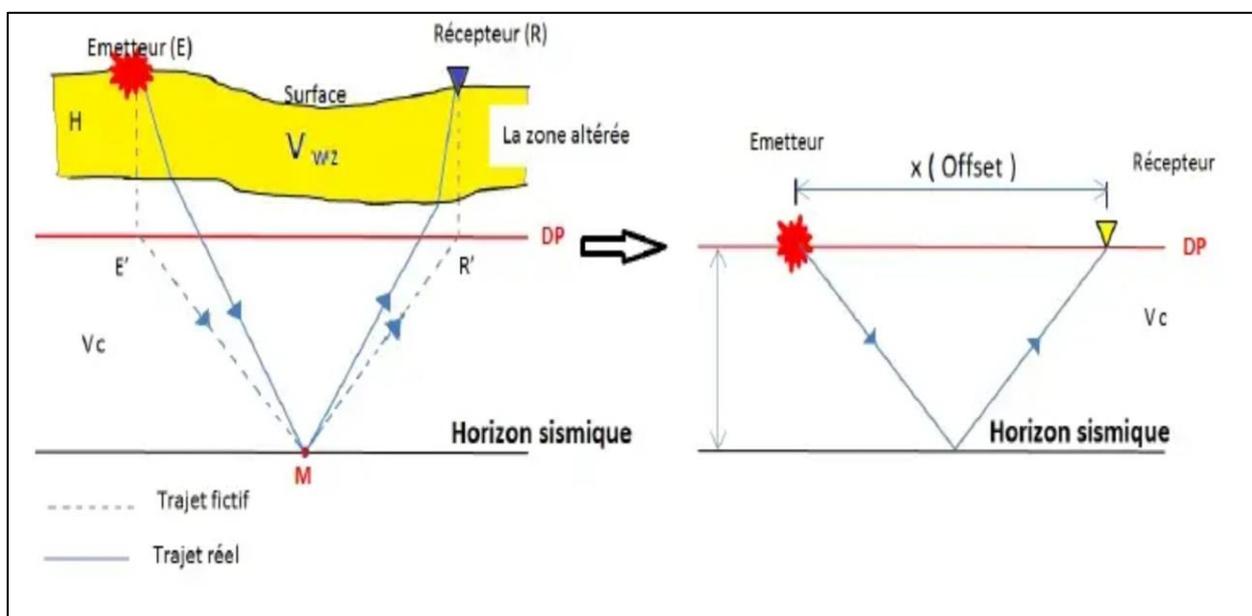


Figure II.5: Présentation de correction statique.

❖ Calcul des corrections statiques :

Pour cela on considère les que :

Z_e : L'altitude de la source ;

Z_r : l'altitude du récepteur;

Z_{DP} : l'altitude du plan de référence;

V_c : La vitesse de comblement ;

V_0 : La vitesse de la zone altérée ;

H_0 : l'épaisseur de la zone altérée.

➤ Corrections au point de tir (source):

C'est la somme des deux corrections altimétrique et de la couche altérée, telle que :

$C_s(\text{alti}) = \pm (Z_e - Z_{DP} - H_0) / V_c$: Correction due à l'altimétrie $C_s(\text{alti})$.

$C_s(\text{wz}) = - H_0 / V_0$: Correction due à la couche altérée $C_s(\text{wz})$.

➤ Corrections au point de réception (géophone):

C'est la somme des deux corrections altimétrique et de la couche altérée, telle que :

$C_s(\text{alti}) = \pm (Z_r - Z_{DP} - H_0) / V_c$: Correction due à l'altimétrie $C_s(\text{alti})$.

$C_s(\text{wz}) = - H_0 / V_0$: Correction due à la couche altérée $C_s(\text{WZ})$.

➤ Correction totale CS_{TOTALE} :

C'est la somme des corrections au point de tir et au point de réception :

$CS_{\text{totale}} = [CS_R(\text{wz}) + CS_R(\text{alti})] + [CS_E(\text{wz}) + CS_E(\text{alti})]$.

II.3.4 Le filtre passe bande :

C'est un filtre pour l'atténuation des composantes basses fréquences et hautes fréquences en dehors de la bande fréquentielle du signal réflexion.

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.3.5 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.3.6 Déconvolution avant sommation :

En vibrosismique, il est nécessaire de comprimer le signal en corrélant le signal reçu par le signal émis.

Cette opération peut être effectuée directement sur le terrain en temps réel et avec précision. Elle a pour but de contracter l'impulsion émise par la source pour la ramener à une impulsion brève, à faible nombre d'oscillations.

II.3.7 La mise en CDP:

Pour réaliser l'addition en couverture multiple, il est nécessaire de réarranger les enregistrements démultiplexés dans un ordre différent en famille de traces de même point miroir. Ce qui consiste à regrouper entre elles les traces ayant le même point milieu.

II.3.8 Analyse de vitesses :

La détermination des vitesses à partir des enregistrements en sismique réflexion est une opération nécessaire et systématique au traitement.

On détermine une loi de vitesses des couches à partir des données pour corriger l'effet d'obliquité (corrections dynamiques) et restituer l'image en profondeur.

Il s'agit de rechercher l'équation de l'hyperbole qui approche au mieux l'indicatrice réelle. En faisant varier la vitesse V pour un T_0 , on obtient plusieurs équations d'hyperboles et en faisant l'addition (ou corrélation) des traces. La vitesse de correction est celle qui donne la meilleure corrélation (ou bien une amplitude maximale).

II.3.9 Les corrections dynamiques (NMO):

Le concept des corrections dynamiques (NMO - normal move out) ou correction d'obliquité du type horizontal est très important. Celles-ci consistent à ramener ainsi les temps de trajets obliques à des temps de trajets verticaux avant de procéder à la sommation en couverture multiple

L'application des corrections dynamiques nécessite pour chaque horizon sismique, la connaissance de la vitesse moyenne depuis le datum plane (DP) à l'horizon sismique (réflecteur).

Après avoir appliqué les corrections dynamiques aux différentes traces brutes, 3 cas de situation se présentent :

- ❖ Si la vitesse utilisée est trop faible par rapport à la vitesse moyenne du milieu ($V_m < V_{réelle}$), les indicatrices sont incurvées vers le bas (on n'a pas suffisamment corrigé).
- ❖ Si la vitesse NMO utilisée est égale à la vitesse réelle du milieu, les ondes réfléchies seront théoriquement en phase et peuvent être sommées (stackées). La trace somme sera reproduite sur la section sismique à la verticale des points miroirs. montre que l'application des corrections dynamiques à horizontaliser l'indicatrice. Cela correspondrait à la coïncidence virtuelle du couple émetteur-récepteur.
- ❖ Si la vitesse utilisée est trop forte par rapport à la vitesse moyenne du milieu ($V_m > V_{réelle}$), les indicatrices sont incurvées vers le bas (on n'a pas suffisamment corrigé).

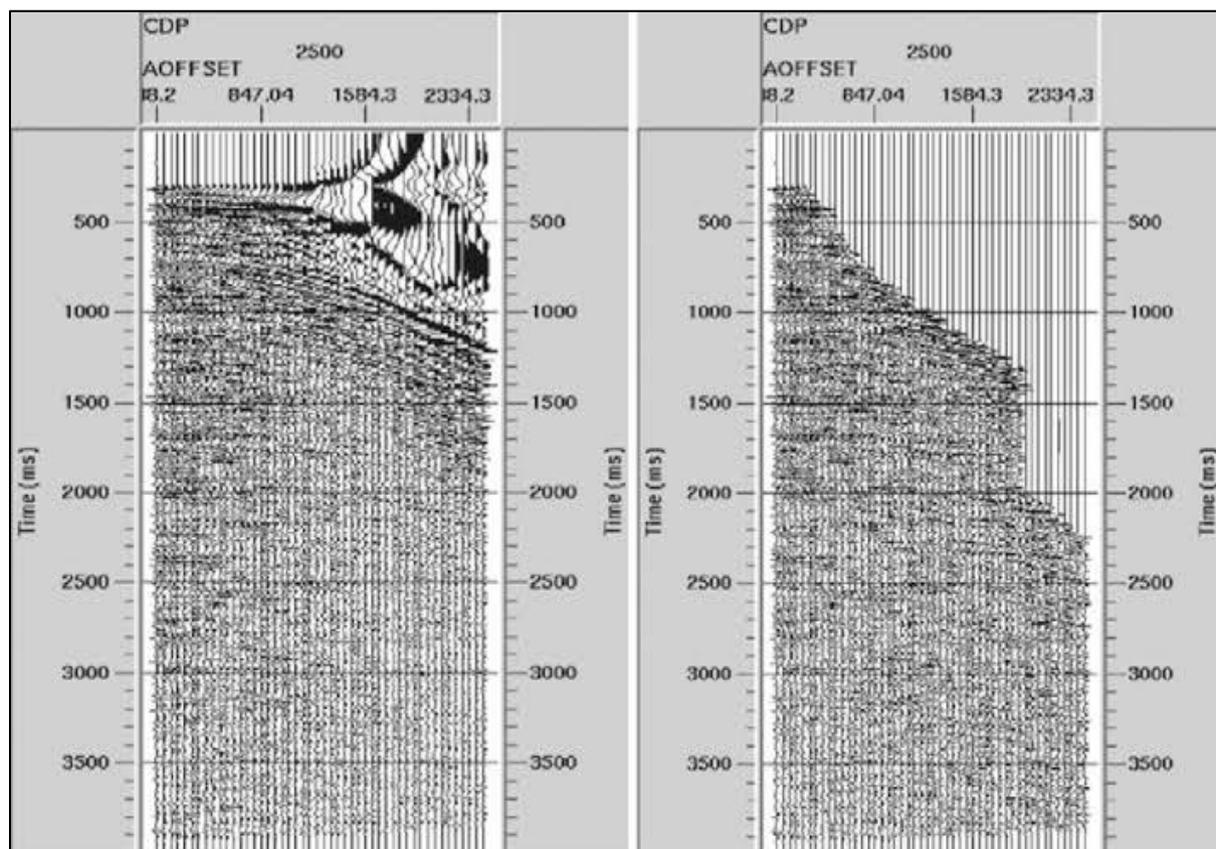


Figure II.6 : L'effet de correction dynamique.

Nous avons considéré précédemment l'application des corrections dynamiques lorsque l'horizon sismique est horizontal. Lorsque ce dernier est incliné, la correction dynamique sera composée de deux termes :

- Une correction due au NMO.
- Une partie due au pendage du réflecteur qui aura pour but de compenser l'effet du pendage, appelée DMO (Dip Move Out).

Son principe consiste à ramener un enregistrement brut des données sismiques exécuté avec un offset à celui d'un enregistrement à offset nul lorsque les couches de sous-sol sont inclinées. Car, on sait que lorsque l'horizon sismique est incliné, la correction dynamique NMO n'horizontalise pas totalement l'hyperbole de réflexion et les points miroirs communs (CMP) qui seront sommés n'appartiendront pas aux mêmes points miroirs. Ainsi, le DMO consiste à transformer la collection des points milieu en collection de points miroir de façon à ce que chaque collection point milieu contienne les réflexions provenant du même point miroir.

II.3.10 Corrections statiques résiduelles :

Elle sert à corriger les erreurs dues aux corrections statiques primaires. Son objectif principal est l'optimisation du STACK dans la trace somme et l'amélioration des analyses de vitesse.

II.3.11 La déconvolution :

C'est une opération classique et fondamentale en traitement sismique les deux méthodes les plus utilisées parmi tant d'autres sont :

➤ **La déconvolution Spike :**

Dans ce cas on cherche à déterminer un opérateur de filtrage $F(t)$ tel que le signal $S(t)$ convolué avec cet opérateur donne un signal émis quasiment identique à une impulsion brève et améliorer la résolution verticale.

➤ **La déconvolution prédictive :**

Elle consiste à atténuer les réflexions multiples par le choix d'une zone de prédiction de telle sorte qu'après l'application de l'opérateur du filtre, les réverbérations qui sont à l'extérieur de cette zone soient éliminées.

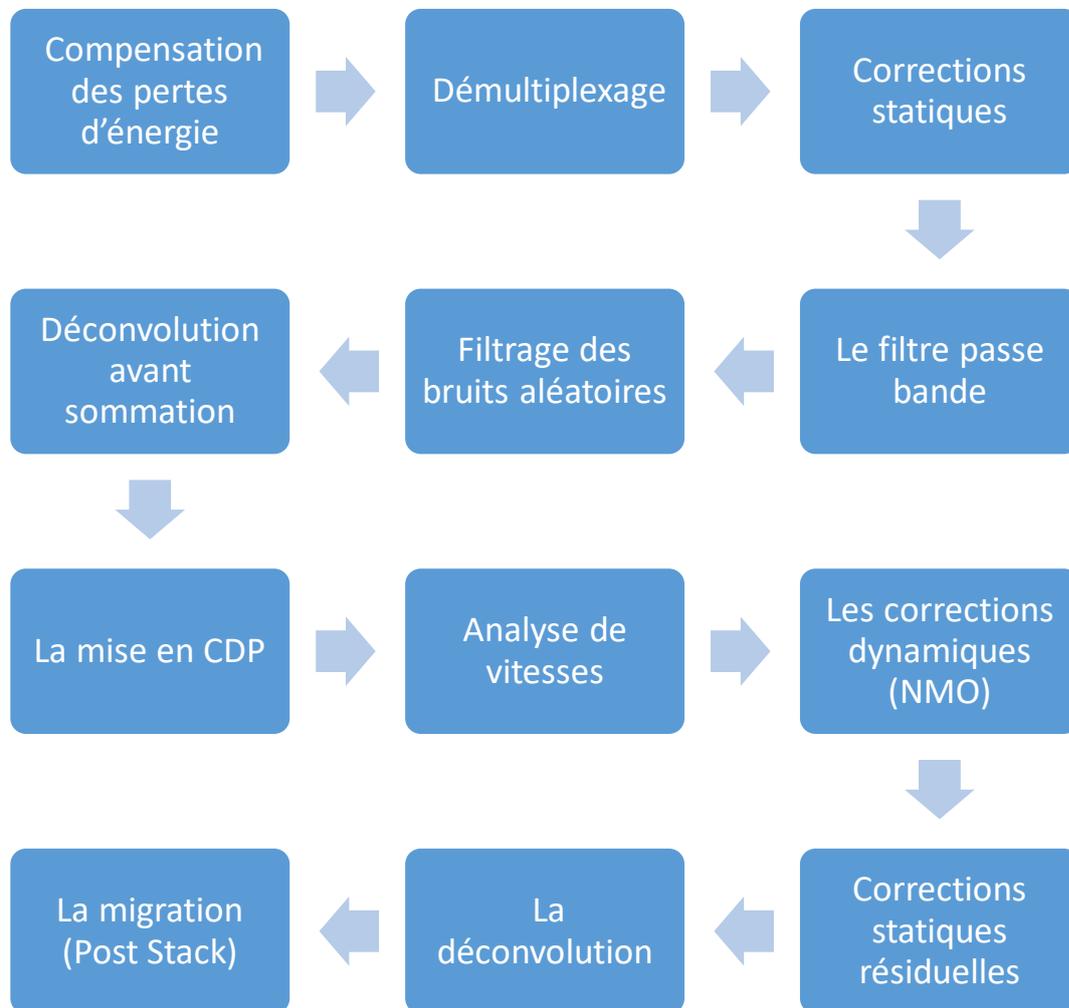
II.3.12 La migration (Post Stack) :

La migration c'est un traitement spécial appliqué à la section sismique pour repositionner les réflecteurs inclinés dans leurs vrais positions en subsurface, en partant de leurs positions apparentes observer sur la section temps, et aussi pour résorber les hyperboles de diffractions à leurs points origines, c'est surtout une opération qui permet le repositionnement spatial des horizons en (X, Z) initialement en (X, t) .

En termes de pendage, elle permet le passage du pendage apparent au pendage vrai. La migration 2 dimensionnelle essentiellement a pour but d'améliorer la résolution horizontale des données sismiques par :

- La focalisation d'énergie des hyperboles de diffraction liées aux discontinuités brusques (telles que les failles, biseaux, réflecteurs interrompus...) récupérée au niveau de la surface de sol.
- La restitution des évènements sismiques à leurs positions spatiales réelles.
- L'élimination des distorsions provoquées par les variations latérales de vitesse.

II.3.13 Résumé des différentes étapes de traitement :



Organigramme II.1: Les étapes principales de traitement.

II.4 La qualité des données sismiques :

La qualité des données sismiques varie de moyenne à bonne, d'une compagnie à l'autre, en fonction de la couverture, des paramètres d'acquisition et de traitement. Sur la partie, la qualité s'est détériorée sur l'ensemble des compagnies sismiques. Le problème majeur que l'on rencontre est le décalage aux croisements de profils qui peut atteindre jusqu'à 50 ms en zone dunaire.

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

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

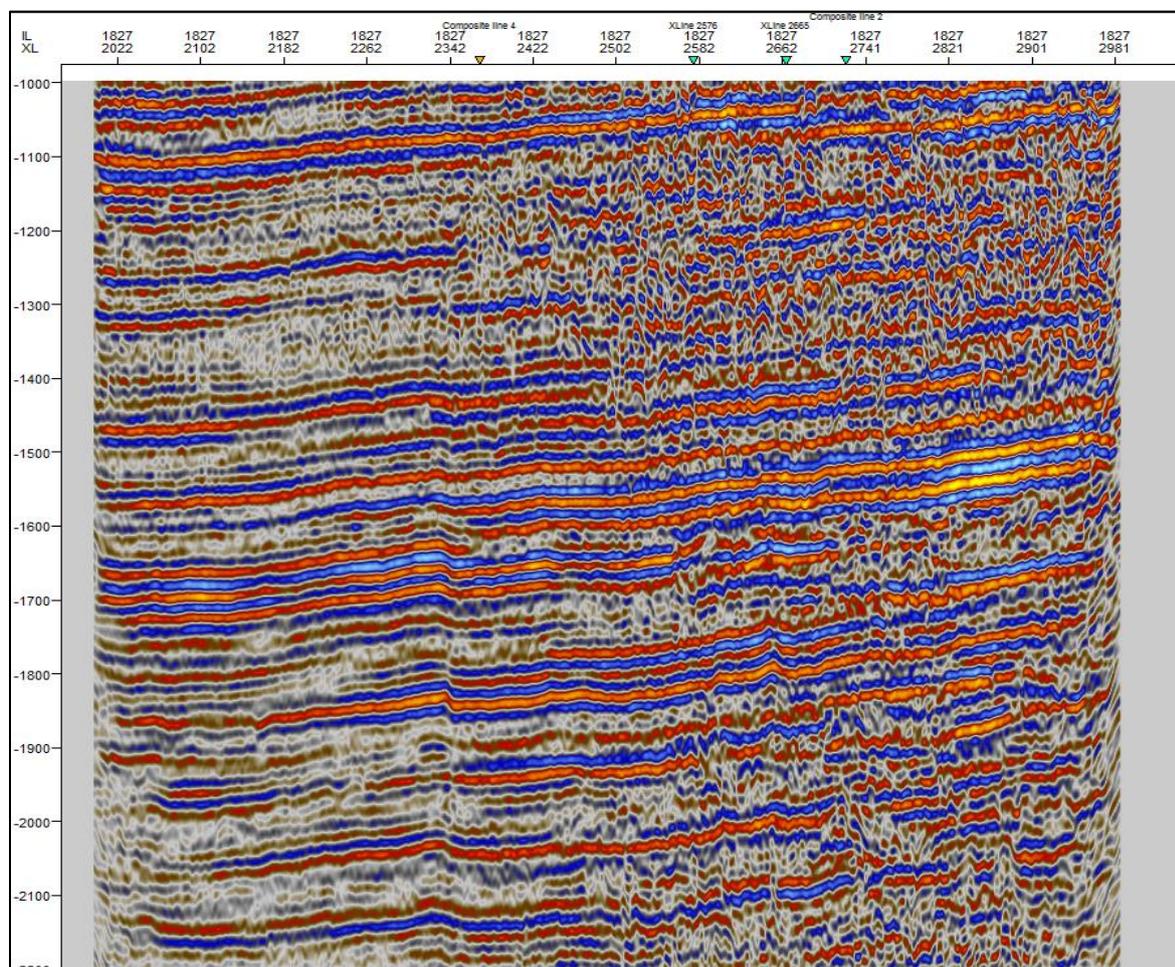


Figure II.7: Exemple de section sismique.

II.5 Conclusion :

Les opérations d'acquisition et de traitement sont très importantes pour la qualité des données sismiques, c'est pourquoi il faut les faire de la meilleure façon.

L'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO) est responsable de nombreux projets d'acquisition et de traitement dans l'Algérie, ainsi que leur résultats sont très bon, et la preuve en est que la qualité de leur data qui utilisé est très pratique à l'interprétation.

Les fautes au niveau d'acquisition et de traitement ont un grand négatif effet sur l'interprétation, ils donnent des mauvais résultats.

Chapitre III :
Présentation des données et
Introduction à l'utilisation
de logiciel « Petrel ».

III.1 Présentation des données utilisées :

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

- ❖ Les données sismiques :
 - Un plan de position.
 - Le cube sismique correspondant à ce plan de position.

- ❖ Les données de puits réalisés dans la région d'étude. Ces données sont constituées des éléments suivants :
 - Les carottages sismiques (check shots).
 - Les profils sismiques verticaux (PSV).
 - Les tops des puits (Well tops).
 - Les logs de diagraphie (sonique, densité, etc.).

- ❖ Les données géologiques :
 - La fiche stratigraphique.

III.1.1 Les données sismiques :

III.1.1.1 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.

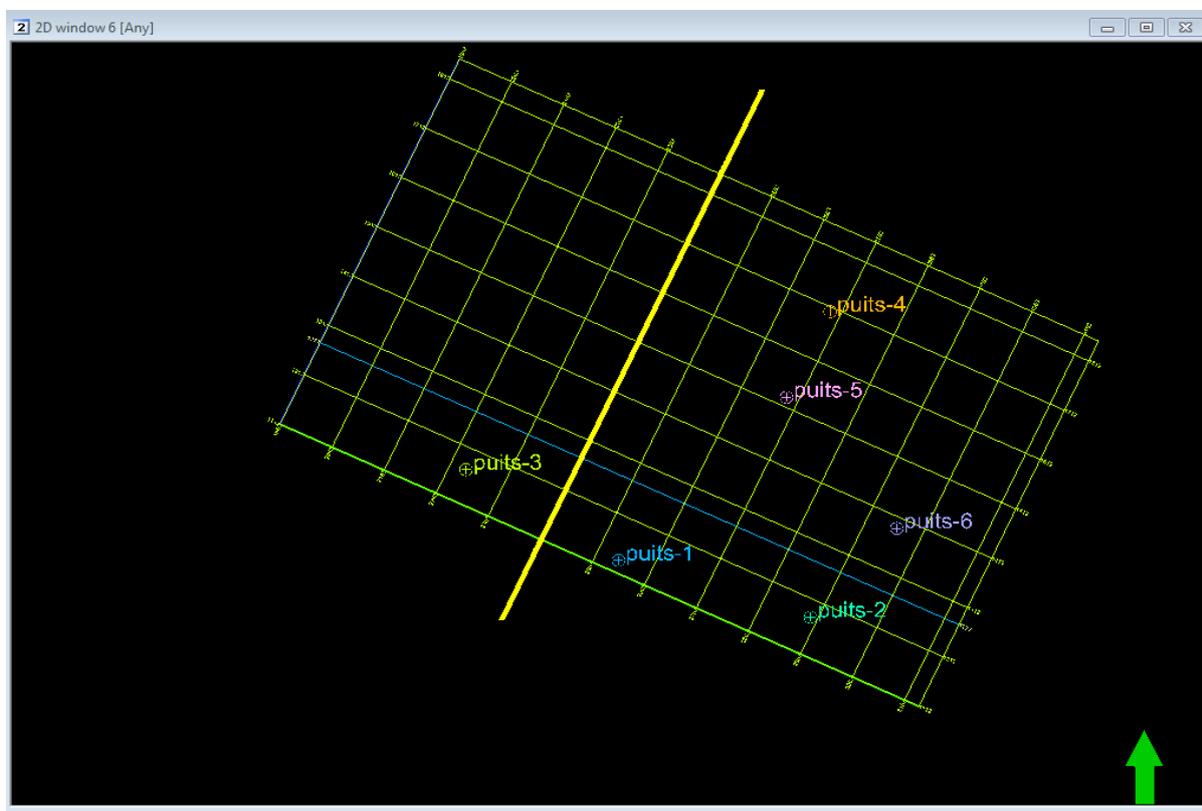


Figure III.1: Plan de position sur petrel.

III.1.1.2 Le cube sismique :

Le cube sismique est un bloc en temps. Il se traduit en termes de signal sismique comme une image aussi fiable que possible de la géologie du sous-sol.

Une interprétation structurale 3D peut commencer par la visualisation des sections inlines et crosslines pour comprendre la géologie de la subsurface de la région d'étude, et les coupes en temps sont aussi étudiées pour voir les différents types de structures.

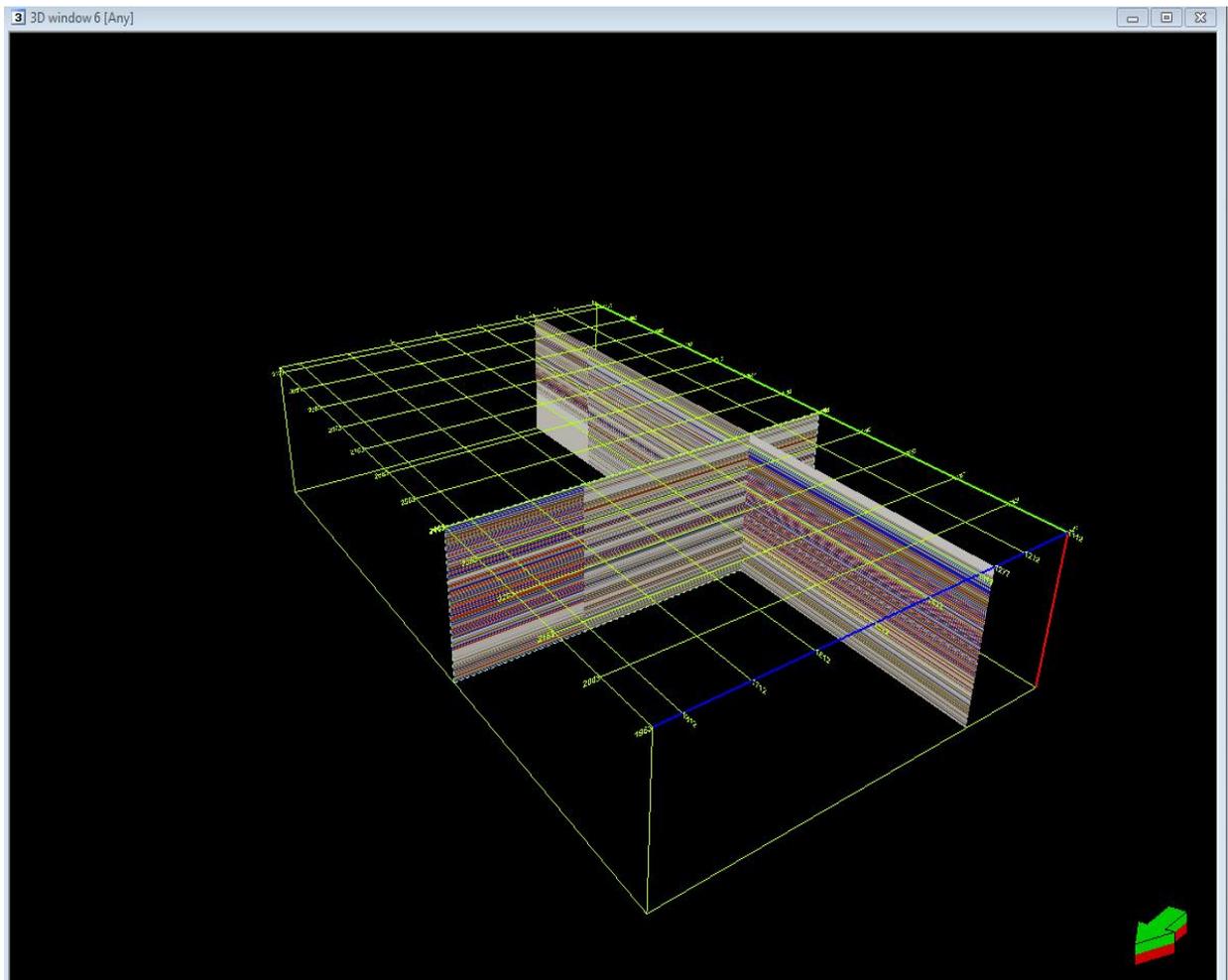


Figure III.2: Le cube sismique sur petrel.

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

Les sections sismiques diffèrent en qualité (la bonne ou mauvaise qualité des réflecteurs). Cela dépend de l'activité tectonique, tel qu'une forte activité tectonique nous donnera forcément une qualité de données sismique dégradée, et une zone calme nous donnera une bonne qualité de section sismique.

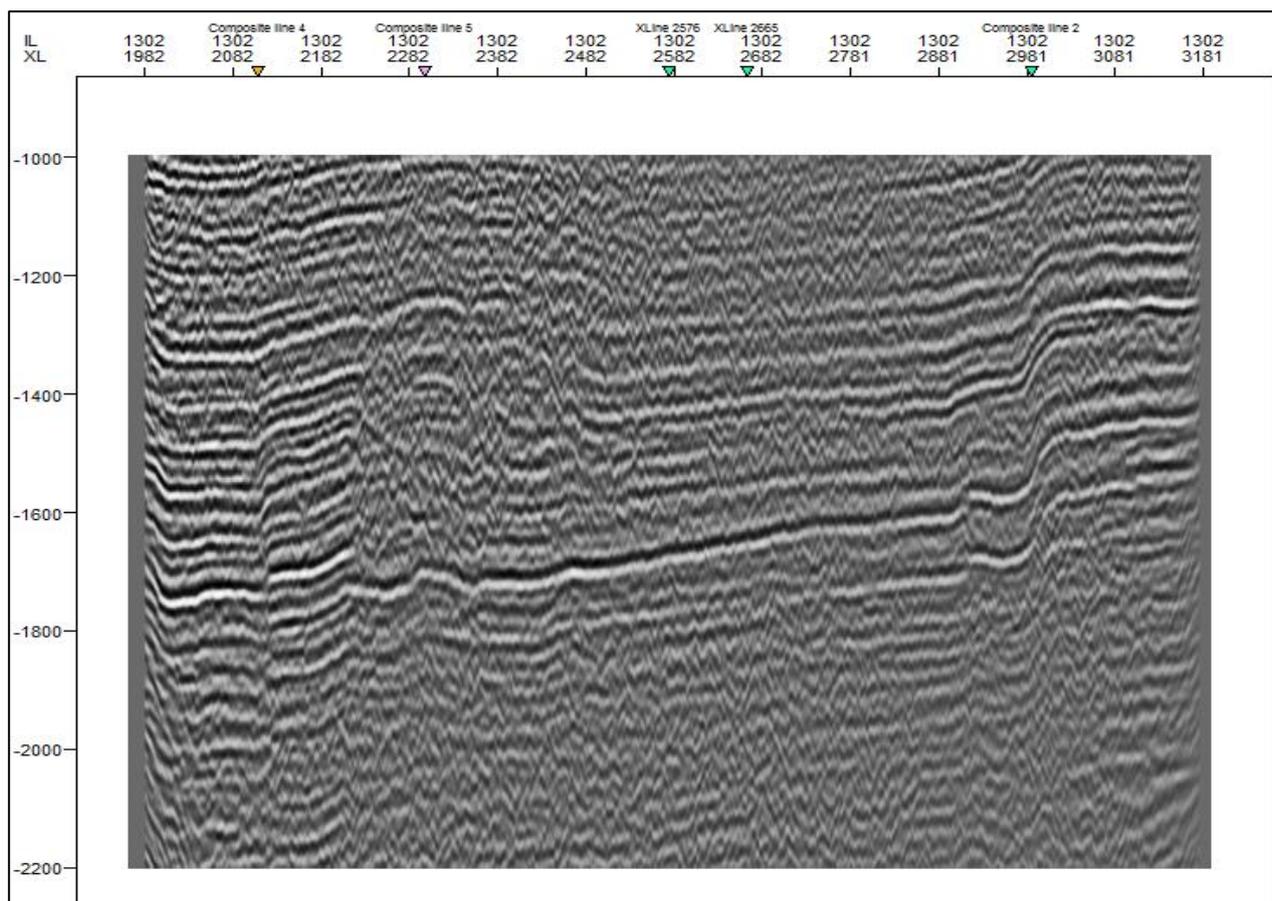


Figure III.3: La section sismique.

III.1.2 Les données de puits :

III.1.2.1 Le carottage sismique (check shots) :

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 corrélérer sur les sections sismiques et calculer les vitesses désirées au puits (vitesse moyenne, vitesse d'intervalle et vitesses quadratiques moyennes).

	MD	TWT	Average velocity	Interval velocity	Sonic time	Sonic Int. Vel
1142	2515.16	1578.00	3021.55	4000.00		
1143	2517.16	1579.00	3022.17	3636.36		
1144	2519.16	1580.10	3022.59	4000.00		
1145	2521.16	1581.10	3023.21	3636.36		
1146	2523.16	1582.20	3023.64	4000.00		
1147	2525.16	1583.20	3024.25	4000.00		
1148	2527.16	1584.20	3024.87	3636.36		
1149	2529.16	1585.30	3025.29	4000.00		
1150	2531.16	1586.30	3025.91	4000.00		
1151	2533.16	1587.30	3026.52	3636.36		
1152	2535.16	1588.40	3026.95	3636.36		
1153	2537.16	1589.50	3027.37	3636.36		
1154	2539.16	1590.60	3027.79	4000.00		
1155	2541.16	1591.60	3028.40	4000.00		
1156	2543.16	1592.60	3029.01	4000.00		
1157	2545.16	1593.60	3029.62	3636.36		
1158	2547.16	1594.70	3030.04	3333.33		
1159	2549.16	1595.90	3030.27	3636.36		
1160	2551.16	1597.00	3030.68	3333.33		
1161	2553.16	1598.20	3030.91	3636.36		
1162	2555.16	1599.30	3031.33	3636.36		
1163	2557.16	1600.40	3031.74	3076.92		
1164	2559.16	1601.70	3031.78	3333.33		
1165	2561.16	1602.90	3032.00	3076.92		
1166	2563.16	1604.20	3032.04	3333.33		
1167	2565.16	1605.40	3032.27	3333.33		
1168	2567.16	1606.60	3032.49	3333.33		
1169	2569.16	1607.80	3032.72	3076.92		
1170	2571.16	1609.10	3032.75	3333.33		
1171	2573.16	1610.30	3032.98	3333.33		
1172	2575.16	1611.50	3033.20	3076.92		
1173	2577.16	1612.80	3033.23	2857.14		
1174	2579.16	1614.20	3033.08	3076.92		
1175	2581.16	1615.50	3033.12	3636.36		
1176	2583.16	1616.60	3033.53	3636.36		
1177	2585.16	1617.70	3033.94	4000.00		
1178	2587.16	1618.70	3034.53	4444.44		
1179	2589.16	1619.60	3035.32	4444.44		
1180	2591.16	1620.50	3036.10	5714.29		
1181	2593.16	1621.20	3037.26	5000.00		
1182	2595.16	1622.00	3038.22	4444.44		

Figure III.4: Tableau de check shots de puits.

III.1.2.2 Le profil sismique vertical (PSV) :

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 un courbe temps profondeur pour le calage et l'identification des horizons, ainsi que les vitesses moyennes et d'intervalles.

Parmi les principales applications du profil sismique vertical, on cite :

- Le calage et l'identification des horizons.
- La corrélation avec la profondeur de la sismique réflexion.
- La mesure des vitesses des ondes P et S
- La prévision des zones compactées
- L'identification des réflexions primaires et multiples
- L'estimation du pendage des réflecteurs
- La localisation des plans de faille
- La corrélation entre les arrivées réfléchies P et S
- L'obtention d'une sismique détaillée au voisinage du puits
- L'identification des zones à forte perméabilité et des zones fracturées

Le PSV permet également d'accéder à certains paramètres lithologiques comme l'impédance acoustique, le rapport V_p/V_s qui fournit le coefficient de poisson et l'atténuation.

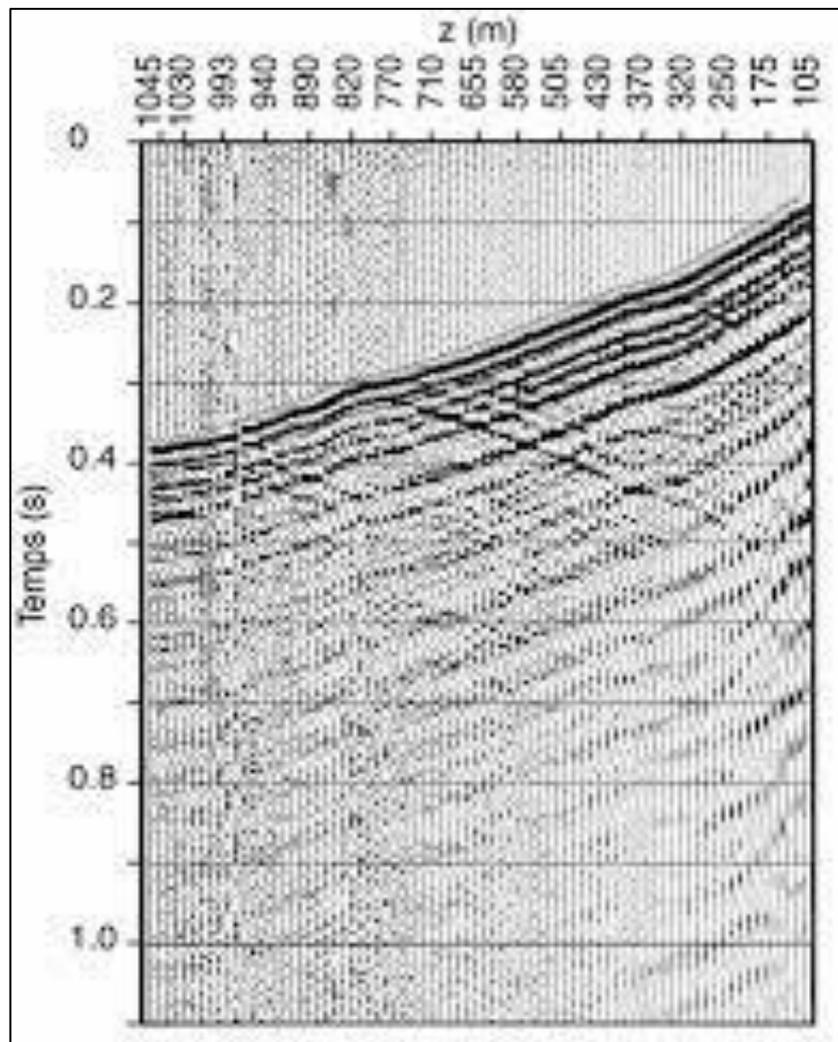


Figure III.5: Enregistrement d'un PSV.

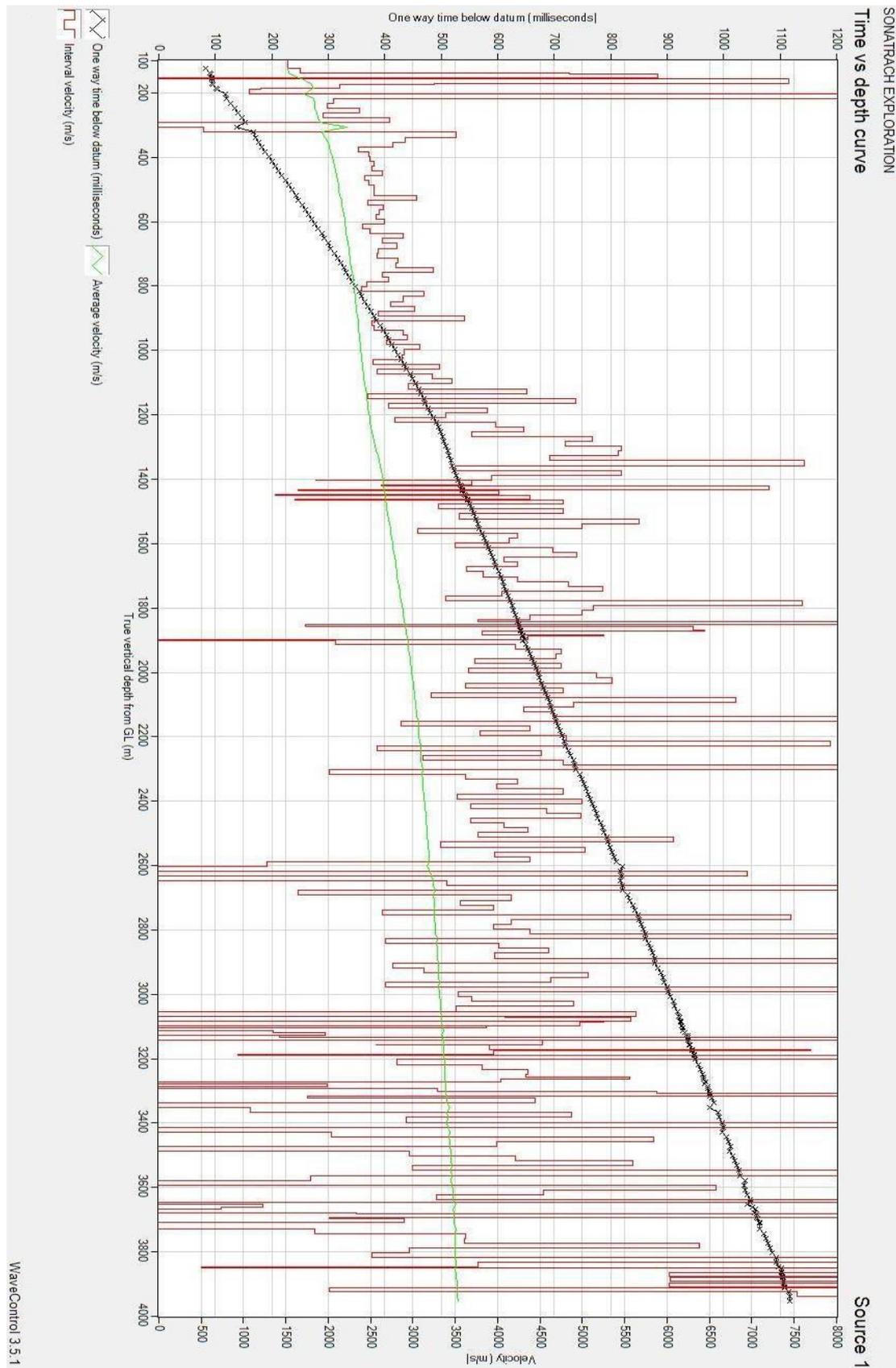


Figure III.6: La courbe temps-profondeur au niveau du puits.

III.1.2.3 Les tops des puits (well tops) :

C'est un document propre à chaque puits, ces tops de puits nous donnent les profondeurs des horizons objectifs exacts. Il représente la colonne stratigraphique donnant les cotes de chaque formation géologique traversée.

Pour une utilisation plus commode aux géophysiciens, les tops peuvent être synthétisés sous forme de fiches techniques.

Well identifier	Surface	X	Y	Z	MD	TWT picked	TWT auto	TVT	TST	Interpreter	Dip angle	Dip azimuth	Missing	Confid fact
1	puits-1	Strunien F2	567171.05	3129952.70	-1195.84	1827.00	1214.40			Mounir pc				
2	puits-1	Famménien-Frasnien	567171.05	3129952.70	-1250.84	1882.00	1243.76			Mounir pc				
3	puits-1	Dévonien F4	567171.05	3129952.70	-1393.84	2025.00	1325.51			Mounir pc				
4	puits-1	Serie-Argileuse	567171.05	3129952.70	-1463.84	2095.00	1361.82			Mounir pc				
5	puits-1	Siluro-Dévonien- F6 unitéC3	567171.05	3129952.70	-1505.84	2137.00	1384.23			Mounir pc				
6	puits-1	Silurien argileux	567171.05	3129952.70	-1592.84	2224.00	1424.58			Mounir pc				
7	puits-1	Ordovicien-unit-IV-3	567171.05	3129952.70	-1959.84	2591.00	1620.43			Mounir pc				
8	puits-1	combro-Ordovicien-Unité III-3	567171.05	3129952.70	-2003.84	2635.00	1640.62			Mounir pc				
9	puits-1	combro-Ordovicien-Unité III-1	567171.05	3129952.70	-2069.84	2701.00	1667.44			Mounir pc				
10	puits-1	combro-Unité II	567171.05	3129952.70	-2127.84	2759.00	1691.64			Mounir pc				
11	puits-1	Socle	567171.05	3129952.70	-2143.84	2775.00	1698.63			Mounir pc				
12	puits-2	Strunien F2	575526.83	3127336.00	-1221.00	1841.00	1212.58			Mounir pc				
13	puits-2	Famménien-Frasnien	575526.83	3127336.00	-1275.00	1895.00	1240.75			Mounir pc				
14	puits-2	Dévonien F4	575526.83	3127336.00	-1426.00	2046.00	1324.27			Mounir pc				
15	puits-2	Serie-Argileuse	575526.83	3127336.00	-1510.00	2130.00	1367.00			Mounir pc				
16	puits-2	Siluro-Dévonien- F6 unitéC3	575526.83	3127336.00	-1550.00	2170.00	1387.44			Mounir pc				
17	puits-2	Silurien argileux	575526.83	3127336.00	-1614.00	2234.00	1417.25			Mounir pc				
18	puits-2	Ordovicien-unit-IV-3	575526.83	3127336.00	-1927.12	2547.12	1581.72			Mounir pc				
67	puits-2	Ordovicien-unit-IV/2/1	575526.83	3127336.00	-1961.00	2581.00	1597.11			Mounir pc				
19	puits-2	combro-Ordovicien-Unité III-3	575526.83	3127336.00	-2061.00	2681.00	1639.29			Mounir pc				
20	puits-2	combro-Ordovicien-Unité III-1	575526.83	3127336.00	-2097.95	2717.95	1655.06			Mounir pc				
21	puits-2	combro-Unité II	575526.83	3127336.00	-2139.00	2759.00	1672.46			Mounir pc				
22	puits-2	Socle	575526.83	3127336.00	-2184.00	2804.00	1690.23			Mounir pc				
23	puits-3	Strunien F2	560533.01	3134122.04	-1276.83	1889.00	1259.41			Mounir pc				
24	puits-3	Famménien-Frasnien	560533.01	3134122.04	-1316.83	1929.00	1280.27			Mounir pc				
25	puits-3	Dévonien F4	560533.01	3134122.04	-1468.83	2081.00	1365.49			Mounir pc				
26	puits-3	Serie-Argileuse	560533.01	3134122.04	-1545.83	2158.00	1406.10			Mounir pc				
27	puits-3	Siluro-Dévonien- F6 unitéC3	560533.01	3134122.04	-1576.83	2189.00	1423.75			Mounir pc				
28	puits-3	Silurien argileux	560533.01	3134122.04	-1689.83	2302.00	1476.13			Mounir pc				
29	puits-3	Ordovicien-unit-IV-3	560533.01	3134122.04	-2048.83	2661.00	1671.87			Mounir pc				
30	puits-3	combro-Ordovicien-Unité III-3	560533.01	3134122.04	-2087.83	2700.00	1689.09			Mounir pc				
31	puits-3	combro-Ordovicien-Unité III-1	560533.01	3134122.04	-2137.83	2750.00	1709.19			Mounir pc				
32	puits-3	combro-Unité II	560533.01	3134122.04	-2206.83	2819.00	1736.99			Mounir pc				
33	puits-3	Socle	560533.01	3134122.04	-2254.83	2867.00	1755.96			Mounir pc				

Figure III.7: Well tops (ENAGEO).

III.1.2.4 Les logs de diaggraphie :

On ne peut plus concevoir de nos jours une exploration, et la production des ressources découvertes, sans une bonne connaissance de la géologie de la subsurface qui, elle-même, n'est obtenue qu'à partir d'une exploitation exhaustive des données diaggraphiques en vue d'une meilleure interprétation des données sismiques.

a) Le log sonique :

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

b) Le log de densité :

Le log de densité représente l'enregistrement de la densité en fonction de la profondeur, le principe consiste à soumettre la formation à un rayonnement γ émis par une source spéciale. Les rayons ' γ ' sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière, ces photons ' γ ' entrent en collision avec la matière, et trois types d'interaction peuvent se produire selon l'énergie du photon incident : production des paires, effet Compton et effet photoélectrique. C'est l'effet Compton qui intervient principalement dans la mesure de densité, car le phénomène de diffusion ' γ ' est essentiellement sensible à la densité électronique de la roche.

c) Le log GR :

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

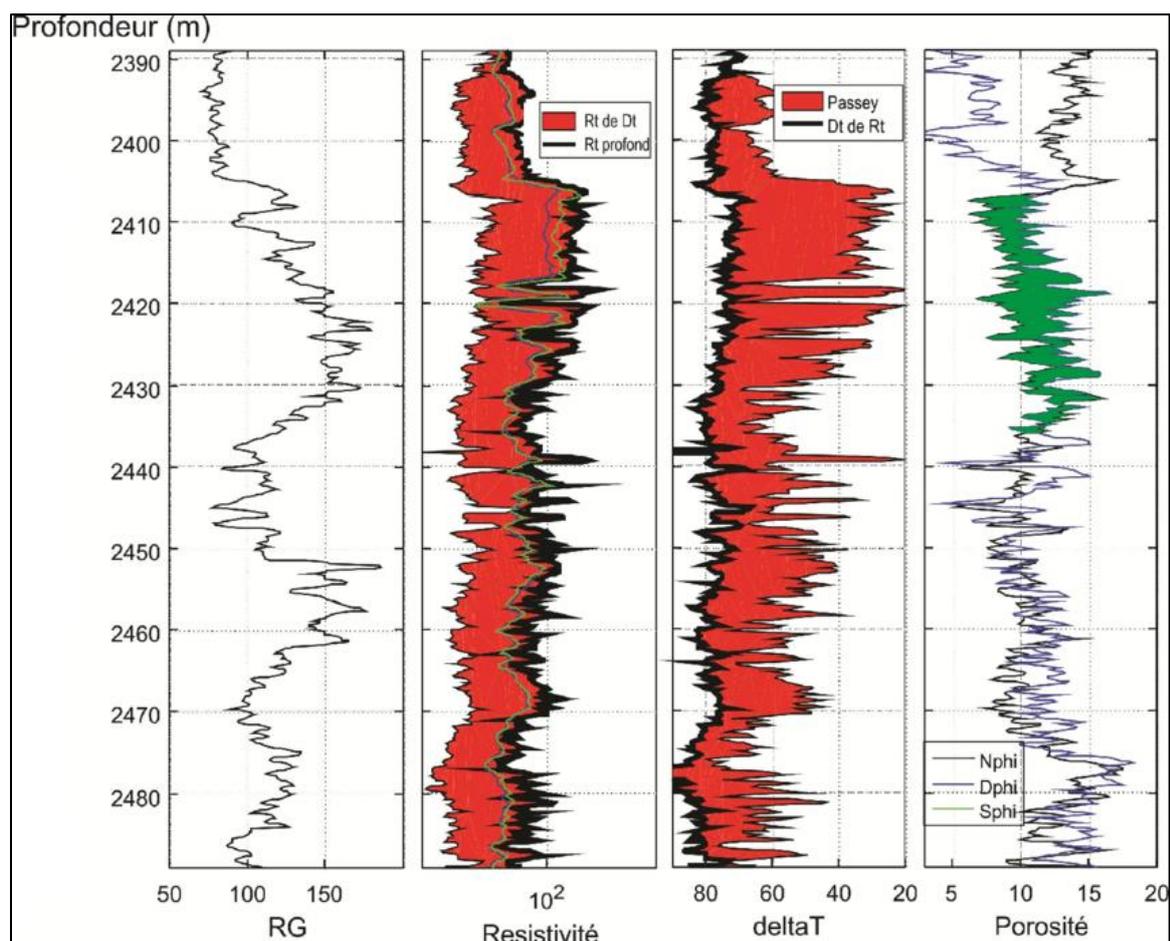


Figure III.8: Les logs composites.

III.1.3 Les données géologiques :

III.1.3.1 La fiche stratigraphique :

La fiche stratigraphique est un document propre à chaque puits, elle est établie au niveau de puits, elle nous permet d'identifier et de localiser les formations traversées par le forage et de déterminer les horizons à carter.

Autre mondiait, la fiche stratigraphique comporte l'âge, l'étage et la lithologie de chaque formation. Elle nous permet de lire directement les profondeurs des horizons qui nous intéressent.

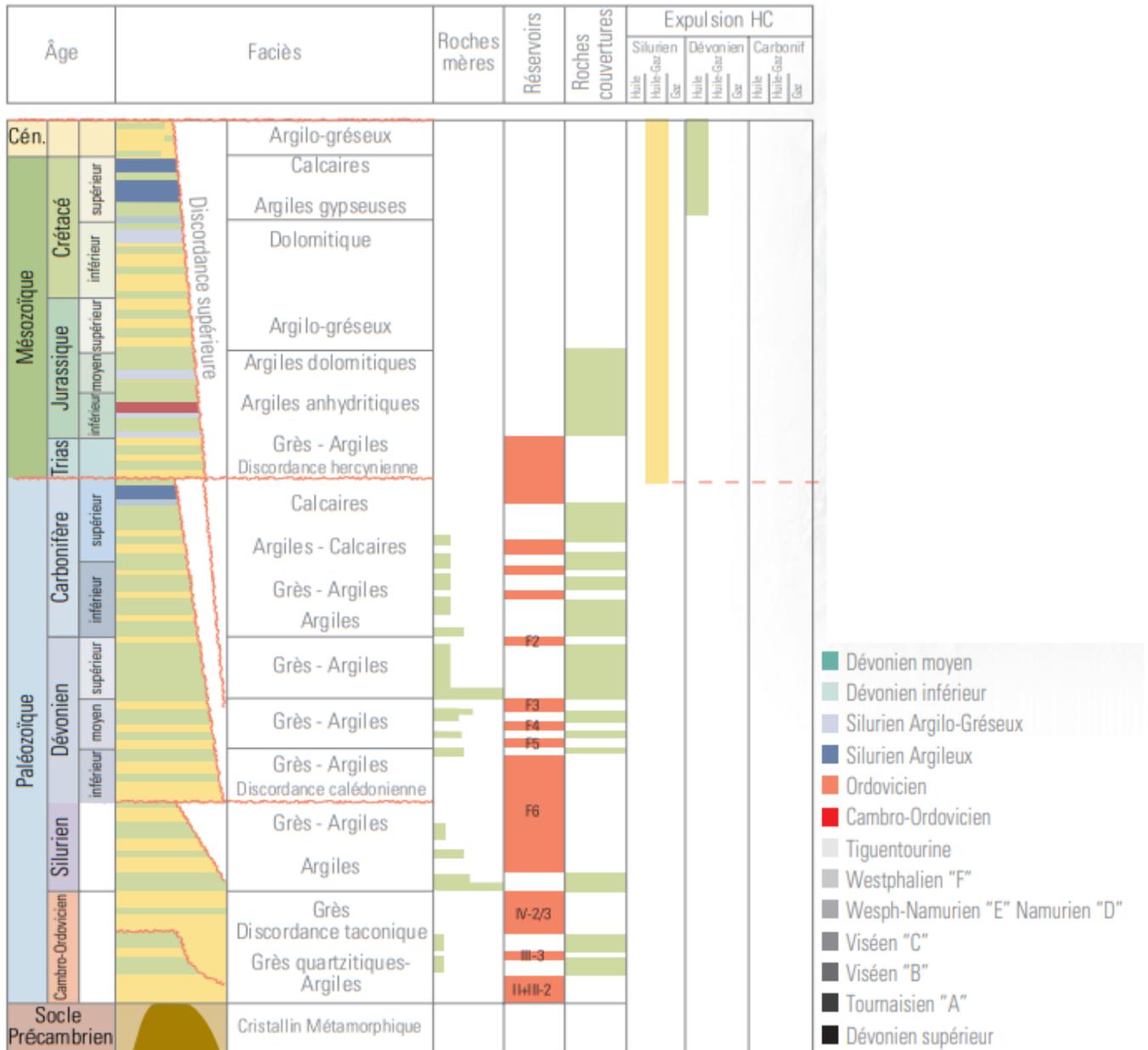


Figure III.9 : La fiche stratigraphique de la région d'étude (document sonatrach).

III.2 Introduction à l'utilisation de « Petrel »:

III.2.1 Présentation de logiciel :

Le développement sur le Petrel a commencé en 1996 par la compagnie de service pétrolier **Schlumberger**, afin d'essayer d'alléger les problèmes des géophysiciens spécialistes. Le résultat était un outil intégré de déroulement des opérations qui permet à des compagnies de penser en critique et en créativité au sujet du réservoir modélisant des procédures, et permettant aux géophysiciens spécialisés de travailler en collaboration avec les outils géophysiques disponibles. Le Pétrél est maintenant une application complète de simulation.

Entièrement intégré avec les outils géologiques et de technologie, le logiciel en chaque une interprétation sismique 2D et 3D rapide. Prélever les données sismiques directement à partir du modèle de réservoir, une bibliothèque étendue des attributs et des techniques sismiques peuvent aider à identifier des indicateurs d'hydrocarbure et des modèles de rupture. L'interface utilisateurs est basée sur des normes de Microsoft Windows, des boîtes de dialogues et des systèmes d'aide. Ceci, permet une familiarisation pour la majorité des géophysiciens et assure l'utilisation efficace des applications.

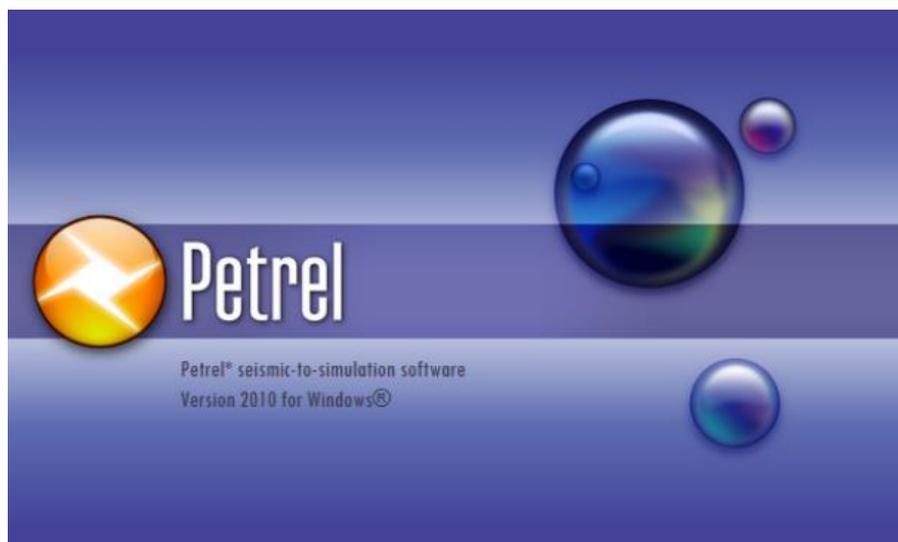


Figure III.10 : L'édition officielle de petrel.

Petrel aujourd'hui est un logiciel qui fournit une solution intégrée de l'exploration à la production pétrolière. Il permet à l'utilisateur d'interpréter les données sismiques, rendre plus performante la corrélation, construire des modèles de réservoir appropriés pour la simulation, de présenter et de visualiser les résultats des simulations, calculer des volumes, produire des cartes et des stratégies de développement de la conception afin de maximiser l'exploitation des réservoirs.

III.2.2 Les avantages de Petrel :

- Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.
- Les possibilités de visualisation variées donnent le QC (control de qualité) instantané de toutes les données en 3D.
- Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- Tous les résultats peuvent être copiés et collés dans n'importe quelle autre application de Windows en les rendant rapides et faciles de rapporter.
- Le Petrel a une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défait/refait, et stockage des modèles...Etc., ce qui rend la tâche plus facile dans l'utilisation et l'apprentissage.

III.2.3 L'Interface de Petrel :

III.2.3.1 Les Fenêtres principales :

Au démarrage de Petrel, il affiche trois fenêtres principales : la fenêtre d'affichage, l'explorateur de projet et le diagramme de processus. Toutes les fenêtres sont amarré ou flottant. Double-cliquer sur la fenêtre bascule son état d'ancrage. Si l'explorateur de projet ou les fenêtres de diagramme de processus ne sont pas affichées, elles peuvent être affichées à partir de la commande de menu d'affichage en utilisant premier Petrel explorateur et Second Petrel explorateur respectivement. En revanche, si une fenêtre 3D n'est pas affichée, elle peut être affichée à l'aide de l'onglet Windows du diagramme de processus.

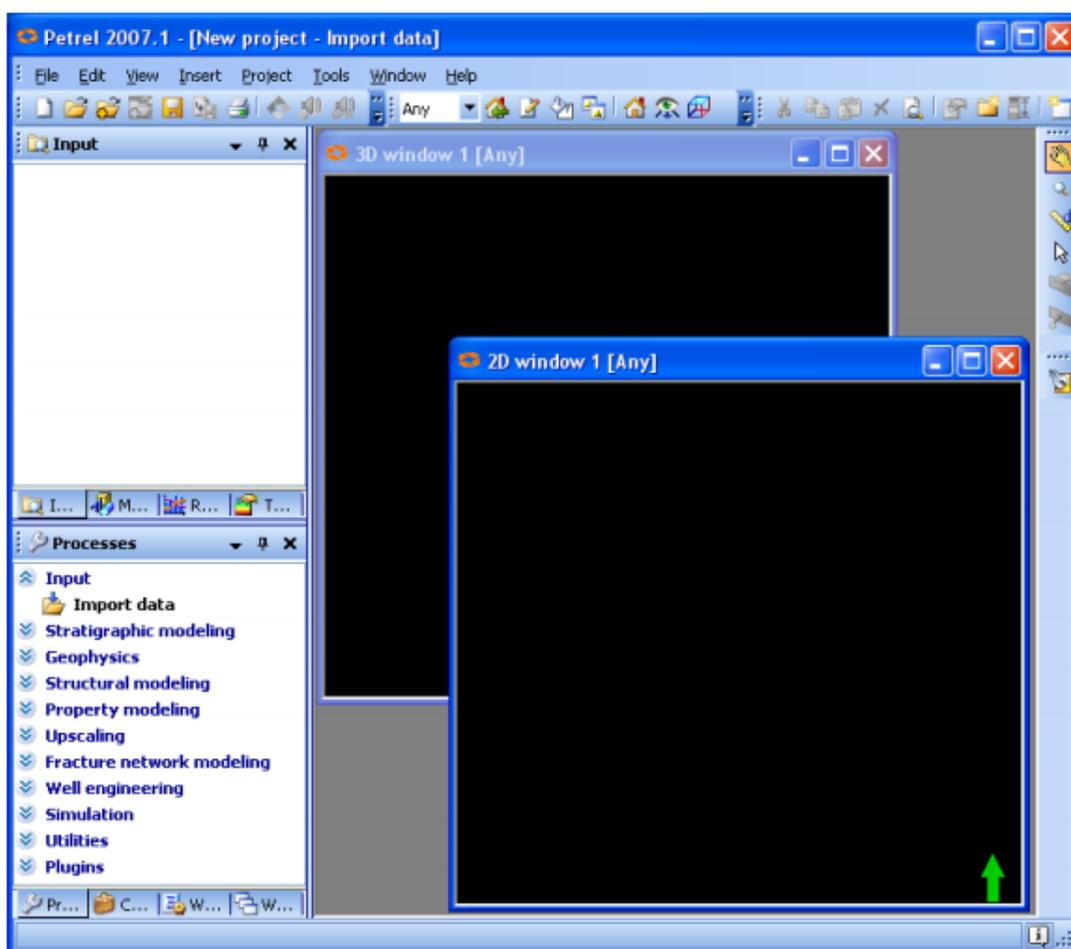


Figure III.11 : L'interface de petrel.

a) Fenêtre d'affichage (Display Window) :

La fenêtre d'affichage est la fenêtre mère de Petrel (zone grise). Il forme le client zone où une variété de fenêtres, qui sont répertoriées dans le menu Windows commande, peut être hébergée (affiché) dans cette zone. Les exemples sont les fenêtres 3D et 2D, fenêtres de section de puits (pour la corrélation de puits), fenêtres d'interprétation (pour interprétation), fenêtres carte/intersection (pour le traçage), etc.

b) Explorateur de projet (Project Explorer) :

Cette fenêtre contient toutes les données triées dans différents onglets dans l'ordre où elles doivent être utilisées. Toutes les données qui ne sont liées à aucune grille 3D seront triées sous l'onglet Entrée. Exemples : puits et sommets de puits, lignes interprétées, polygones, fonctions, puits sections, grilles 2D et plus encore. Toutes les données liées à une grille 3D seront triées, ainsi que les données du système d'information de grille 3D, sous l'onglet Modèles. Les exemples sont les failles générées, horizons maillés, propriétés 3D, zones, etc.

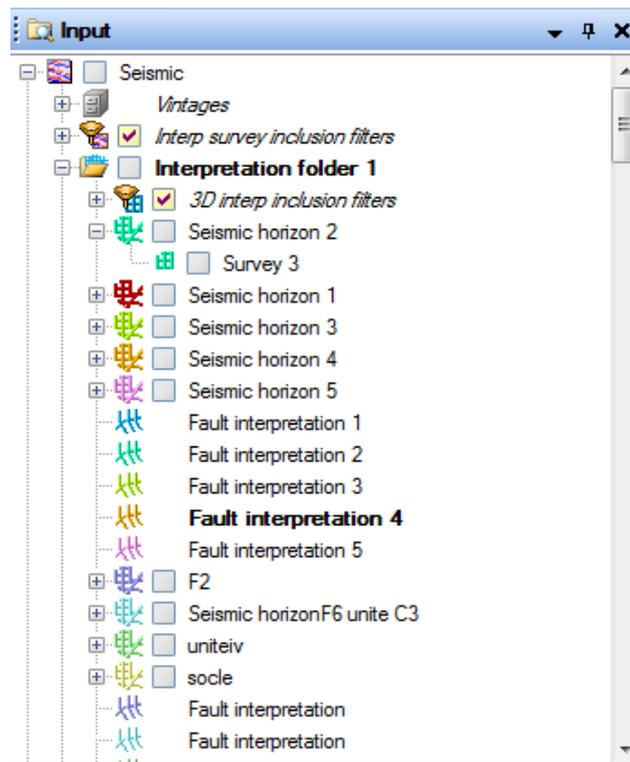


Figure III.12 : Explorateur de projet.

c) Diagramme de processus (Process Diagram) :

Cette fenêtre contient une liste de tous les processus disponibles dans Petrel. Ils sont triés en l'ordre dans lequel ils doivent être utilisés, et les premiers processus devront être exécutés avant vous avez accès à d'autres processus dans la liste. Par exemple, vous devez créer un fichier 3D grille avant de pouvoir y insérer des horizons, et vous devez créer des zones avant de pouvoir insérez-y des calques.

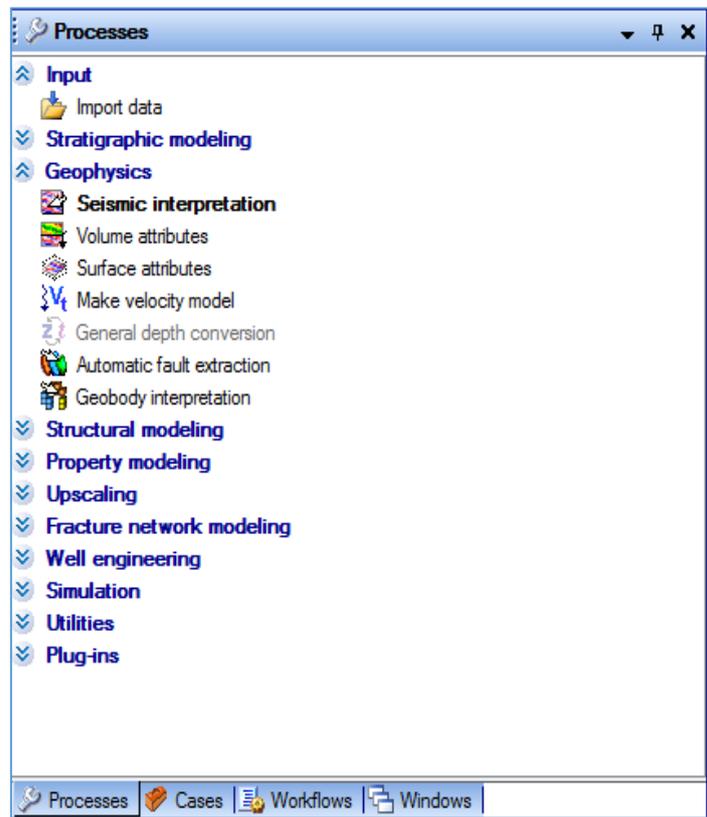


Figure III.13 : Diagramme de processus.

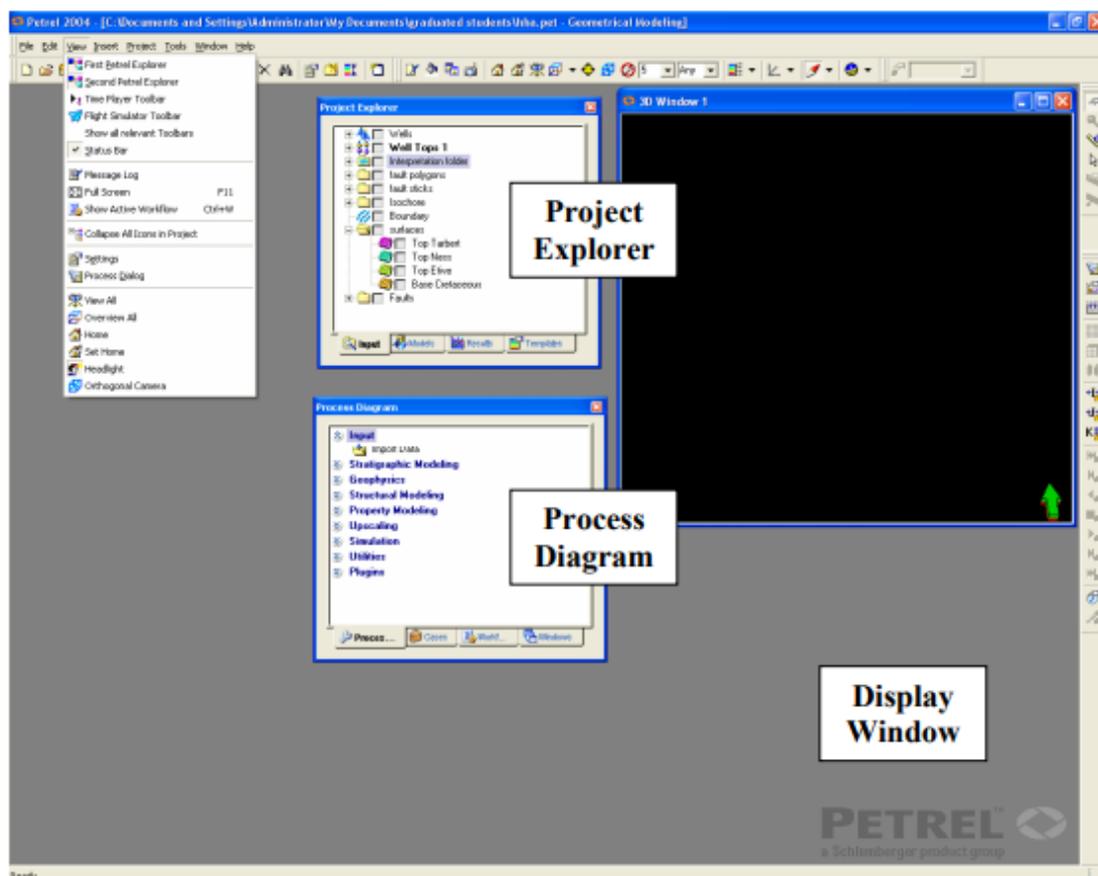


Figure III.14 : Les fenêtres principales d'interface de Petrel.

III.2.3.2 Les Eléments principaux :

Les principaux éléments de l'interface Petrel sont présentés sous forme de volets. L'entrée, les modèles, les résultats et les modèles sont affichés dans la partie centrale du côté gauche de l'écran. Les processus, les cas, les flux de travail et les fenêtres sont affichés en bas partie du côté gauche de l'écran. Le volet Processus donne à l'utilisateur un aperçu des flux de travail suggéré dans Petrel.

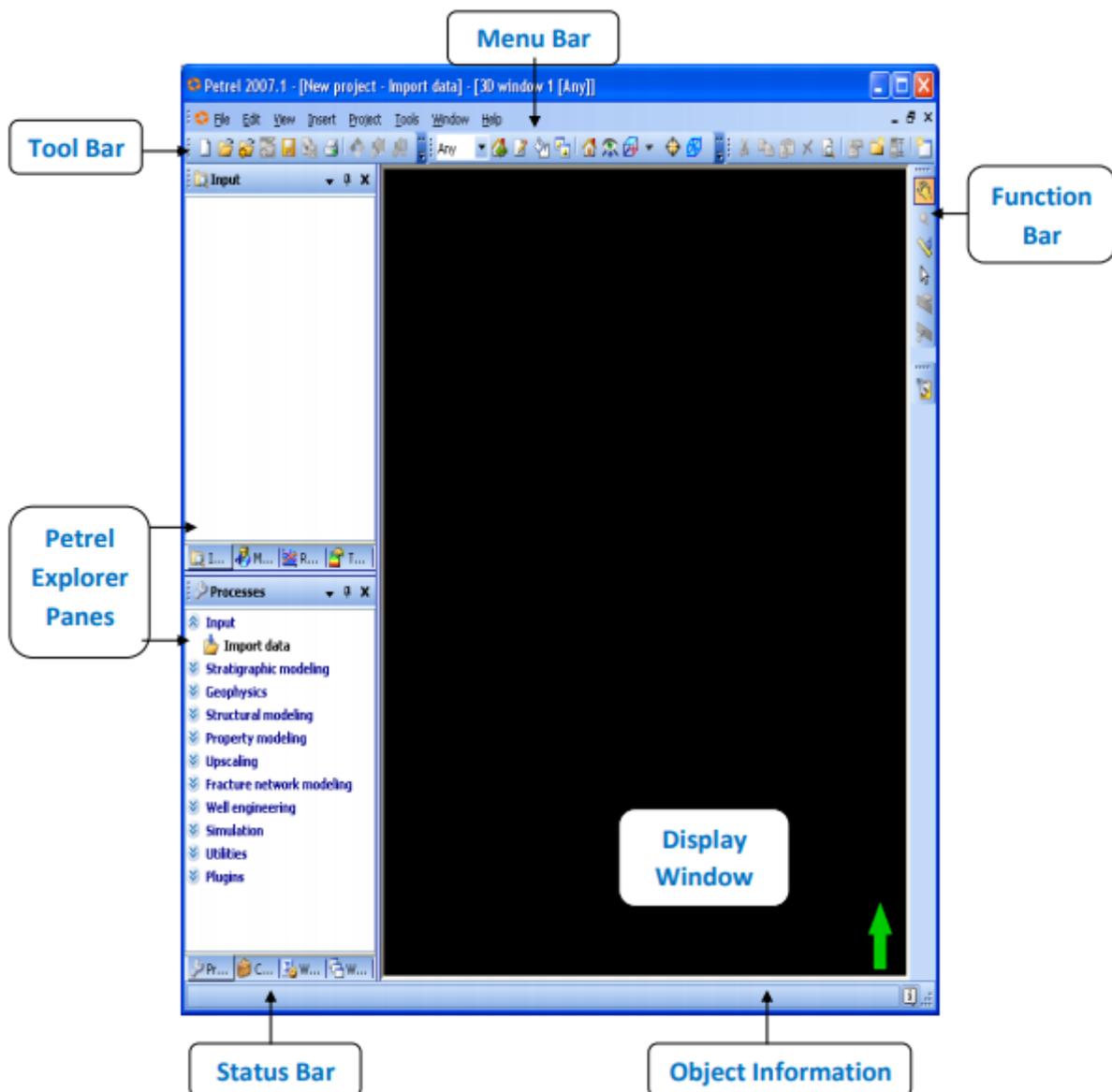


Figure III.15 : Les éléments principaux d'interface de Petrel.

a) Les Volets d'utilisateur (Panels) :

Contient toutes les données utilisées dans le projet :

- **volet d'entrée** (Input pane): contient les données importées ou créées.
- **Volet des modèles** (Models pane): contient les modèles créés.
- **Template**: contient les templates prédéfinies.
- **Volet de résultats** (Results pane): simulation des filtres et affichage des résultats volumétriques.
- **Volet des processus** (Processes pane): contient une liste de processus disponibles dans Petrel dans l'ordre dans lequel ils doivent être effectués.
- **Volet des Workflows** (Workflows pane): contient des workflows insérés dans le menu Insertion et modifiés à l'aide de l'éditeur de workflow.
- **Volet des cas** (Cases pane): stocke toutes les cas volumétriques et de simulations.
- **Volet des fenêtres** (Windows pane): il stocke toutes les fenêtres utilisées (fenêtre 3D, fenêtre d'interprétation...).
- **Volet des favoris** (Favorites pane): il permet de personnaliser l'accès aux données et aux processus dans Petrel. il contient des raccourcis vers des données (volet d'entrés et volet des modèles), des processus, des fenêtres, des modèles, des workflows et des cas.

b) Les Barres d'utilisateur :

Sont des barres permettent d'accéder à la fonctionnalité de l'interface utilisateur de Petrel:

- **Barre de titre** : contient le titre du projet et le chemin d'accès.
- **Barre d'outils**: affiche des outils généraux liés à l'importation et à la visualisation des données.
- **Barre de menu**: affiche les commandes habituelles du menu des fenêtres, tels que : File > Open, Edit > Copy, File>Save, and Help > Manual.
- **Barre de fonction**: affiche les outils reliés au processus actif dans le volet des processus.
- **Barre d'information**: affiche des informations sur un objet quand il est sélectionné dans la fenêtre d'affichage.
- **Barre des statuts**: affiche les statuts de la dernière action effectuée.
- **Barre des messages**: affiche un log de toutes les actions faites dans la session Petrel. On peut l'activer ou la désactiver dans le menu.

c) Barres des outils :

Les barres des outils de base de Petrel sont :

Actions de fichier :



Modifier les actions :



Fenêtre :



Outils :



Actions :



Les barres d'outils Actions de fichier, Actions d'édition et Actions sont pertinentes pour le volet d'entrée et les fenêtres du volet de processus. Les deux autres barres d'outils concernent les fenêtres 2D/3D.

III.2.4 Création d'un nouveau projet :

Pour démarrer un nouveau projet, suivez les étapes :

- Sélectionne **New Project** dans le **File menu**. Un avertissement de sauvegarde d'un projet précédent peut apparaître. Si aucun projet n'est actif, ignorer le message et appuyer sur non.
- Une nouvelle fenêtre d'affichage apparaît avec une couleur de fond noire.
- Sélectionne **Save the Project** dans le File menu.
- Lorsque la boîte de dialogue enregistrer le projet sous s'affiche, spécifier le nom et l'emplacement du le projet.

Maintenant prêt à commencer la première étape de construction d'un modèle géologique 3D, qui est l'importation des données.

III.2.5 L'importation des données :

Le chargement des données sismiques est une partie intégrante du projet d'interprétation sismique. Dans certains cas, les interprètes chargent les données eux-mêmes et, dans certains cas, elles sont fournies avec un projet ou les données sont chargées par un spécialiste de chargement de données.

Dans les deux cas, il est important pour l'interprète d'être au courant des étapes fondamentales de chargement de données sismique. Dans ce qui suit on va présenter comment charger des données sismique 3D sur Petrel.

III.2.5.1 Choix du système de coordonnées :

Avant chargement des données, il faut choisir le système de coordonnées qui correspond à la localisation de ce projet, comme suit :

- Cliquer sur **Select CRS** (coordinate reference system) à la boîte de dialogue.
- Choisir **Nord Sahara UTM32 1959 zone 32N**. Cliquer **OK**.

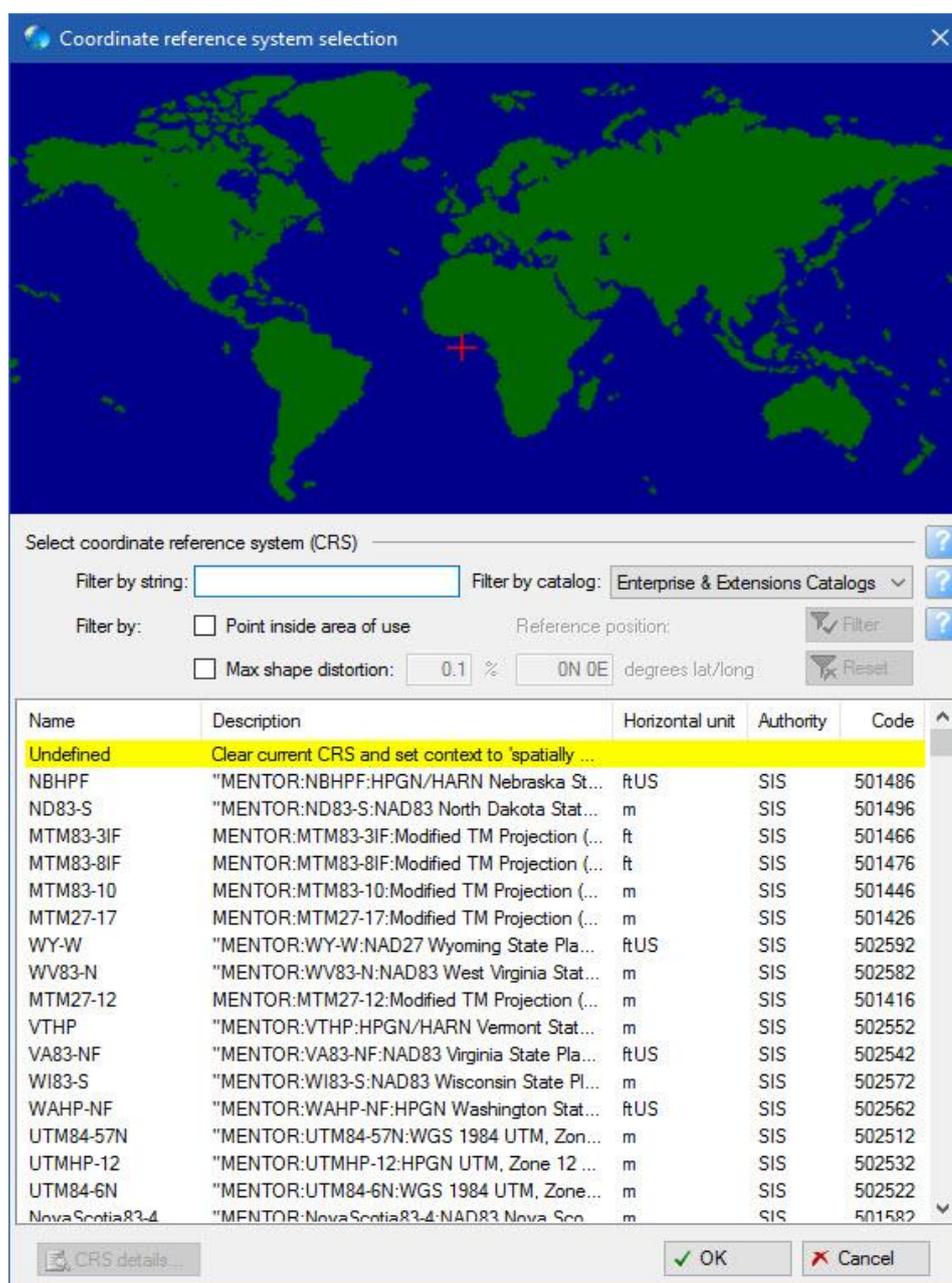


Figure III.16 : Système de coordonnées.

Avec chaque types des données qui va importer, il faut choisir le format équivalent au Petrel, tel que :

DATA	FORMAT
Données sismiques	SEG-Y seismic data (*.*)
Localisation des puits	Well heads (*.*)
Check shots	Checkshots format (ASCII) (*.*)
Logs des diagraphies	Well Log (LAS 3.0) (*.las)
Tops des puits	Well Tops (ASCII) (*.*)

Tableau III.1 : Les formats d'importation des données.

III.2.5.2 Chargement des données sismiques (3D Seismic Data) :

- Dans la barre de menu, sélectionner **Insert > New seismic folder**.
- Cliquer avec bouton droit sur **Seismic** (le nouveau dossier créé sur le volet des entrées-**Input**-) et sélectionner **Insert seismic survey**.

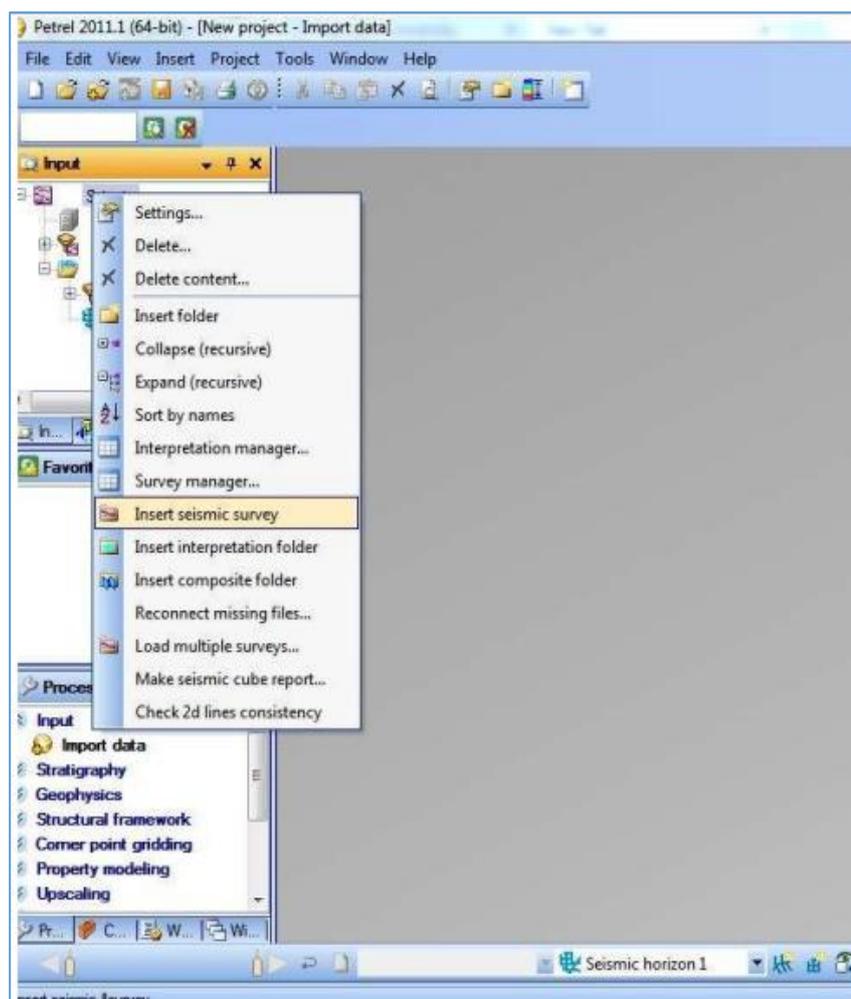


Figure III.17 : Insertion des données sismiques.

- Un clic droit sur Survey et sélectionner **Import (on sélection)** pour ouvrir une boîte de dialogue.

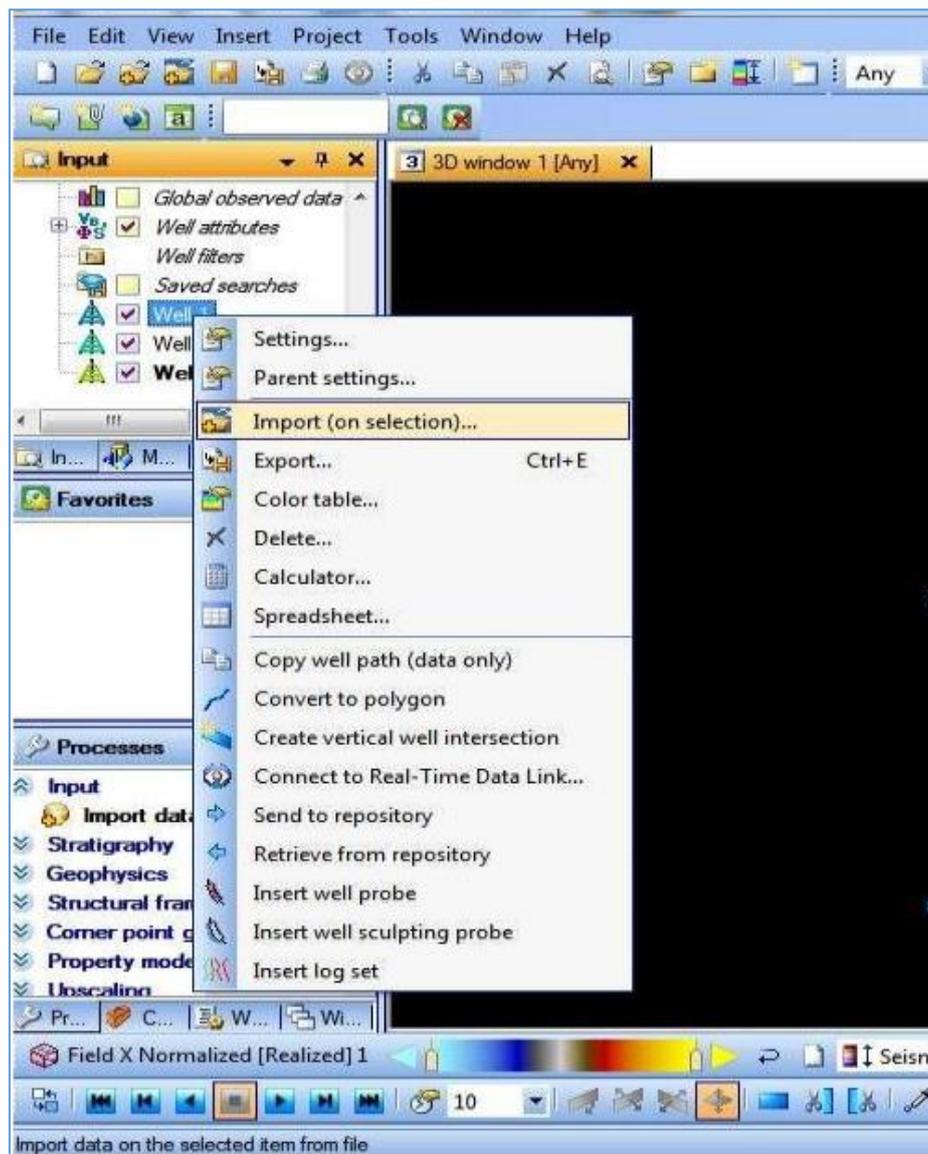


Figure III.18 : L'ouvre de boîte de dialogue.

- Choisir le fichier et son type de format (**SEG-Y seismic data (*.*)**). Cliquez sur **Ouvrir**.

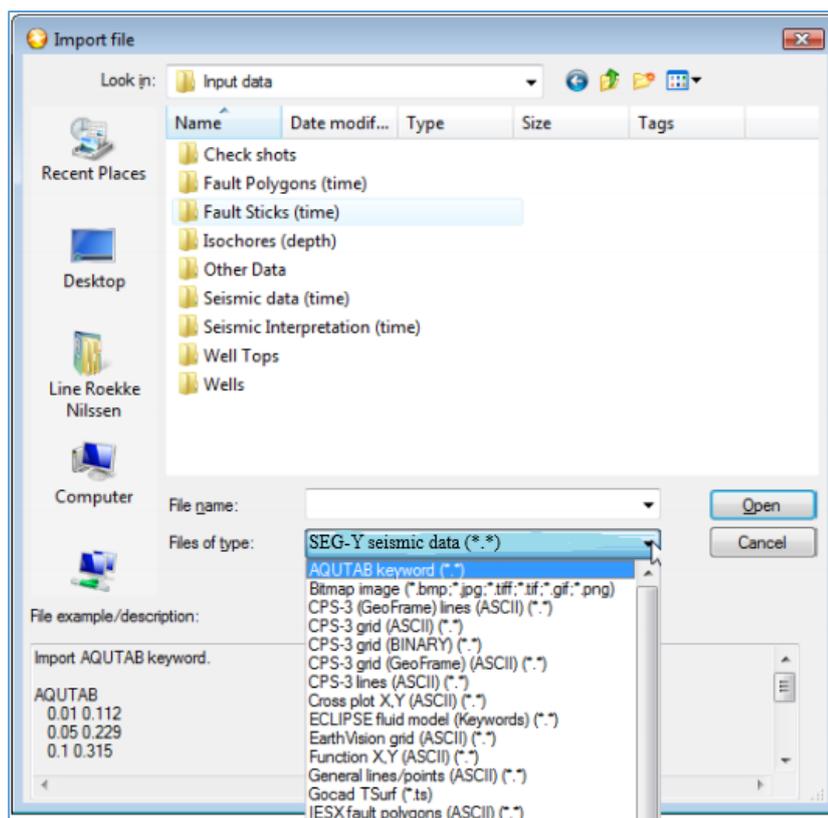


Figure III.19 : Choix de type de format.

- Ouvrir une fenêtre 3D pour visualiser le cube sismique.

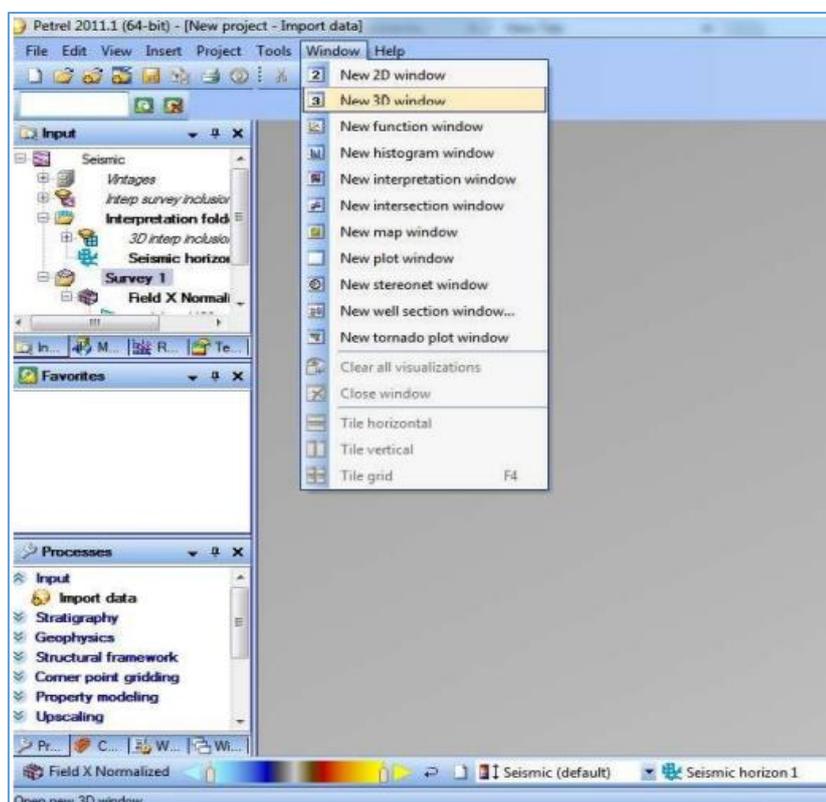
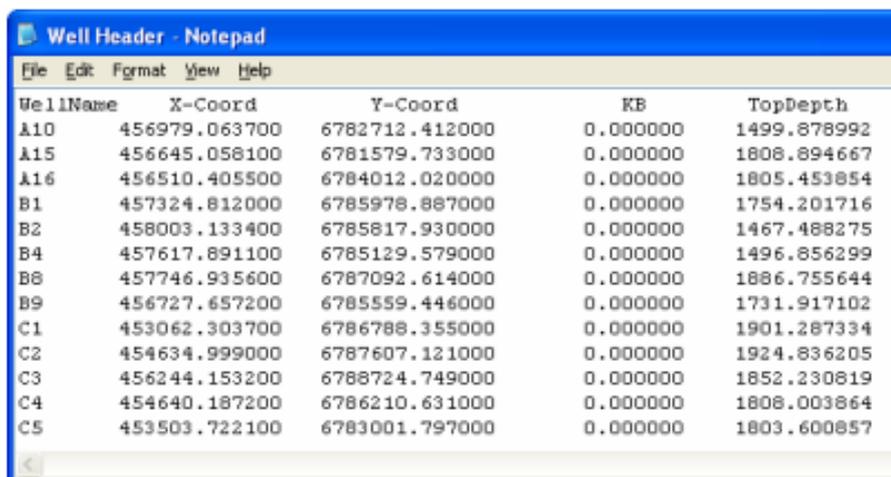


Figure III.20 : Ouvrir une fenêtre 3D.

III.2.5.3 Chargement des données des puits (Well Data) :

a) Localisation des puits (Well Headers) :

Les en-têtes des puits peuvent être créés à l'aide d'un éditeur de texte. Les données incluent Nom de puits, les coordonnées X et Y, Hauteur de table de forage (KB), Profondeur finale.



WellName	X-Coord	Y-Coord	KB	TopDepth
A10	456979.063700	6782712.412000	0.000000	1499.878992
A15	456645.058100	6781579.733000	0.000000	1808.894667
A16	456510.405500	6784012.020000	0.000000	1805.453854
B1	457324.812000	6785978.887000	0.000000	1754.201716
B2	458003.133400	6785817.930000	0.000000	1467.488275
B4	457617.891100	6785129.579000	0.000000	1496.856299
B8	457746.935600	6787092.614000	0.000000	1886.755644
B9	456727.657200	6785559.446000	0.000000	1731.917102
C1	453062.303700	6786788.355000	0.000000	1901.287334
C2	454634.999000	6787607.121000	0.000000	1924.836205
C3	456244.153200	6788724.749000	0.000000	1852.230819
C4	454640.187200	6786210.631000	0.000000	1808.003864
C5	453503.722100	6783001.797000	0.000000	1803.600857

Figure III.21 : Les en-têtes des puits.

- Importer le fichier des entêtes des puits au Petrel avec le format **Well heads (*.*)**.
- Voir à la fenêtre d'explorateur de projet (input).

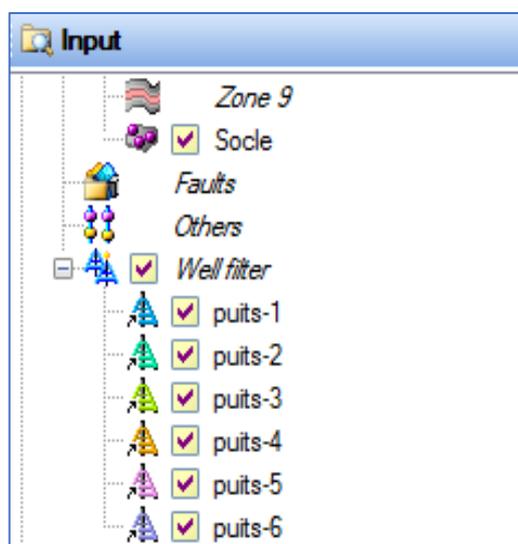


Figure III.22 : Les puits à fenêtre d'explorateur.

- Ouvrir la fenêtre 2D pour afficher les puits sur le plan de surface.

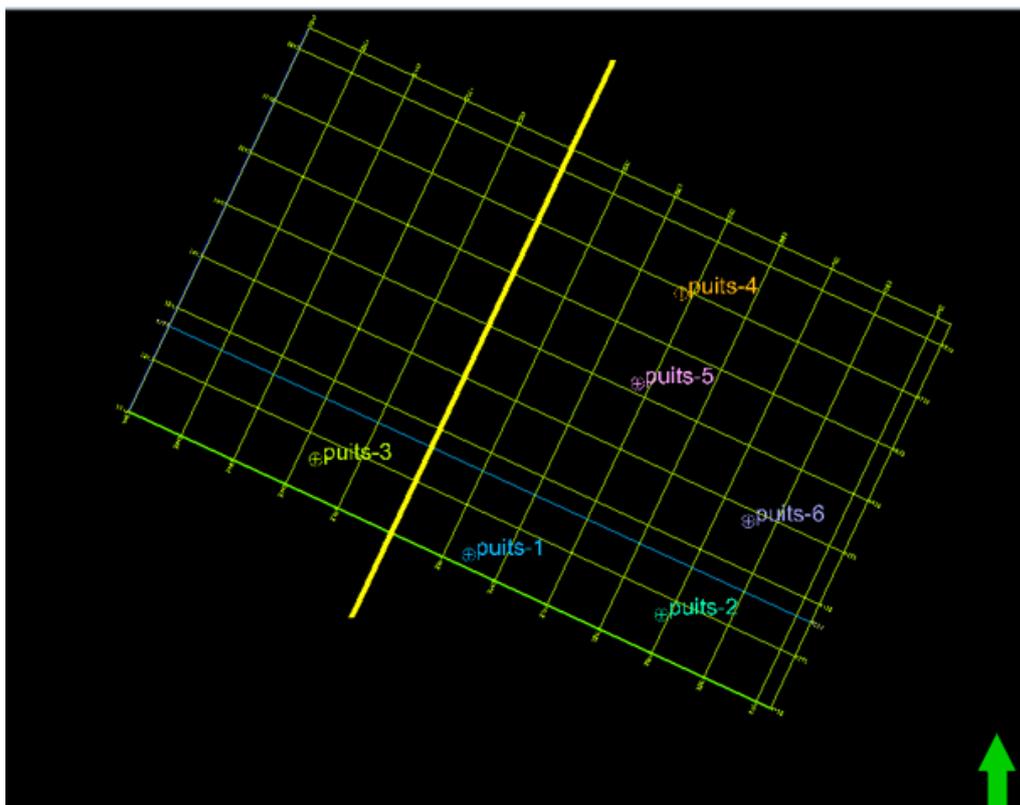


Figure III.23 : Les positions des puits dans la fenêtre 2D.

b) Check shots :

- Clic droit sur **Wells** dans le volet des entrées et sélectionner **Import (on selection)** pour ouvrir une boîte de dialogue.
- Sélectionner **Checkshots format (ASCII) (*.*)**, de fichier check shots.

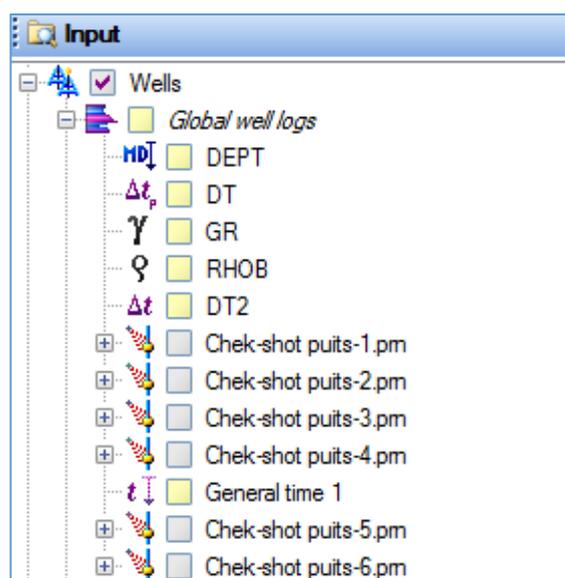


Figure III.24 : Check shots à fenêtre d'explorateur.

- Choisir un ou plusieurs fichiers à charger.
- Clic sur ouvrir.

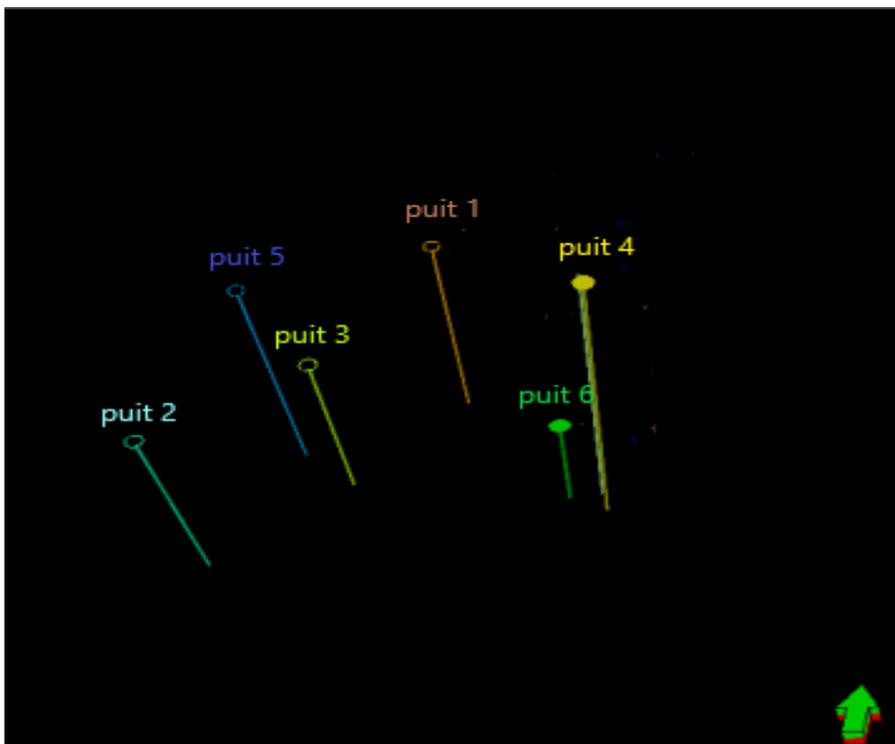


Figure III.25 : Les puits avec check shots à fenêtre 3D.

c) Les logs des diagraphies (Well Logs) :

- Cliquez sur le dossier **Wells** ou sur un sous-dossier - sélectionnez **Import (on selection)** dans le menu contextuel.
- Sélectionnez **Well Log (LAS 3.0) (*.las)** comme fichiers de type.
- Sélectionnez les fichiers corrects et cliquez sur Ouvrir. Un nom de fichier de correspondance et une boîte de dialogue de puits apparaîtront.
- Vérifiez que la trace du puits correspondant au nom de fichier est correcte. Modifiez à partir du menu déroulant si nécessaire.
- Cliquez sur **OK**. La boîte de dialogue d'importation apparaîtra.
- Spécifiez les paramètres dans la boîte de dialogue d'importation.
- Cliquez sur **OK** ou sur **OK for all** (si la configuration est la même pour tous les fichiers).

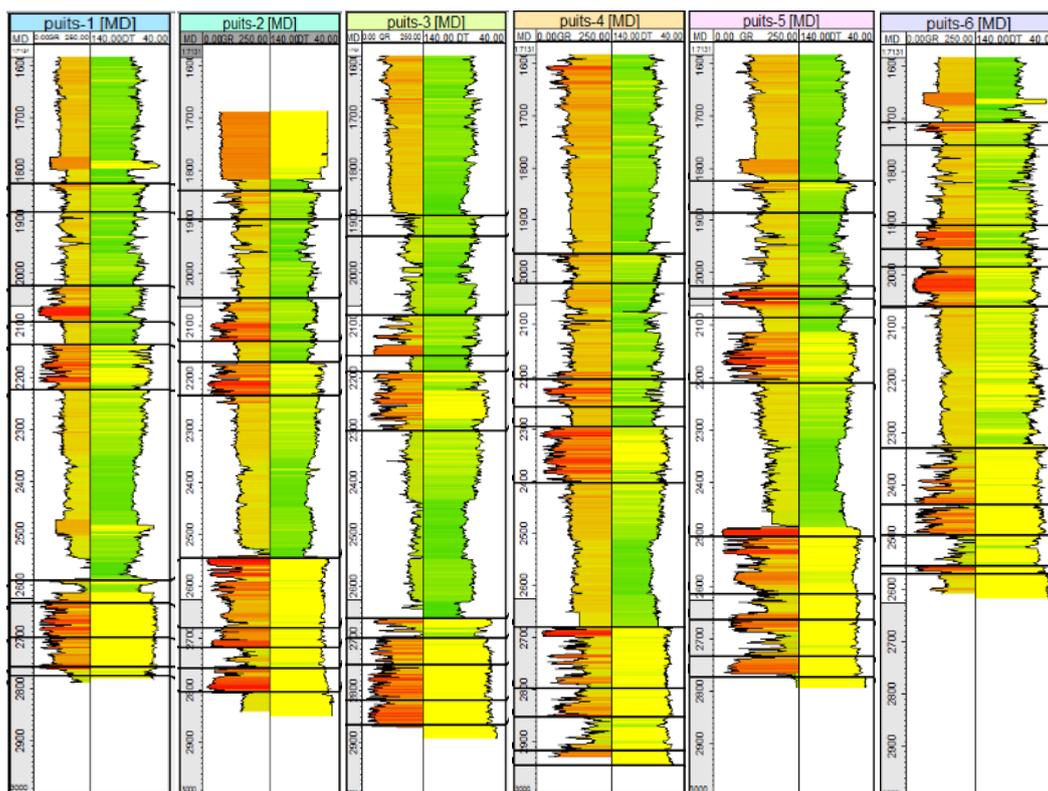


Figure III.26 : Les logs des diagraphies de chaque puits.

d) Les tops des puits (Well Tops):

Les tops de puits sont des marqueurs qui définissent l'intersection entre un puits et un horizon ou une faille. Ils sont interprétés ou créés en Petrel. Le fichier de données des tops de puits peut être créé à l'aide d'un éditeur de texte, il contient de nom de puits, nom des horizons et les profondeurs.

Pour charger les tops des puits dans le projet :

- Cliquez sur la commande de menu **Insert** et choisissez **New well tops**.
- Un nouveau dossier **Well Tops** sera ajouté, qui apparaîtra dans la fenêtre de l'explorateur de projets sous la forme d'un élément d'arborescence.
- Puis sélectionnez **Import (en sélection)**. Sélectionnez le format **Well Tops (ASCII) (*.*)** dans la liste des types des fichiers.
- Spécifiez l'emplacement et le nom du fichier de données des tops de puits et appuyez sur le bouton **Ouvrir**.
- Importez le fichier par **Import Well Tops**. Appuyez sur **OK for all**, puis appuyez sur **OK** pour fermer la fenêtre d'informations.

On place les tops dans leurs profondeurs avec les logs des diagraphies à chaque puits, pour faire la corrélation entre eux (la corrélation passant par les six puits).

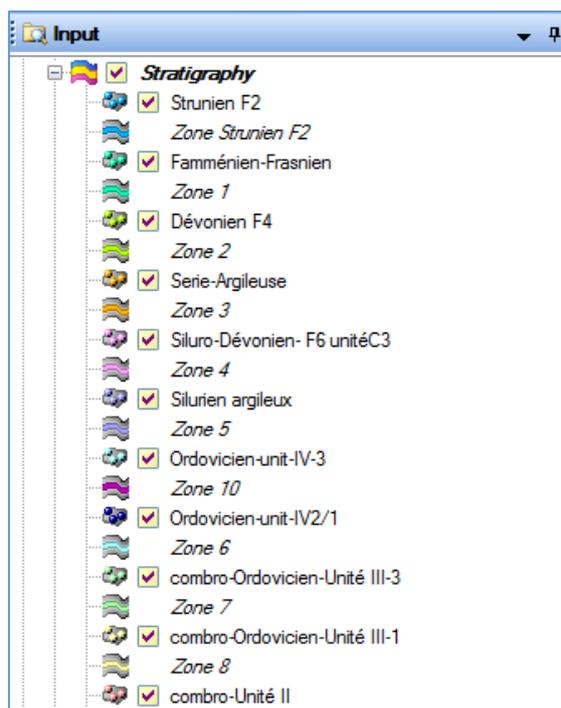


Figure III.27 : les tops à fenêtre d'explorateur.

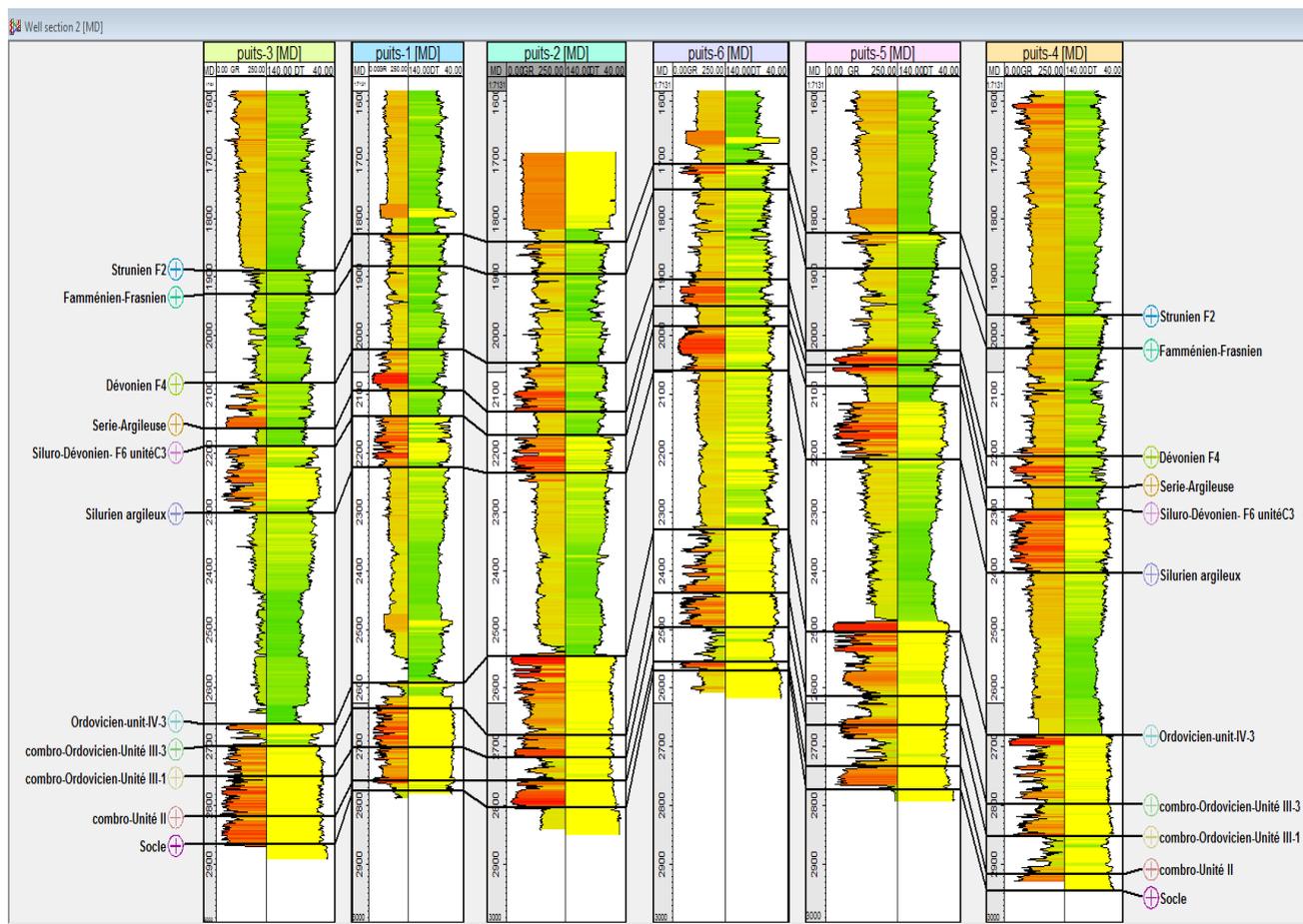


Figure III.28 : Les tops placés avec les logs et la corrélation entre eux dans tous les puits.

Maintenant on finit l'étape d'importation des données dans le nouveau projet, telque on charger toutes les données nécessaires pour le travail. Et on va commencer les étapes d'interprétation dans le suivant chapitre.

Chapitre IV :
Interprétation des données
sismiques et réalisation des
cartes.

IV.1 Introduction :

L'interprétation structurale en géophysique est l'analyse des données sismique en vue de générer des modèles géologiques raisonnables, et de prédire les propriétés et structures du sous-sol. Autre mondiait on donne au terme interprétation sismique le sens suivant: « déterminer la signification géologique de l'information sismique ».

L'interprétation des images sismiques dans le cadre de la prospection pétrolière, est une opération complexe qui nécessite une connaissance importante. L'interprétation structurale est fondée sur les variations de forme des horizons, la forme du signal (réflexion) n'est utilisée que comme objet à corrélérer en vue d'assurer le tracé ou le pointé d'un horizon.

D'une manière générale le résultat de l'interprétation n'est pas unique, c'est pour cette raison que l'interprétation en géophysique est considérée comme un problème inverse. L'interprétation structurale se fait essentiellement sur machine, en utilisant des softs conçus dans le but de réaliser des cartographies sismiques, notre travail de cartographie est fait à l'aide du logiciel « Pétrel ».

IV.2 L'interprétation des données sismiques :

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.

Maintenant, on a tous les données nécessaires pour faire l'interprétation, telque avant suivie la première étape nous affichons la sismique de notre projet.

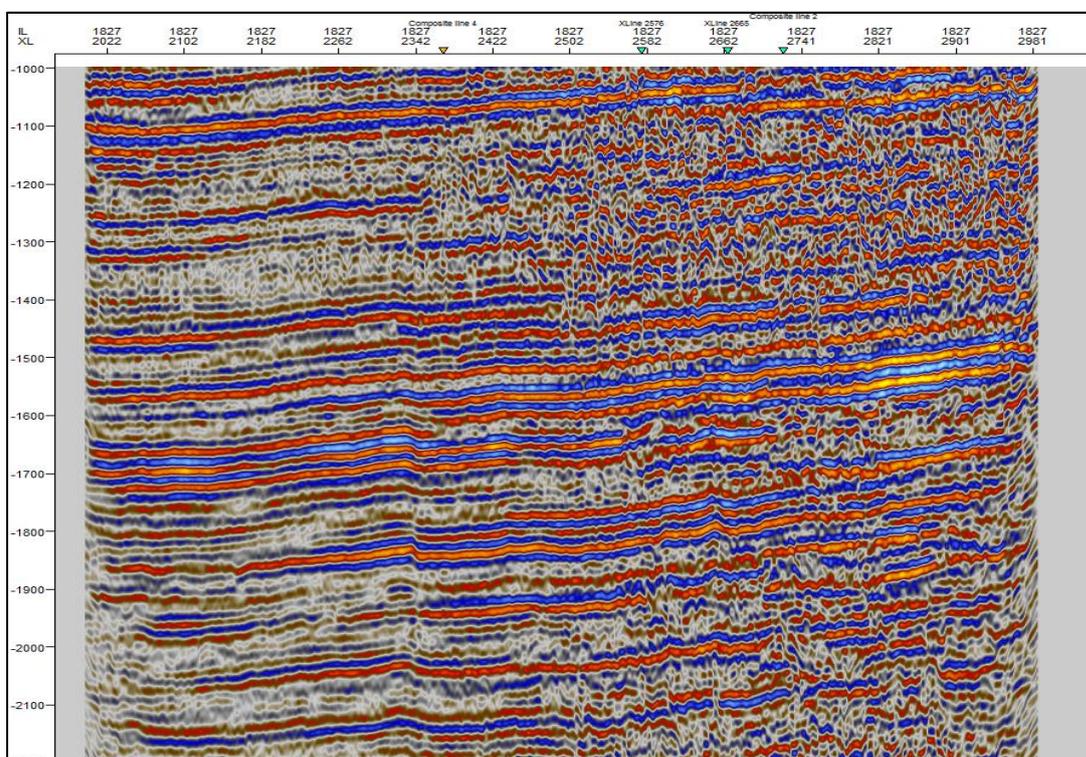
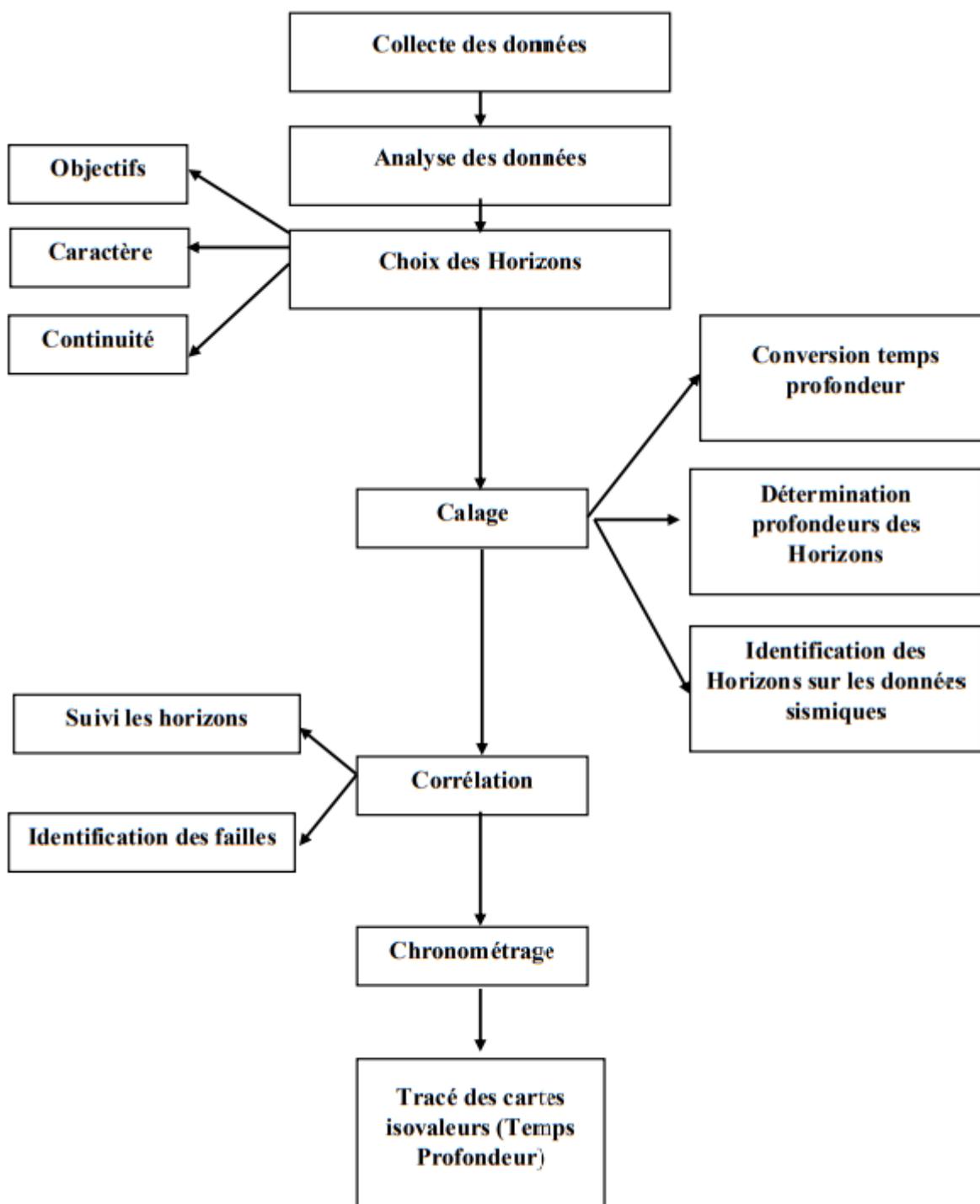


Figure IV.1 : La sismique du projet étudié.

La méthodologie de l'interprétation structurale est représentée dans plusieurs étapes pour réaliser les cartes et identifier les failles.



Organigramme IV.1 : les différentes étapes de l'interprétation.

IV.2.1 Les étapes d'interprétation :

IV.2.1.1 Choix des horizons :

Lors de l'étude d'interprétation sismique structurale, les horizons à corrélés sont choisis soit dans le but de cartographier des réservoirs connus et objectifs pétroliers, soit dans le but d'une analyse structurale de la région. Les horizons sont choisis soit pour leur intérêt pétrolier, leurs bons caractères des réflexions, ou leurs continuités dans la région d'étude.

Pour notre étude on a choisie quatre horizons :

- **Le toit du Strunien F2**
- **Le toit de la Siluro-Dévonien-F6 unité C3**
- **Le toit de l'Ordovicien-unité-IV-3**
- **Le toit du Socle**

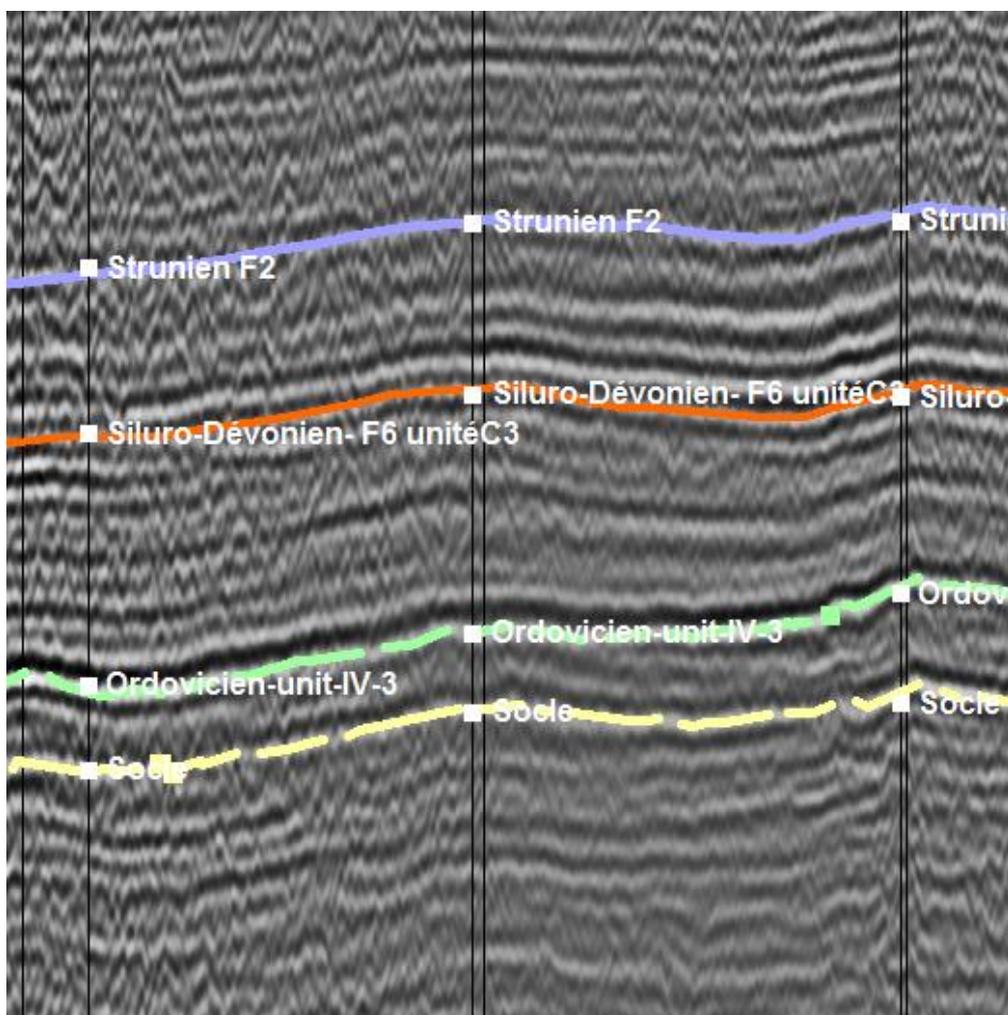


Figure IV.2 : Les horizons qui sont choisies.

IV.2.1.2 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) ou le profil sismique vertical (PSV) qui est réalisés au niveau des puits.

Pour effectuer le calage à partir du carottage sismique ou le PSV, on a suivi les étapes suivantes:

- Choisir les sections sismiques qui passent par les puits ayant les données de calage.
- Identifier les horizons à partir des tops (Le toit du Strunien F2, Le toit de la Siluro-Dévonien-F6 unité C3, Le toit de l'Ordovicien-unité-IV-3).

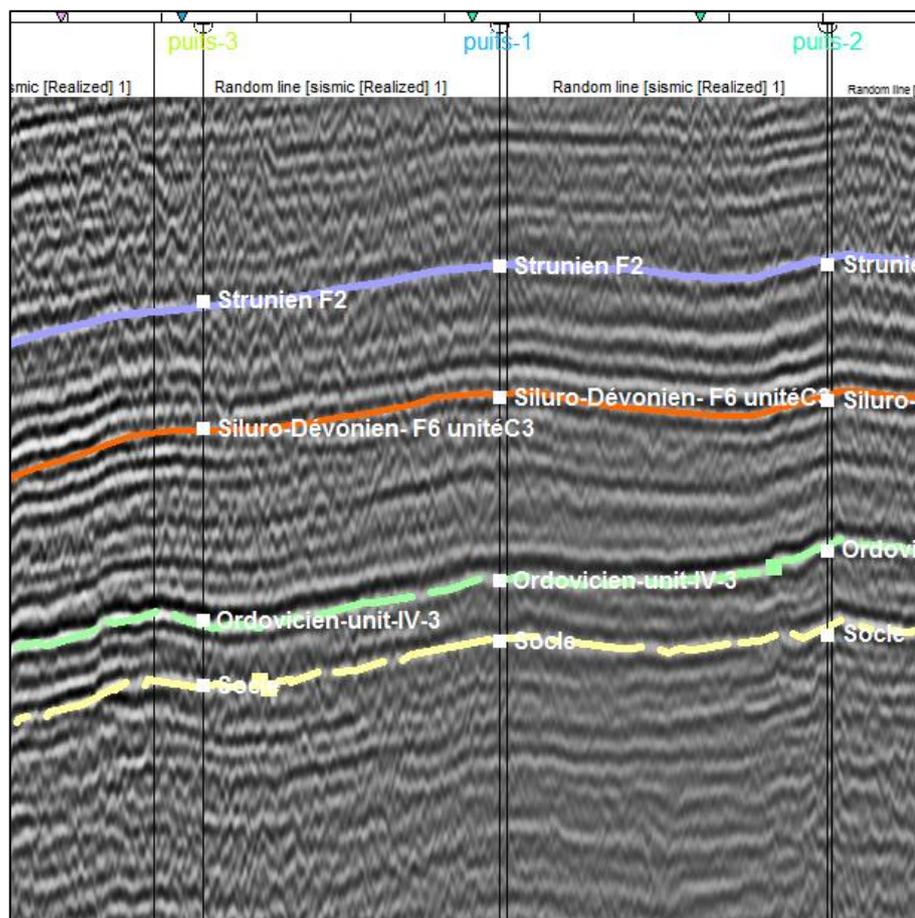


Figure IV.3 : Identification des horizons sur les puits.

- Relever, à partir des tops des puits (des fiches stratigraphiques), les profondeurs des toits des formations choisies (Ces profondeurs sont données par rapport à la table de rotation de forage).
- Convertir ces profondeurs en temps, en utilisant la courbe temps-profondeur du Check shots.
- Ramener ces temps au même plan de référence avec celui de la section sismique, par l'application de correction statique (en temps simple), puisque le plan de référence de la section sismique (DPs) diffère de celui du check shots (DPc).
- Multiplier les temps corrigés par deux, car le temps de la section est un temps double.

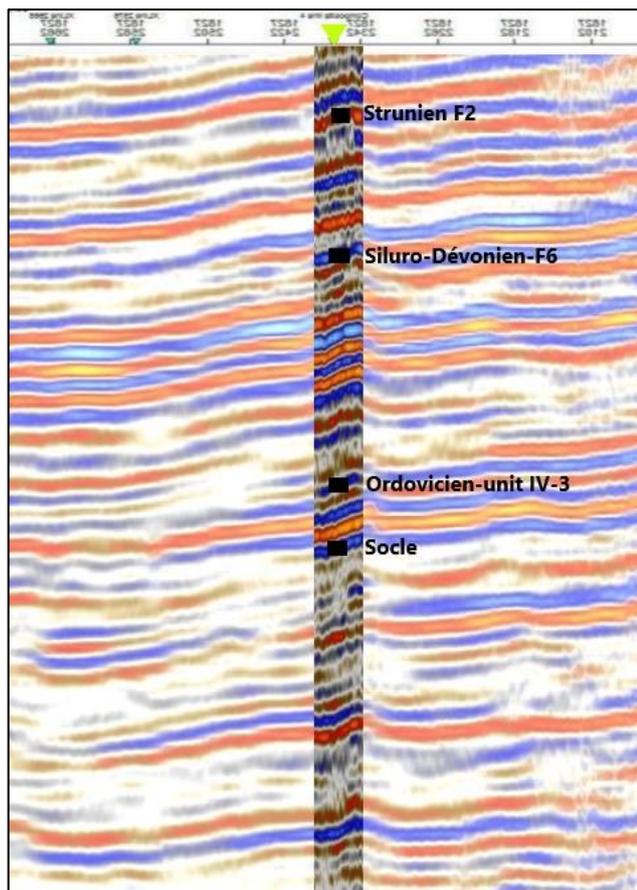


Figure IV.4 : Le calage au niveau des puits.

- Identifier les horizons sur le film synthétique. On les superpose sur la section sismique, en tachant d'avoir le maximum de coïncidences d'événements sismiques afin d'avoir le meilleur calage possible.

Dans notre étude, le calage des horizons sismiques a été réalisé sur la station de travail (Petrel) en utilisant les données des six puits.

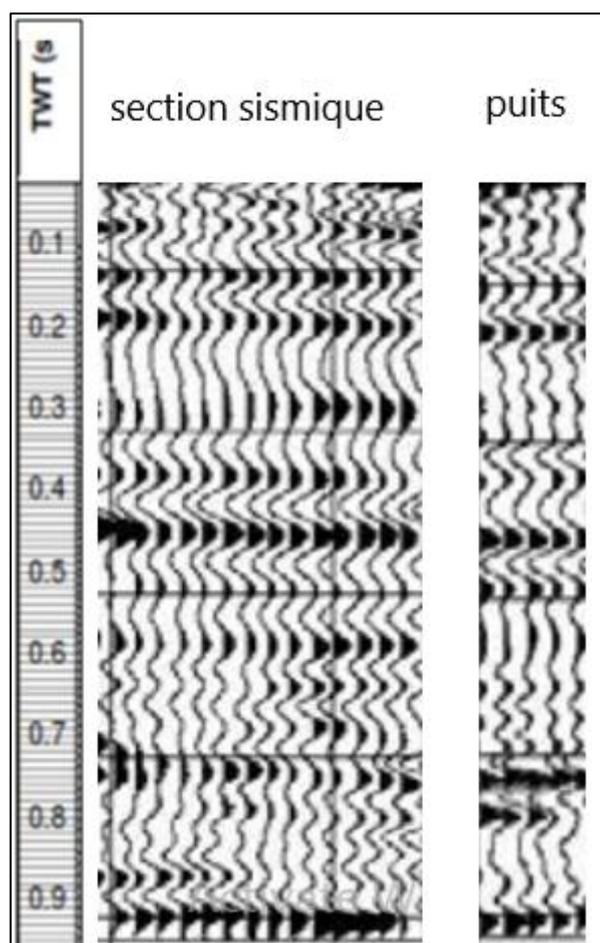


Figure IV.5 : Le calage à partir de film synthétique.

IV.2.1.3 Corrélation des horizons et identification des failles :

a) Corrélation des horizons :

La corrélation est l'étape la plus importante lors de l'interprétation sismique. Elle s'effectue sur les sections en contrôlant maille par maille et croisement par croisement, jusqu'à la corrélation de tout le volume 3D.

La corrélation ou bien le suivi des horizons consiste de pointer des horizons est réalisé en reliant les pics qui forment le même réflecteur. On commence le suivi par la corrélation entre les puits (les sections qui passent par les puits), car les horizons sont déjà identifiés au niveau des puits.

Le caractère qui est très important dans la corrélation c'est la continuité des horizons (caractère de réflexions), ce caractère est relié au contraste d'impédance acoustique qui contrôle la qualité des réflecteurs. Dans notre cas les horizons choisis (le toit du Strunien F2, de la Siluro-Dévonien-F6 unité C3, de l'Ordovicien-unite-IV-3 et du Socle) sont représentés par des bons réflecteurs sismiques.

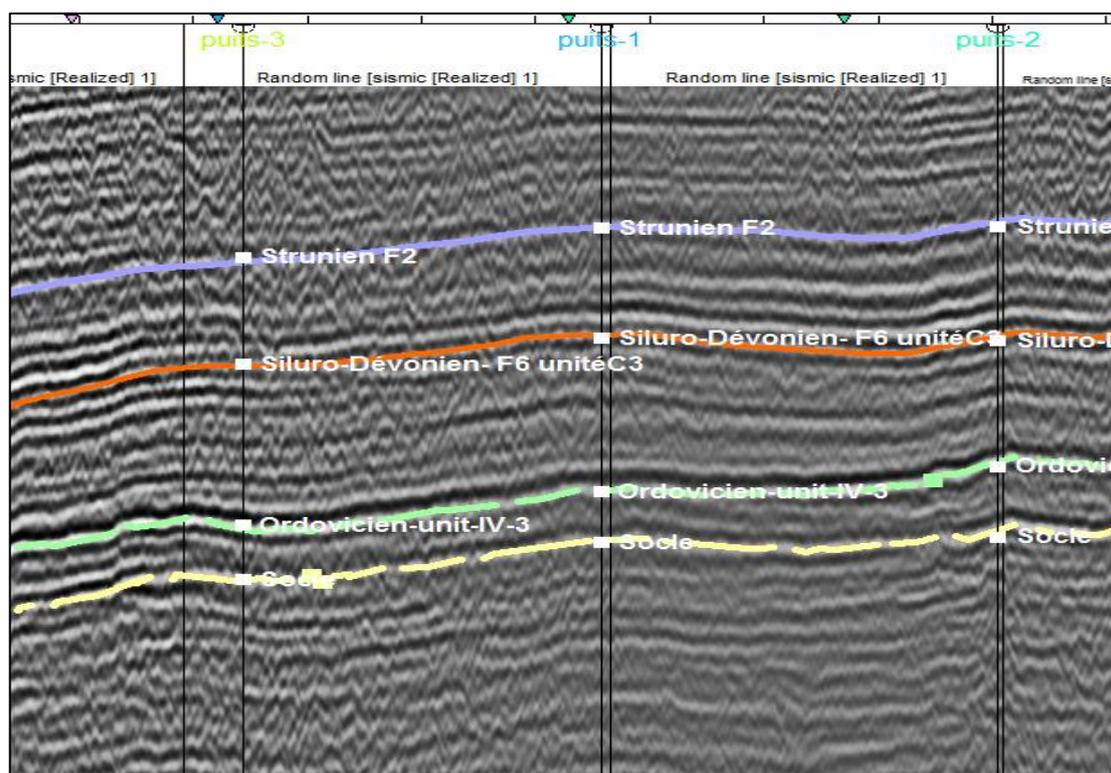


Figure IV.6 : La corrélation au niveau des puits.

En cas de perte de continuité, on fait une corrélation optique visuelle définie par le critère d'amplitude ainsi que le caractère de la réflexion (fréquence apparente et forme). Il est aussi utile de comparer des sections parallèles pour l'identification des horizons en cas de perte du signal.

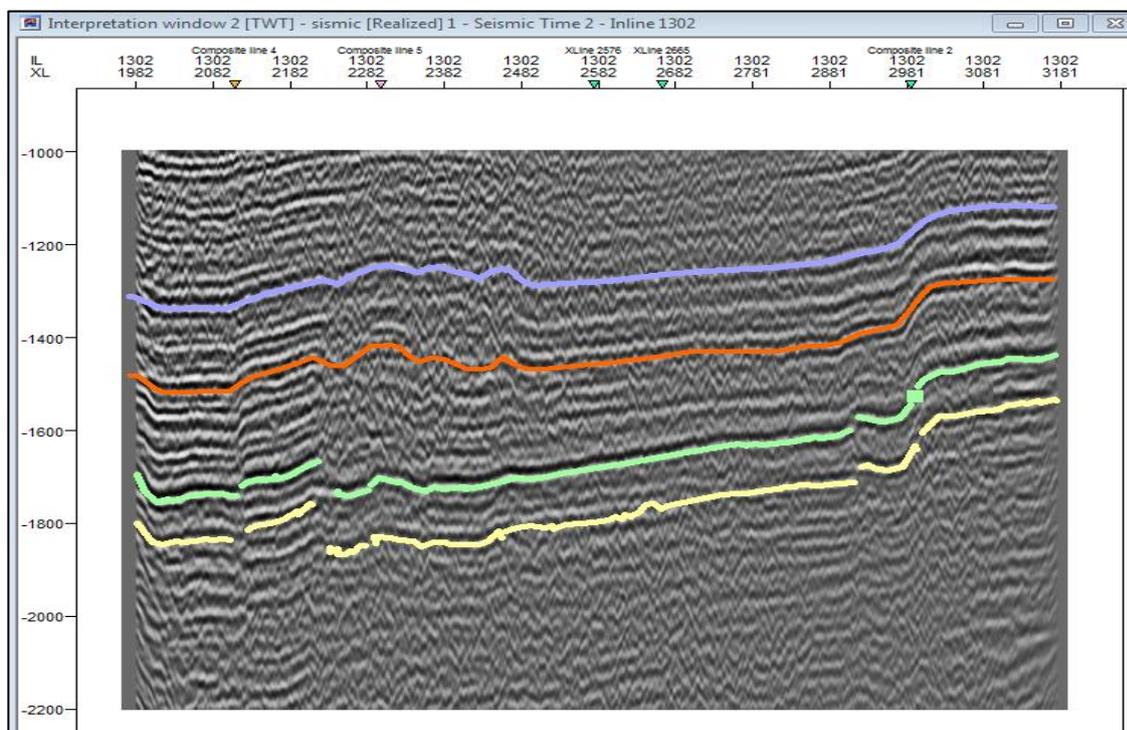


Figure IV.7 : La corrélation des horizons à la section inline.

La procédure de corrélation manuelle au Petrel est comme suit :

- Ouvrir une fenêtre d'interprétation.
- Cliquer sur interprétation sismique dans le processus géophysique.
- Un fichier d'interprétation apparaît dans le dossier sismique, clic droit et sélectionner **Insert seismic horizon**.
- Les outils d'interprétation sur la barre des fonctions sont activés, une fenêtre d'interprétations, sélectionner **Interpret grid horizon** et commencer la corrélation en se basant sur le résultat du calage (la corrélation commence à partir du puits et se fait maille par maille).

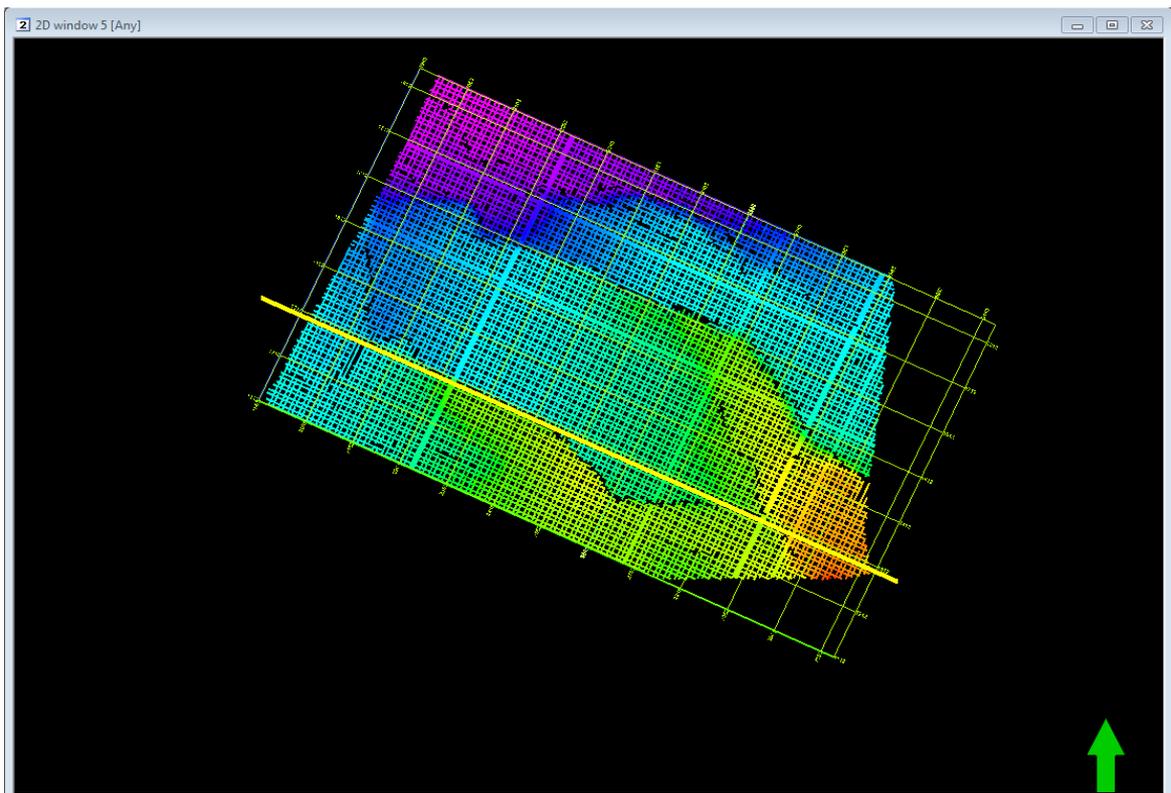


Figure IV.8 : La maille complète de corrélation d'un horizon.

b) Identification des failles :

L'identification des failles et leur tracé se fait au fur et à mesure que la corrélation des horizons avance. La procédure d'identification et de tracé des failles est comme suit :

- Cliquer sur interprétation sismique dans le processus géophysique.
- Clic droit sur le dossier d'interprétation.
- Sélectionner insérer faille d'interprétation.

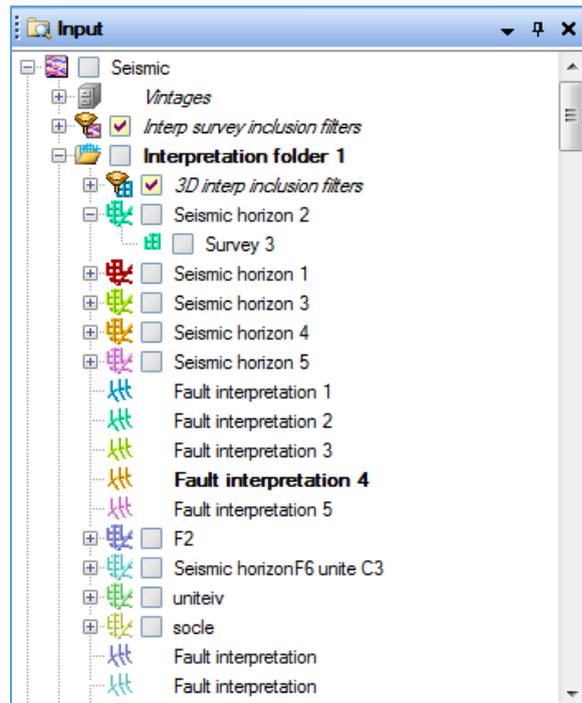


Figure IV.9: Les horizons et les failles interprétées dans la fenêtre de processus.

Les failles en 3D sont tracées avec plus de précision et plus de détails qu'en 2D, les failles sont reconnues sur la section sismique par la dégradation du caractère de la sismique, ou une rupture brusque de la continuité des réflecteurs. 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.

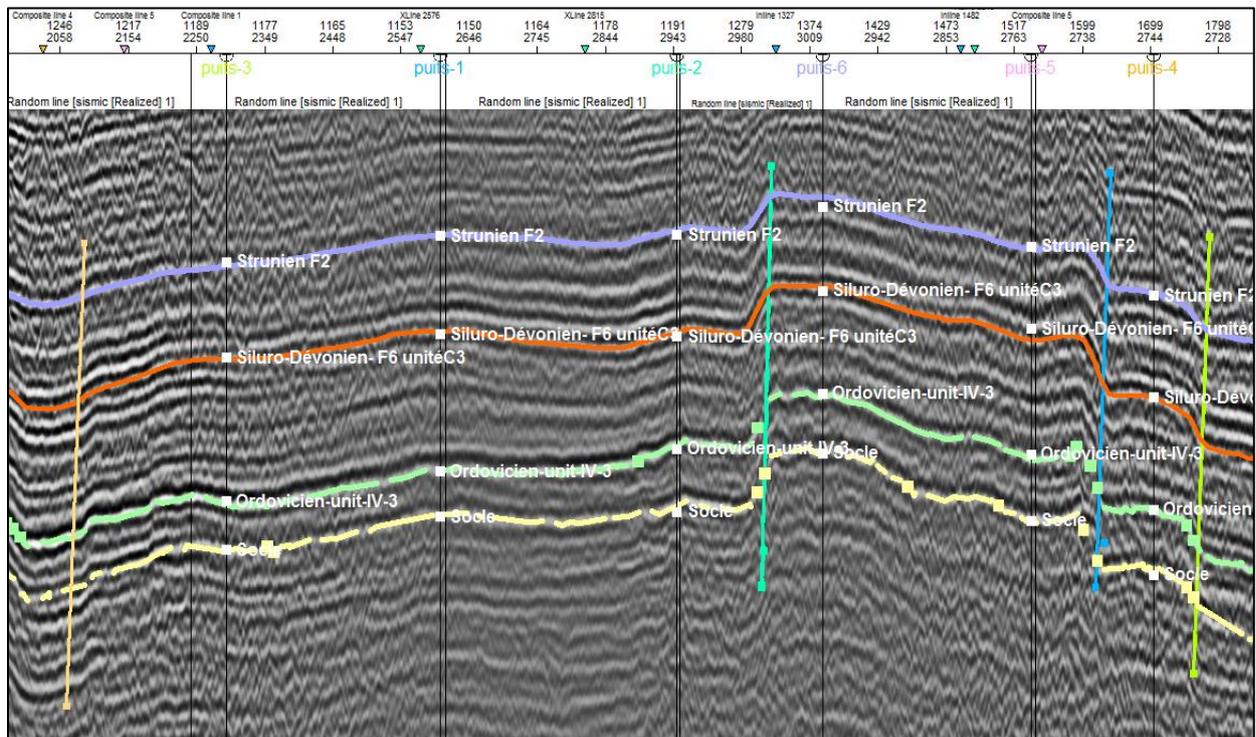


Figure IV.10: L'identification des failles sur les horizons interprétés.

La comparaison des sections parallèles aide à l'identification des failles. Après le pointé des failles sur toutes les sections sismiques et le suivi de l'évolution de chacune d'elle, on obtient un réseau de failles au niveau de chaque horizon.

Après l'interprétation des failles, Le résultat final sur toutes les sections sismiques est réalisé en des polygones.

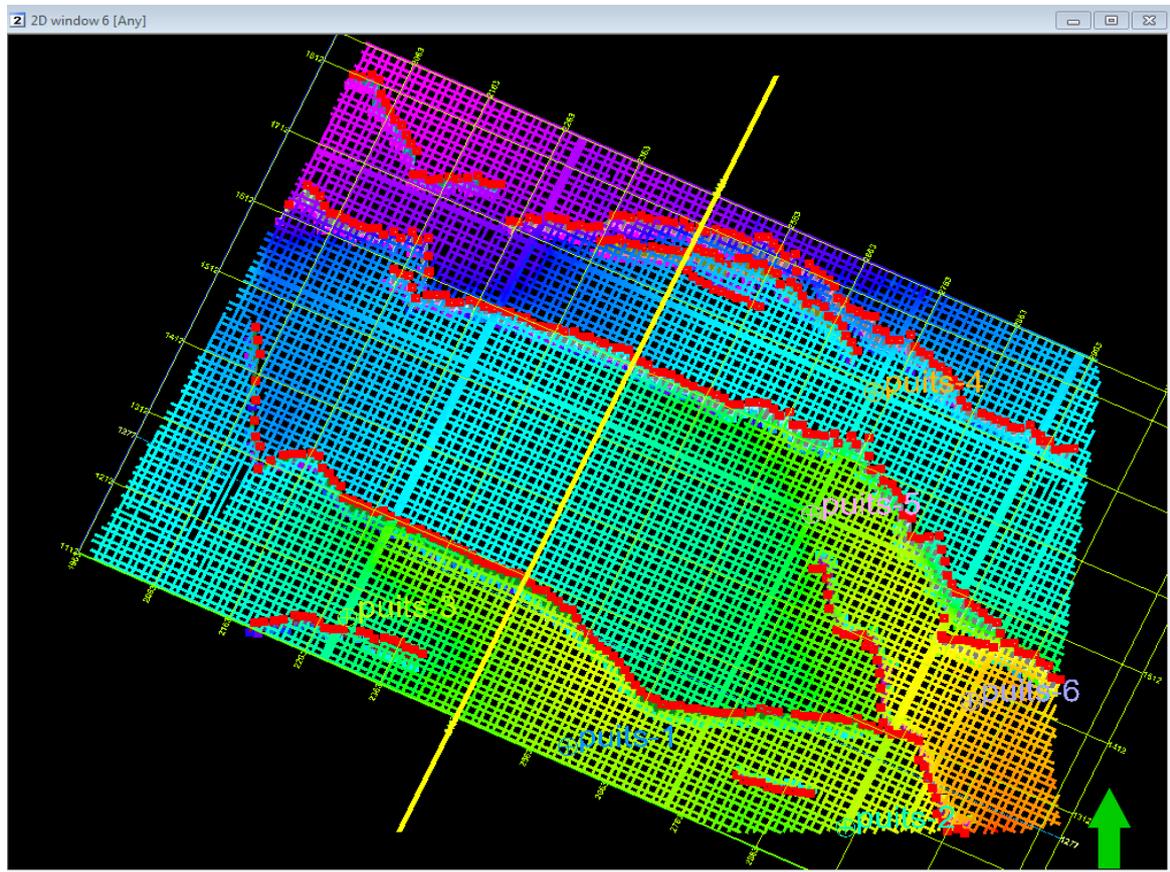


Figure IV.11: Réseau de failles sur la maille de corrélation.

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.

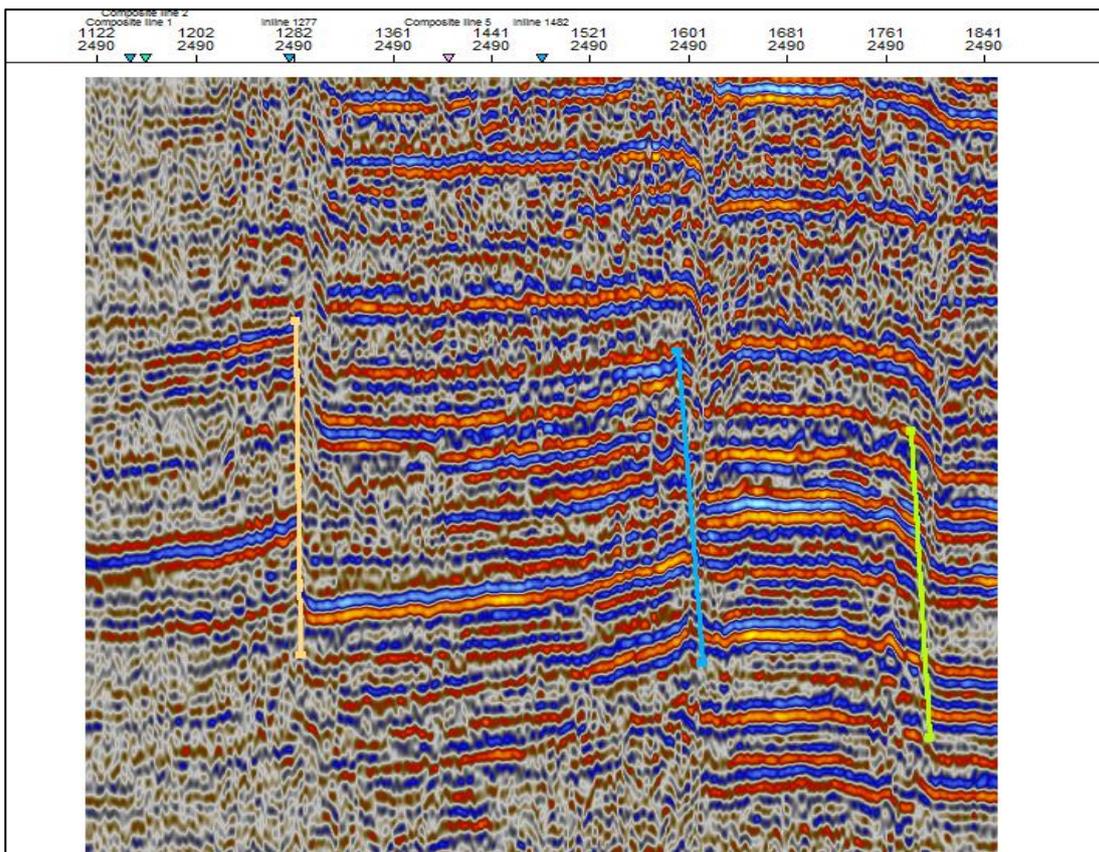


Figure IV.12: Les ruptures des horizons présentées dans une section.

IV.2.1.4 Chronométrage :

Le chronométrage consiste à lire les temps des parcours (temps double) relatifs à un horizon donné. Ces temps sont pris à intervalle discret sur la section. En présence de failles, il est préférable de chronométrer l'horizon de part et d'autre afin de pouvoir estimer leurs rejets et faciliter le tracé des isochrones.

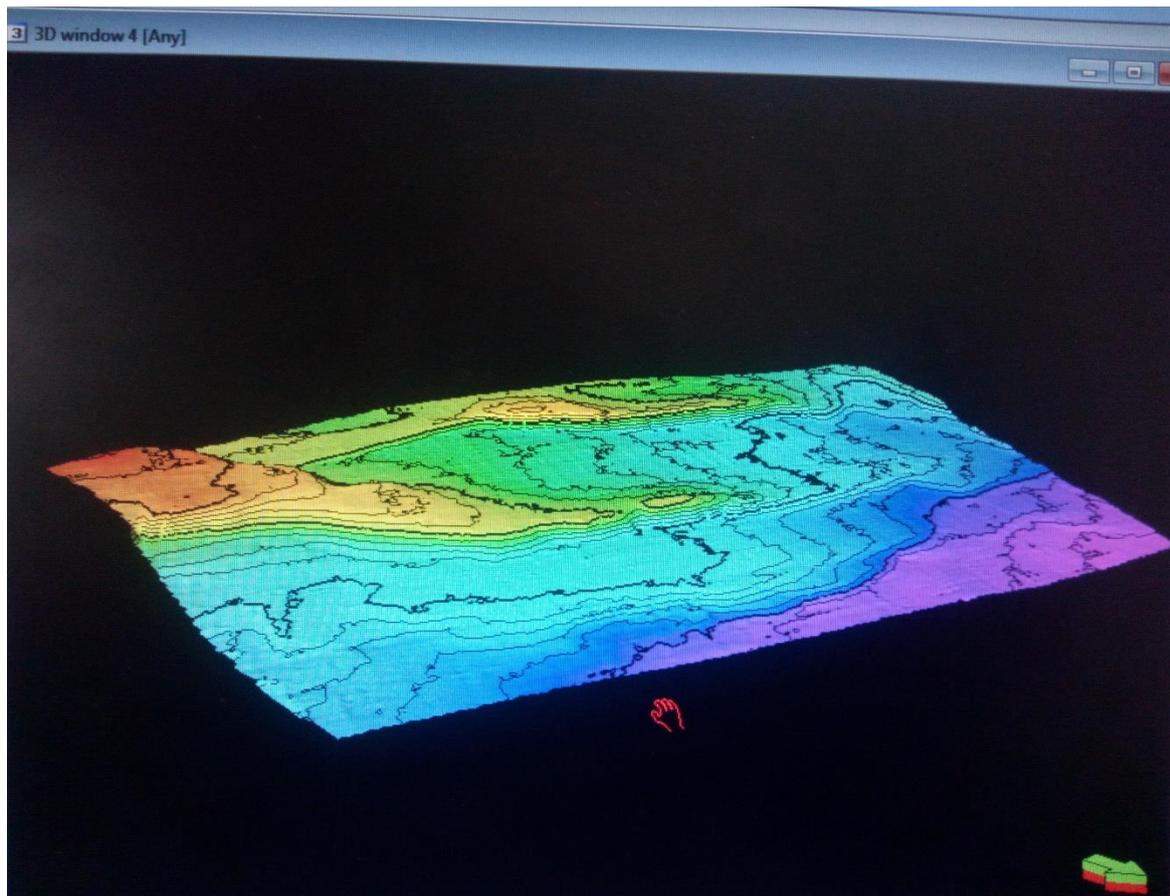


Figure IV.13: Un horizon en 3D après la corrélation.

IV.2.2 Les problèmes rencontrés dans l'interprétation :

Au cours de notre étude, nous n'avons pas rencontré beaucoup des problèmes particuliers, car les données sismiques utilisées sont de bonne qualité. Mais en générale les nombreux problèmes ont été rencontrés sont comme suit :

- La complexité géologique de la région.
- La rareté de puits dans la région.
- La qualité médiocre pour quelques sections sismiques.
- La présence de la Discordance Hercynienne.
- La qualité mauvaise des réflecteurs.

IV.3 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.

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. Ces cartes structurales permettent de dégager les grands traits structuraux de la région (anticlinaux, synclinaux, failles).

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.3.1 Etablissement des cartes en iso-valeurs :

IV.3.1.1 Les cartes en isochrones (en temps):

Les cartes en isochrones sont des cartes qui montrent des aires délimitées par des courbes isochrones(en temps). Une courbe isochrone est définie comme une ligne reliant des points pour lesquelles un phénomène se produit en même temps.

Notre objectif est de tracer les cartes en isochrones au niveau des horizons qui nous choisissons tel que **la procédure au Petrel** est :

- Utiliser le processus **Make/Edit surface** dans l'**Utilities**.
- Choisir à chaque horizon les limites de surface et les polygones des failles pour une carte complète.

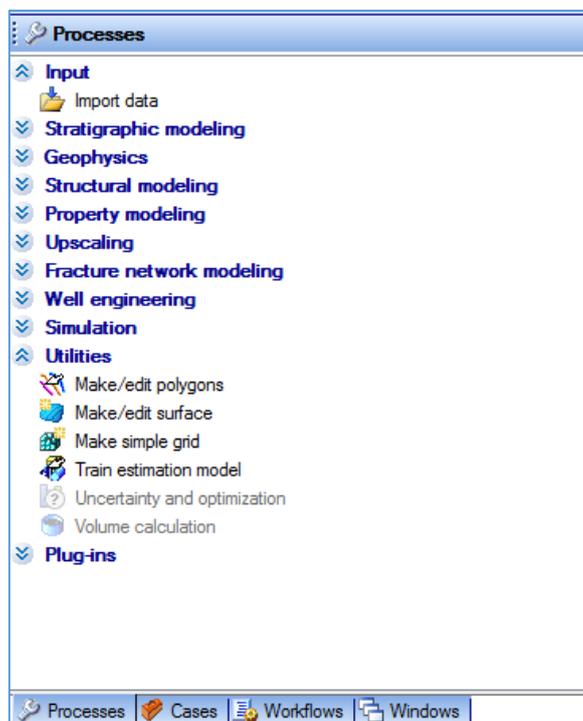


Figure IV.14: création d'une carte par l'utilities.

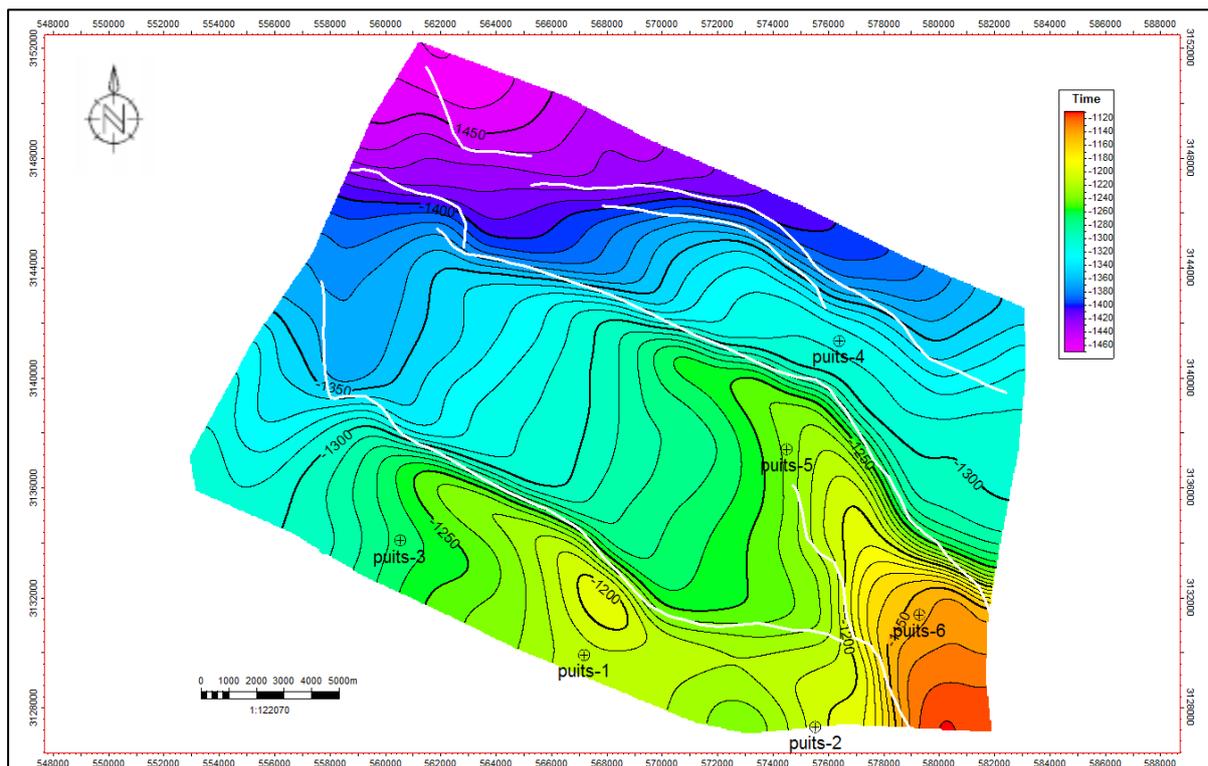


Figure IV.16: Carte en isochrone Strunien F2.

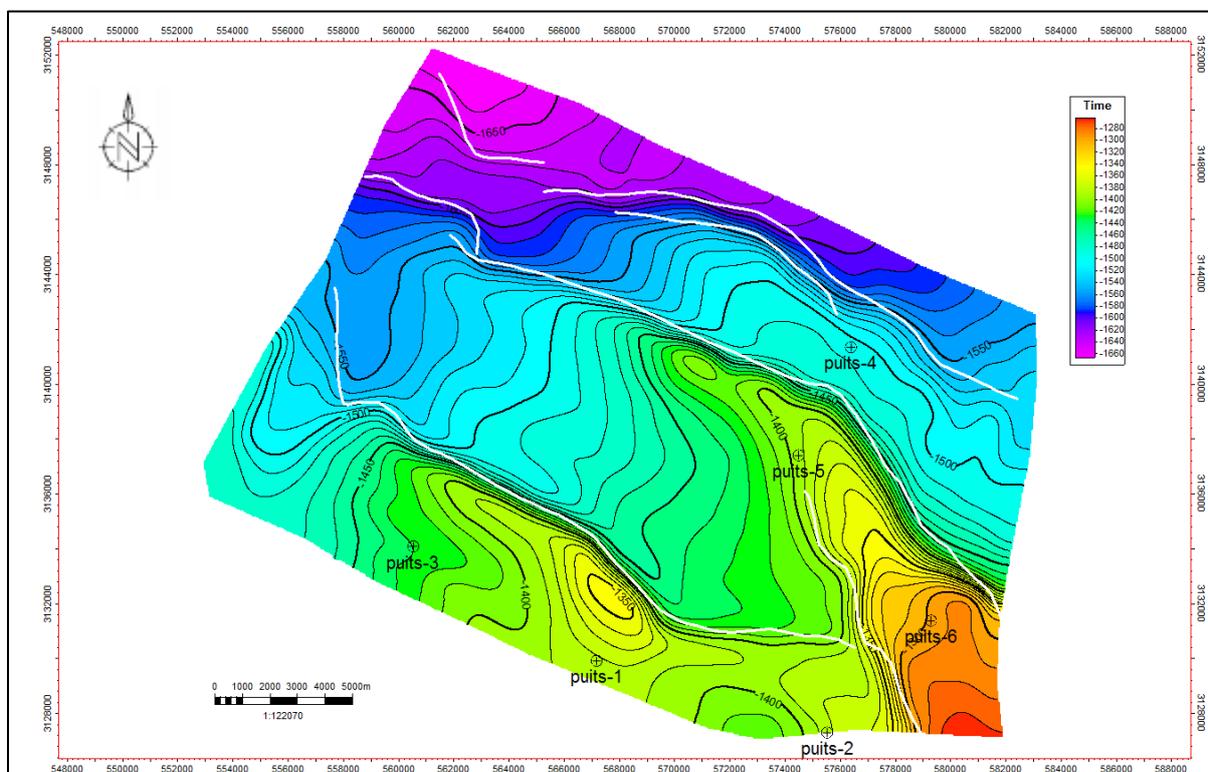


Figure IV.17: Carte en isochrone Siluro-Dévonien-F6 unité C3.

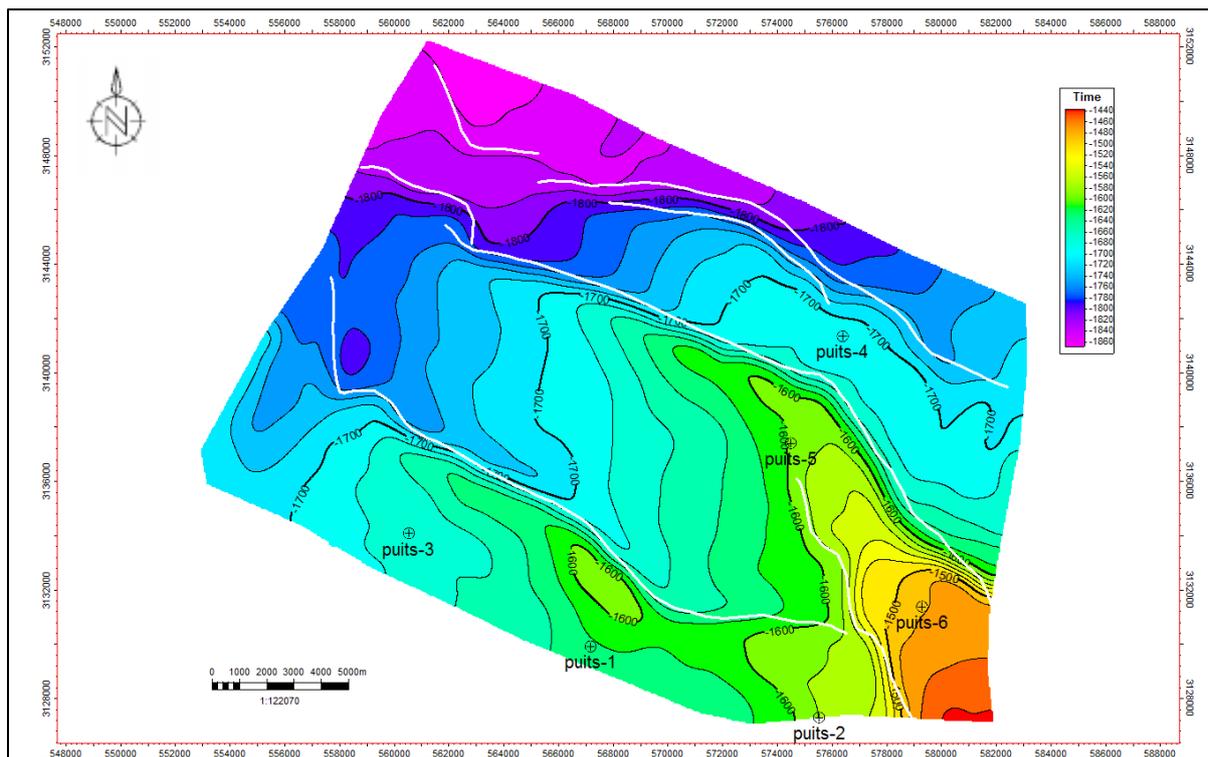


Figure IV.18: Carte en isochrone Odovicien-unit-IV-3.

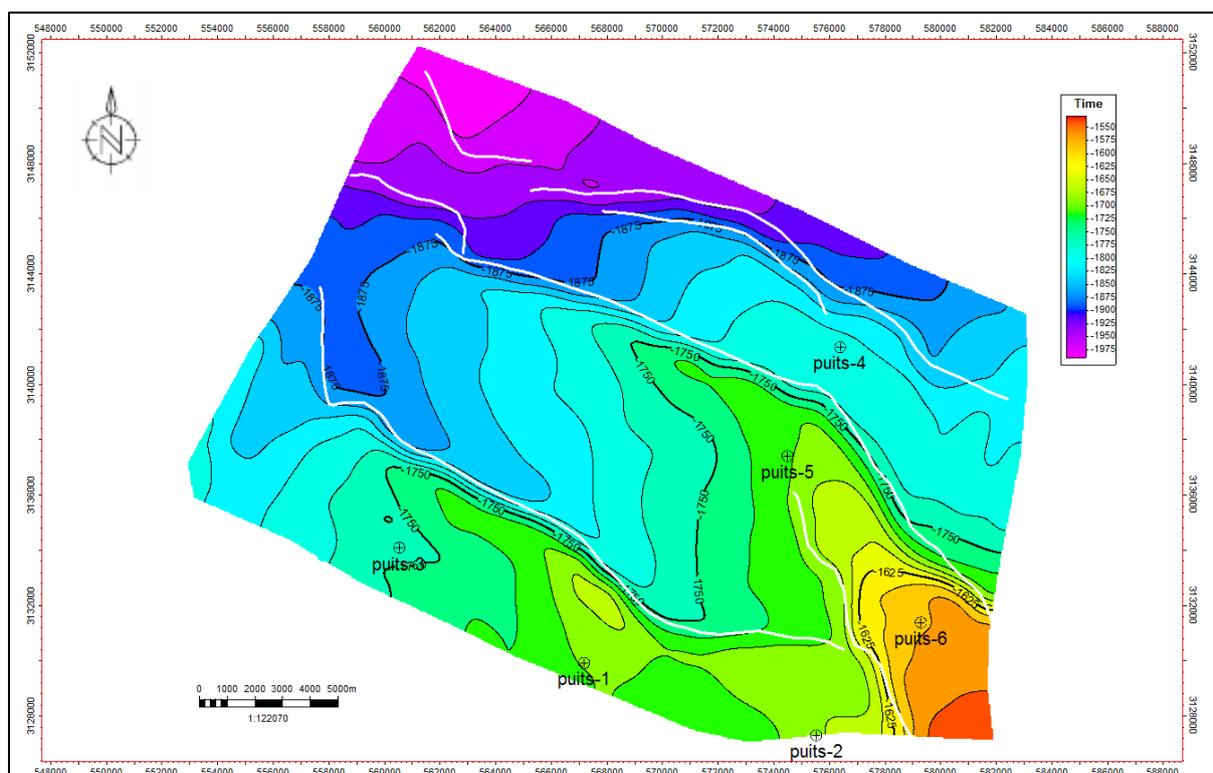


Figure IV.19: Carte en isochrone Socle.

IV.3.1.2 Les cartes en isovitesse :

Parmi les données nécessaires dans notre étude et afin d'obtenir des cartes en isobathes après la réalisation des cartes en isochrones nous avons besoin des cartes en isovitesse.

Les cartes en isovitesse montrent la variation de la vitesse moyenne de chaque horizon dans la région d'étude, obtenues en utilisant les données des puits, Ces cartes-là sont obtenues en calibrant nos vitesses de stack obtenues par la sismique par les vitesses obtenues par les diagraphies soniques, car ces derniers sont les plus proches de la réalité grâce à la haute résolution des diagraphies. On suivie ces étapes :

- On prélève les profondeurs des horizons à partir des fiches stratigraphiques.
- On ramène ces profondeurs au plan de référence DP de la sismique.
- On relève les temps doubles des horizons (par rapport au DP).
- On calcule les vitesses moyennes pour le toit des horizons choisis, par la formule :

$$V_m = (P_{DP} * 2000) / T_d$$

V_m : la vitesse moyenne en m/s.

P_{DP} : la profondeur par rapport au DP.

T_d : le temps double en ms.

- Créer un fichier texte des valeurs de vitesses moyennes, puis le charger sur Petrel.
- Utiliser le processus **Make/Edit surface** pour générer la surface isovitesse de chaque horizon.
- Utiliser le **Smooth** pour lisser la surface.
- Générer la carte en utilisant **Map Window**.

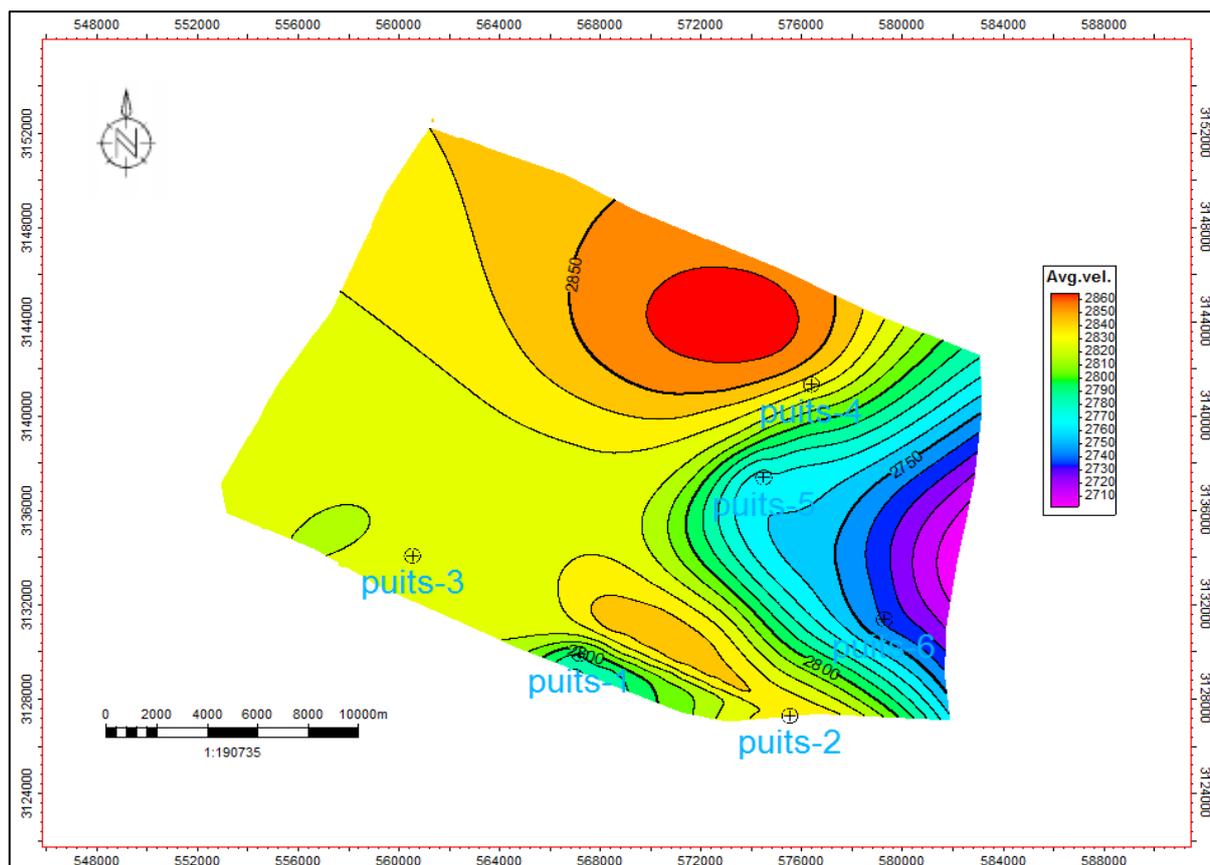


Figure IV.20: Carte en isovitesse Strunien F2.

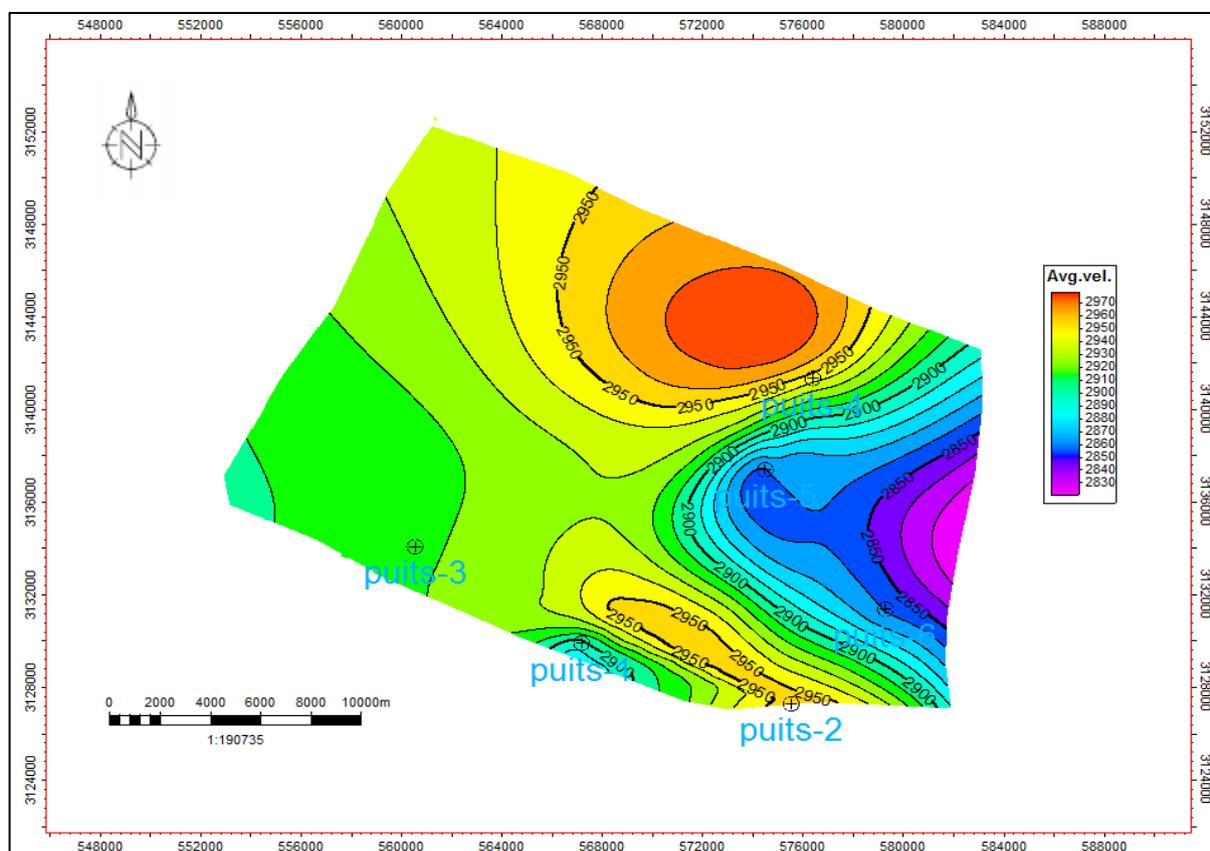


Figure IV.21: Carte en isovitesse Siluro-Dévonien-F6 unité C3.

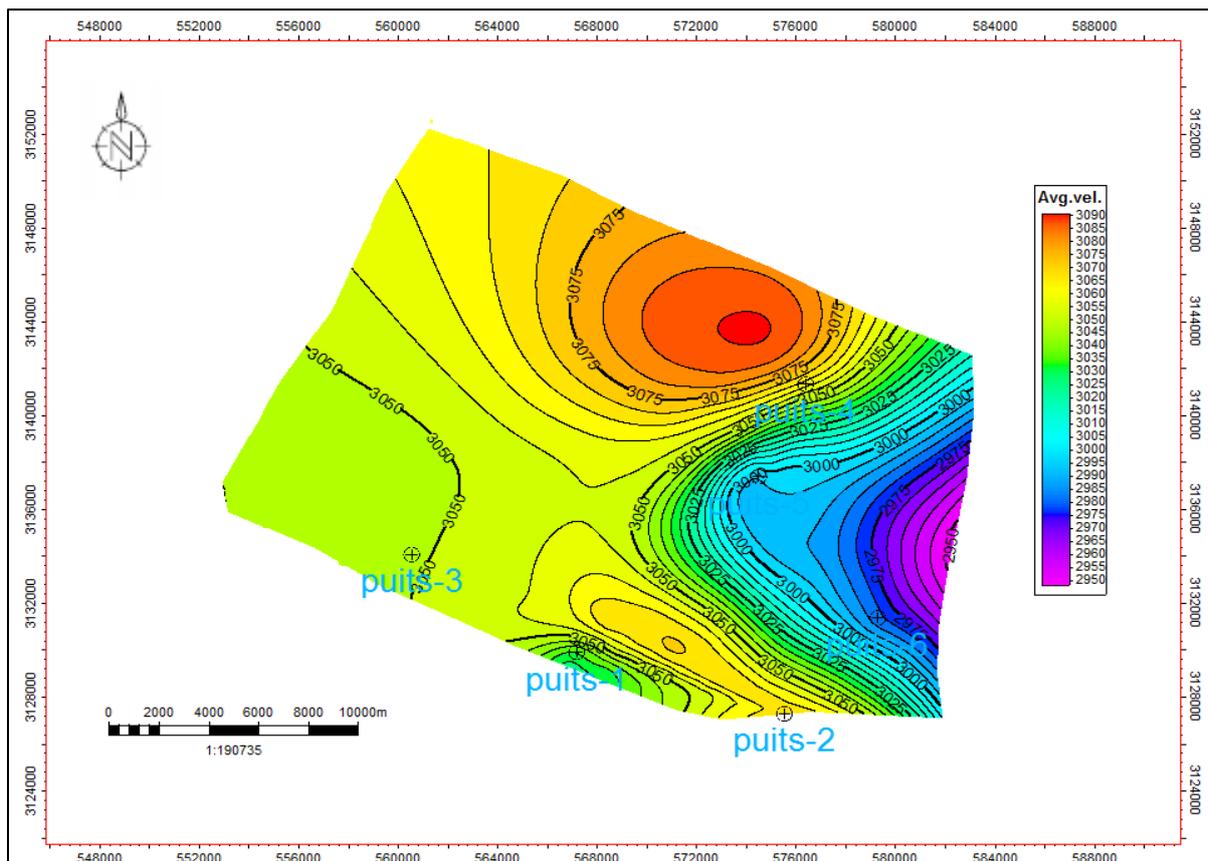


Figure IV.22: Carte en isovitesse Odovicien-unit-IV-3.

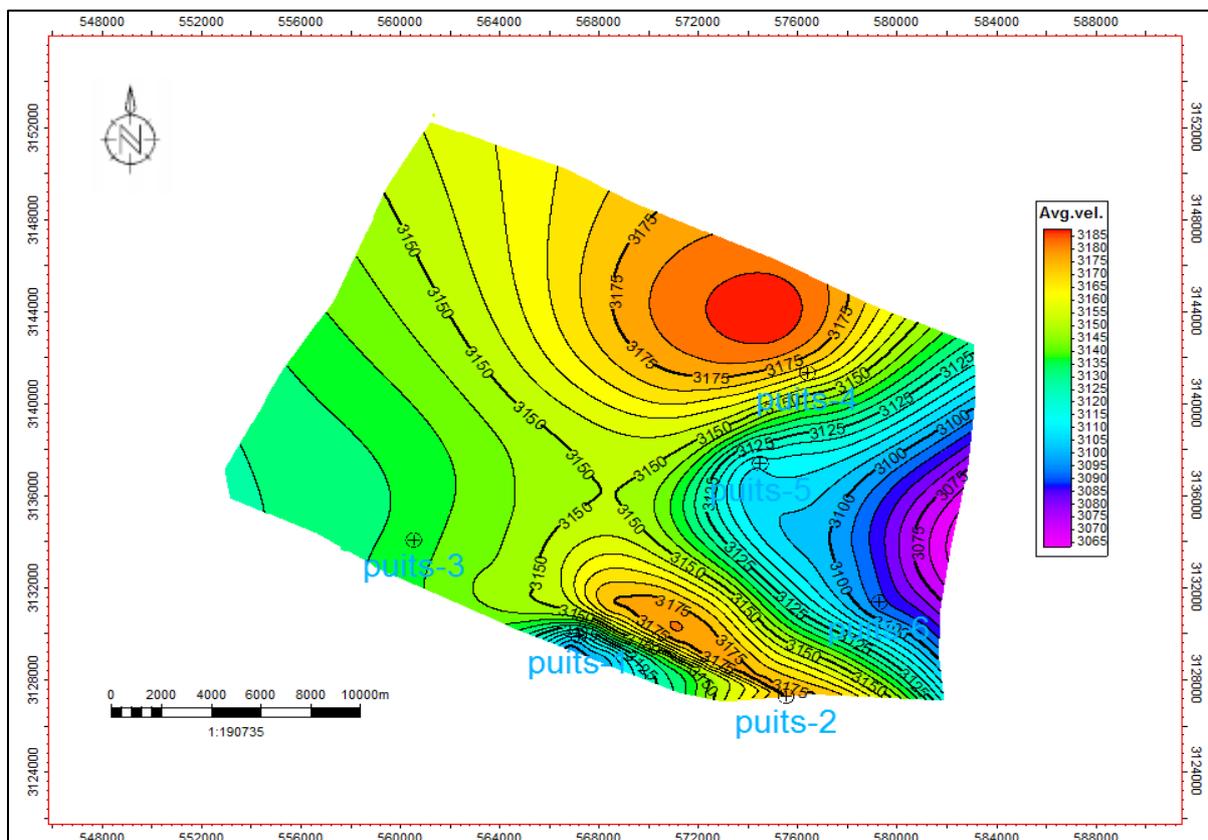


Figure IV.23: Carte en isovitesse Socle.

IV.3.1.3 Les cartes en isobathes (en profondeur) :

La carte en isobathe permet de visualiser l'image structurale en profondeur au niveau d'horizon fixé. Une isobathe, ou courbe en profondeur, est une ligne joignant les points de même profondeur, c'est donc une courbe de niveau indiquant la profondeur d'une surface au-dessous d'un niveau de référence.

La conversion temps-profondeur consiste à l'application d'un modèle de vitesses sur les cartes en isochrones pour obtenir des cartes en isobathes. C'est une étape décisive qui fournit les premiers calculs sur le volume du réservoir et la quantité d'hydrocarbures en place. Elle indique aussi les zones où des problèmes de forage peuvent se poser et faire courir des risques. Dans les deux cas, la précision de l'analyse dépend de la qualité des données.

Pour obtenir la carte en profondeurs, il suffit de multiplier la carte en isochrones par la vitesse moyenne qui correspond à l'horizon traité, les vitesses moyennes sont tirées des données des puits. Sachant que le temps est double (donné en ms), il faut réaliser une conversion en temps simple et en secondes (s).

Pour générer les cartes en profondeur, suivie ces suit étapes :

- On utilise le module Calculatrice intégré dans logiciel Petrel pour la multiplication des cartes isochrones avec les cartes en isovitesses, le tout est divisé sur 2000. Parce que le temps est un temps double et les cartes en isochrones sont en millisecondes (ms).
- Utiliser le **Smooth** pour lisser la surface.
- Générer la carte en utilisant **Map Window**.

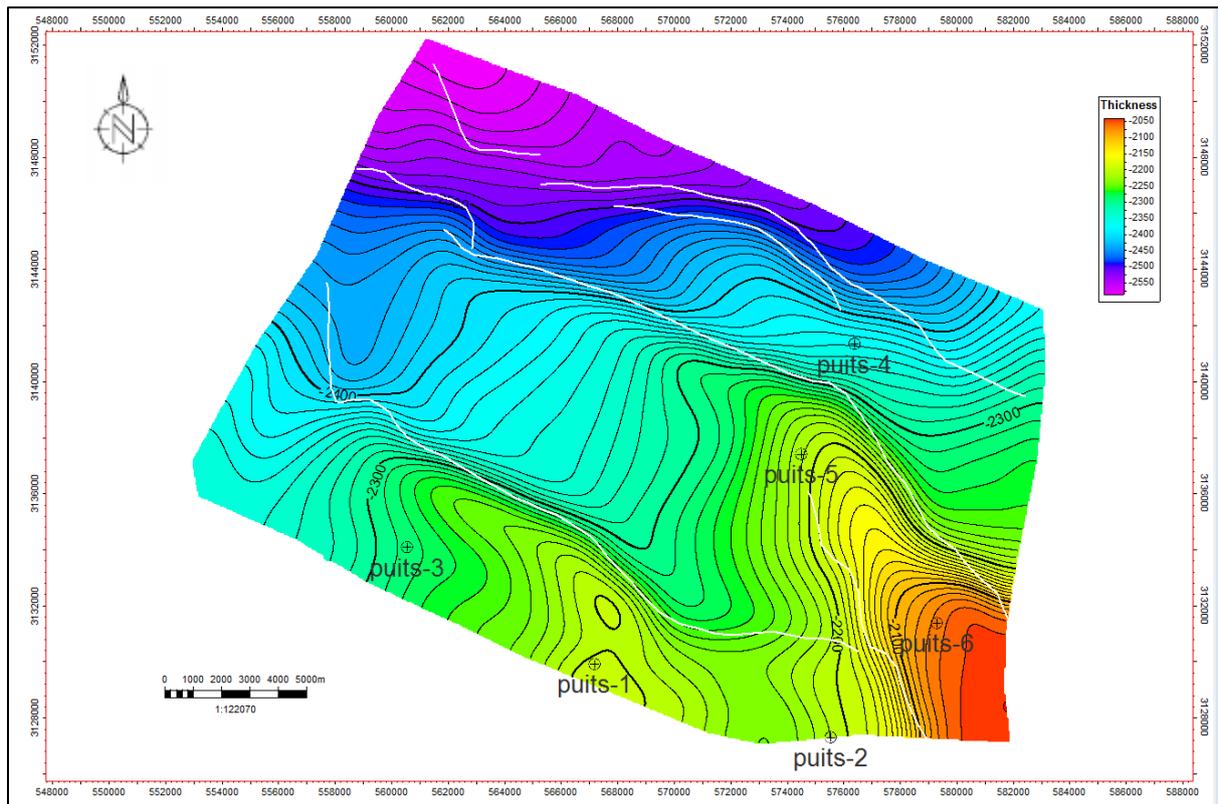


Figure IV.24: Carte en isobathe Strunien F2.

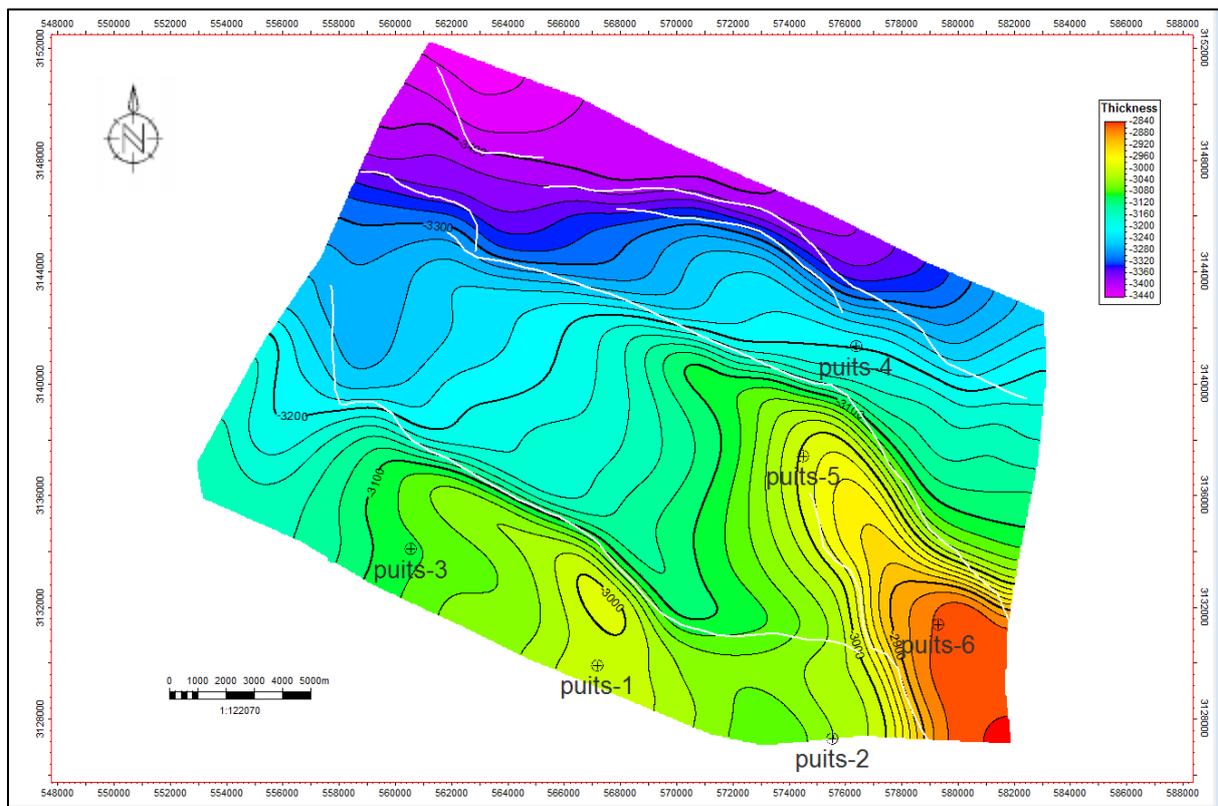


Figure IV.25: Carte en isobathe Siluro-Dévonien-F6 unité C3.

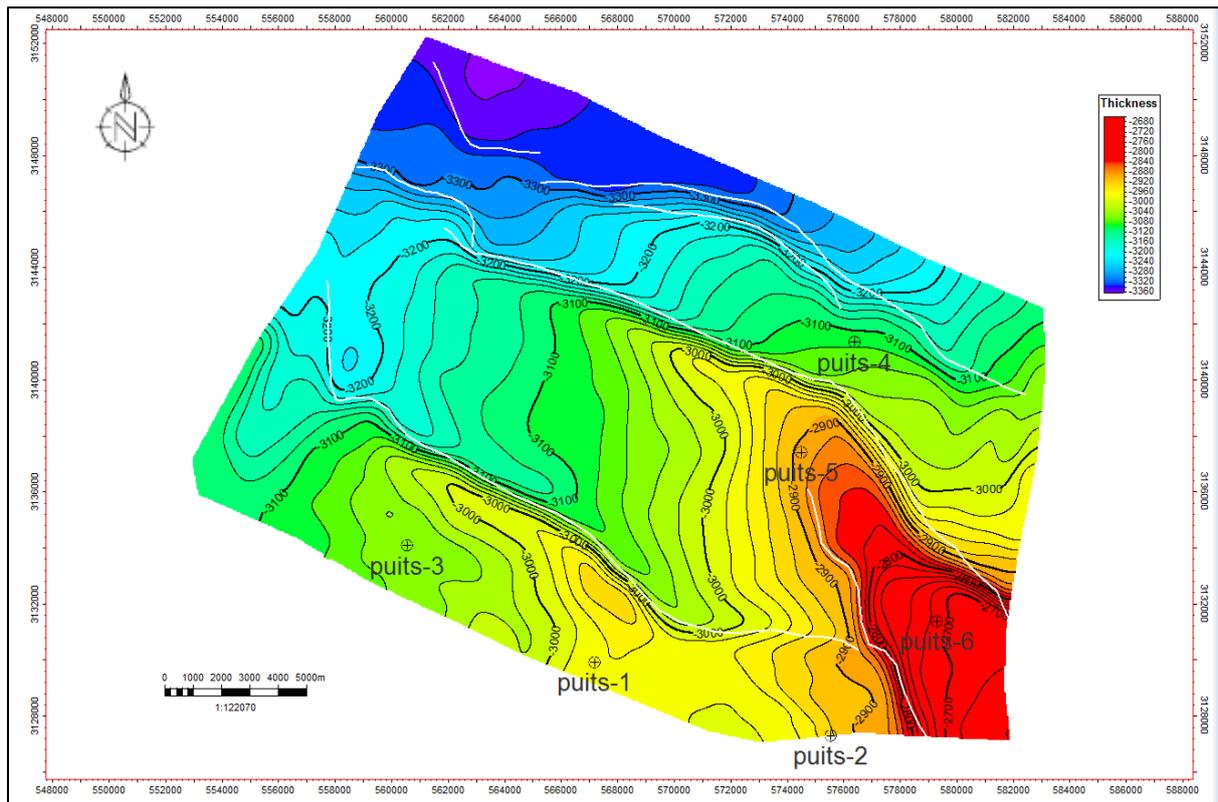


Figure IV.26: Carte en isobathe Odovicien-unit-IV-3.

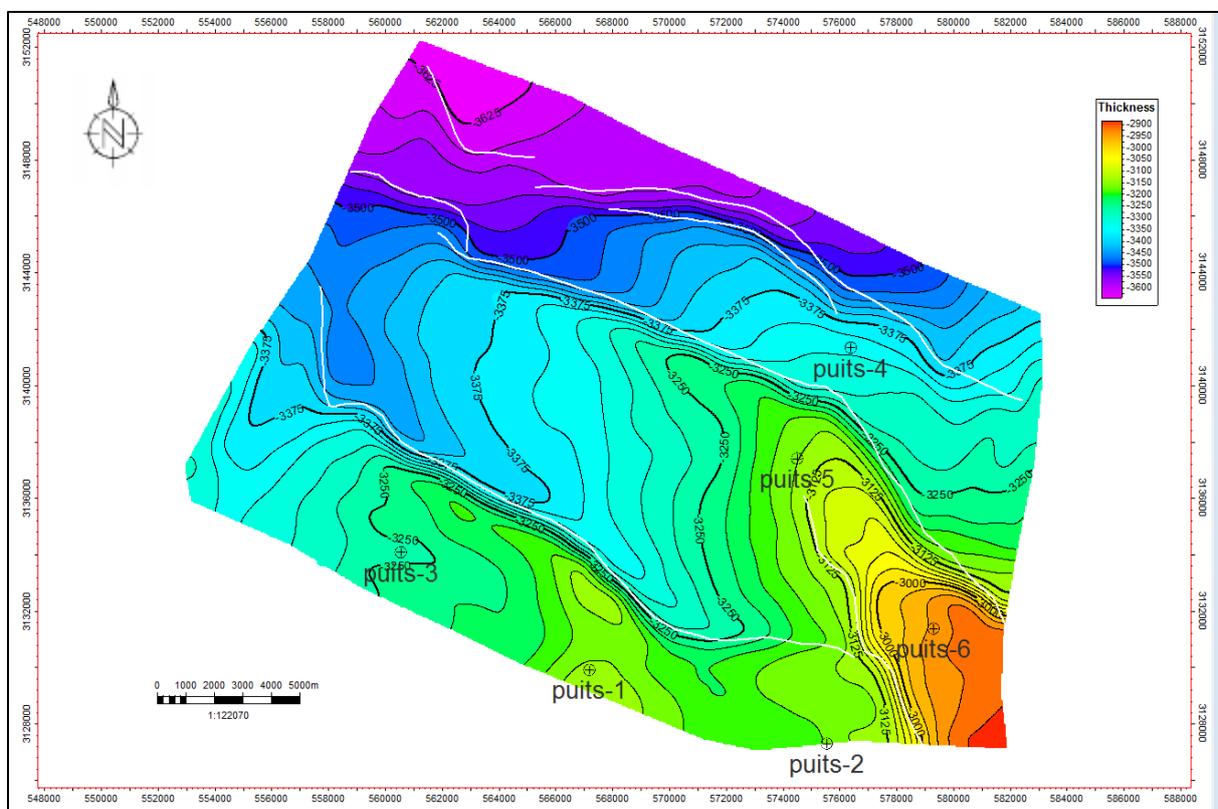


Figure IV.27: Carte en isobathe Socle.

IV.3.2 Interprétation et description des cartes :

L'interprétation des cartes au toit des surfaces données permet de faire ressortir des éléments structuraux qui caractérisent cette surface, qui consiste de L'allure structurale et la tectonique qui affecte la zone, La mise en évidence des structures en subsurface, De quantifier les rejets des failles, donner leurs directions et leurs natures.

Une description structurale de la région étudiée sera faite sur la base des différentes cartes en isochrones, isovitesses et isobathes réalisées aux toits des horizons interprétés, puis déduire toutes les caractéristiques (direction, rejet, nature, etc....) des différentes failles existantes dans la région et qui seront détaillées, on inclut aussi la description (surface et amplitudes) des structures dans cette même zone.

IV.3.2.1 Description des cartes en iso-valeurs :

a) Les cartes en isochrones :

Les cartes en isochrones ont permis de définir les principaux éléments structuraux de la région, de mettre en évidence les axes positifs et négatifs ainsi que l'orientation des trends structuraux et les réseaux de failles.

Il y a quatre cartes en isochrones ont été réalisées dans cette étude. En termes de resserments des structures, la zone d'étude montre une hétérogénéité dans la fermeture des structures et une distribution hétérogène.

b) Les cartes en isovitesses :

Les cartes en isovitesses des surfaces choisis montrent une évolution des vitesses moyennes suivant la direction SE-NW. Ces cartes permettent de distinguer deux compartiments de part et d'autre des failles régionales; en effet cette dernière subdivise la région en des compartiments surélevés à Sud-Est et des autres affaissés à Nord-Ouest.

c) Les cartes en isobathes :

Les cartes en isobathes au toit des horizons choisis sont établie par rapport à un DP-500m et un inter-courbe de 20m. Ces cartes montre un pendage régional allant du Sud-Est vers le Nord-Ouest, la profondeur varie globalement entre 2050m et 2900m. Les Cartes en isobathes réalisées reflètent la même image structurale rencontrée sur les cartes en isochrones relatives aux niveaux suscités; les failles et les axes structuraux.

La région est affectée par un réseau de failles important de direction SE-NO. Les structures qui se dessinent sont des structures plissées de direction SE-NO sur la partie Ouest et Est de la région d'étude. Ces structures sont accommodées par les accidents régissant dans cette région.

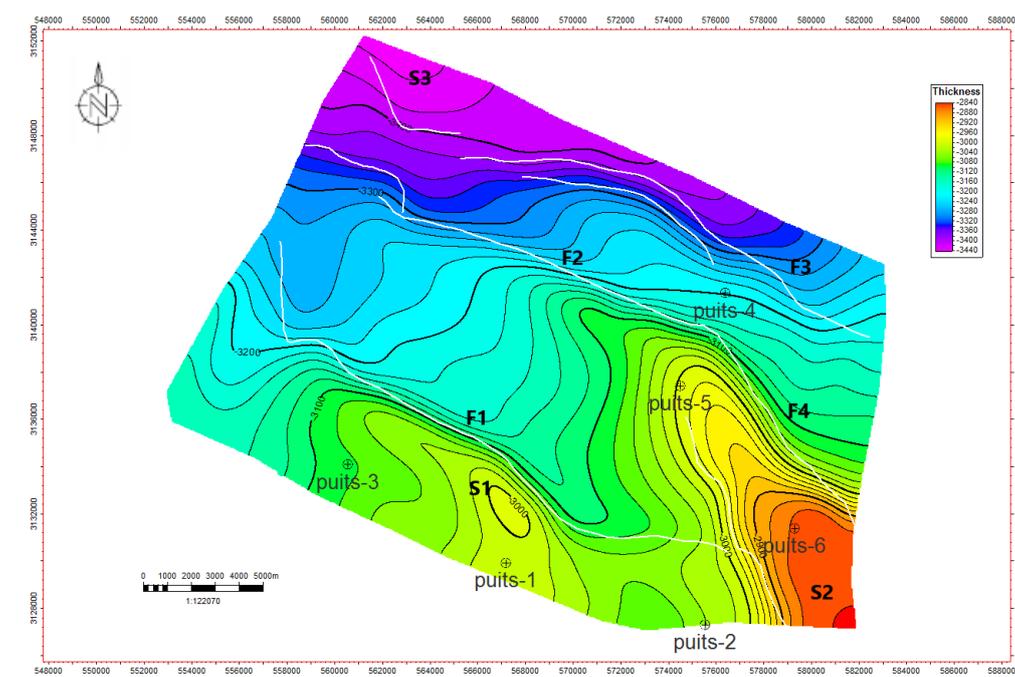


Figure IV.28 : Faillites et structures sur la carte isobathe.

IV.3.2.2 Interprétation des failles et des structures :

a) Description des failles :

- ❖ 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. Les cartes montrent 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, 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).
- ❖ Orientation : La représentation des plans de failles majeurs sur la coupe horizontale, ainsi que les cartes en isochrones et isobathes illustrent des failles qui s'étendent sur le long de cette zone orientée dans la direction Sud-Est vers Nord-Ouest.
- ❖ 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.
- ❖ Rejet : Le rejet d'une faille est la distance qui sépare deux points qui ont été en contact au paravent. Après avoir localisé 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.

b) Description des structures :

Les cartes en isobathes ont des structures fermées, ces structures peuvent donner naissance à deux types de piège d'hydrocarbures.

- ❖ 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. Les cartes en isobathes ont été réalisées avec une équidistance de 20 m. La cartographie de ces horizons a pour but de donner l'allure structurale.
- ❖ 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.

Conclusion générale :

Conclusion générale :

Cette étude réalisée au niveau de l'entreprise nationale de géophysique connue sous le nom d'ENAGEO, à la division de l'interprétation à Boumerdes, est une interprétation structurale au toit de Strunien F2, du Dévonien F6, d'Ordovicien et de socle à partir des données sismiques acquises dans une région de bassin d'Illizi au Sud-Est de l'Algérie.

Dans cette région, la réalisation des cartes structurales ainsi que l'établissement d'un modèle géologique ont été faites sur la station Petrel qui propose des modules, des processus et surtout des nouvelles techniques pour améliorer la fiabilité et la certitude des résultats de l'exploration pétrolières.

L'interprétation sismique 3D joue un rôle essentiel dans l'élaboration de modèles structuraux, qui consiste de la réalisation des cartes structurales isochrones, isovitesse et isobathes au toit des objectifs choisis a fait ressortir des axes structuraux contrôlés par des failles inverses et normales.

Le modèle établi c'est une représentation tridimensionnelle des objets géologiques combinés qui sont les quatre horizons avec ces structures et failles. Ce modèle est la première étape vers une exploitation des réservoirs qui doit être suivie par un maillage qui permet d'introduire les propriétés petro-physiques et des données de puits pour construire un modèle dit modèle-réservoir. La modélisation est une démarche importante pour la caractérisation des réservoirs qui est une discipline devenue plus que nécessaire pour connaître en détail l'architecture interne des réservoirs qui proviennent d'une meilleure exploitation des champs.

BIBLIOGRAPHIE

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.
- 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.
- 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 des bassins des 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, 2007: Well Evaluation Conference, Sonatrach-Schlumberger 2007.