

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**Ecole Nationale Polytechnique**



**Département Génie Minier**

**Laboratoire de Génie Minier**

**Mémoire de projet fin d'études**

**Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etat en Génie Minier**

**Interprétation sismique 3D**

**Appliquée au Périmètre Zerafa du Bassin de l'Ahnet-Gourara**

**Réalisé par :**

Aissa Mohamed Abd-Allah

**Sous la direction de :**

Mme. Nadia Boumbar

Mr. Mohamed Mebarkia

Présenté et soutenu publiquement le : **20/06/2017**

**Composition du Jury :**

**Président :** Mr. Larouci Chanane Enseignant Chercheur, ENP, Alger

**Promoteur :** Mme. Nadia Boumbar Dr. 3<sup>ème</sup> Cycle, ENP, Alger

**Examineur :** Mr. Rezki Akkal Docteur, ENP, Alger

**ENP 2017**



**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**Ecole Nationale Polytechnique**



**Département Génie Minier**

**Laboratoire de Génie Minier**

**Mémoire de projet fin d'études**

**Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etat en Génie Minier**

**Interprétation sismique 3D**

**Appliquée au Périmètre Zerafa du Bassin de l'Ahnet-Gourara**

**Réalisé par :**

Aissa Mohamed Abd-Allah

**Sous la direction de :**

Mme. Nadia Boumbar

Mr. Mohamed Mebarkia

Présenté et soutenu publiquement le : **20/06/2017**

**Composition du Jury :**

**Président :** Mr. Larouci Chanane Enseignant Chercheur, ENP, Alger

**Promoteur :** Mme. Nadia Boumbar Dr. 3<sup>ème</sup> Cycle, ENP, Alger

**Examineur :** Mr. Rezki Akkal Docteur, ENP, Alger

**ENP 2017**

# Dédicaces

*Je dédie ce présent mémoire aux êtres les plus chers à Mon cœur,  
ma chère Maman, mon cher père ainsi qu'à mes sœurs  
Asmaa, Maroua, Khaoula, Rayhana et Fatima.*

*Je le dédie aussi à tous mes cousins, mes cousines, mes oncles et  
mes tantes ainsi qu'à tous mes amis.*

*Je le dédie également à tous mes camarades et amis de la promotion  
2017, Génie Minier: Hamza, Majid, Islam sans oublier Mehdi et Ameer.*

# Remerciements

*Avant tout, je remercie ALLAH de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de venir à bout de ce modeste travail.*

*Mes remerciements vont ensuite à mes parents, qui m'ont soutenus et épauler aux moments les plus dures. Ainsi qu'a mes sœurs sans qui, tout cela n'aurait pas pu être possible.*

*Je tiens plus particulièrement à remercier Mme. Boumbar mon encadreur auprès de l'ENP, d'Alger, pour ces précieux conseils et son professionnalisme.*

*Mes infinis remerciements vont ensuite à Mr. Mebarkia mon encadreur auprès de SONATRACH, pour sa disponibilité, sa pédagogie et pour sa bonté de cœur ainsi que Mr. Lardjouné pour leur aide et à monsieur chef département de bassin de l'Ahnet-Gourara Mr. Belmokhtar.*

*Je remercie aussi les membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter le jugement de ce travail.*

*Je tiens à remercier tous les enseignants du département Génie Minier pour leur aide et orientations durant mon cursus.*

*En ces moments mémorables où mon travail tire à sa fin, je voudrai remercier tous ceux qui ont contribué à la réussite de ce mémoire de fin d'étude.*

**Mohamed Abd-Allah AISSA.**

## ملخص:

إن إكتشاف حقول بترول جديدة يسبقه وجود نظام كامل يدعى (النظام البترولي). غياب عنصر من هذا النظام يشير إلى عدم وجود النفط والغاز. في الجزء الشمالي الشرقي من حوض (أحنات قورارة) تعتبر جميع التشكيلات الصلصالية القديمة كمصادر للبترول, المصادر الأكثر أهمية هي الصخور من العصر الأوردوفيسي, بالنسبة للصخور المخزنة للبترول الأكثر أهمية هي الطبقات الديفونية و خاصة التورنيسية و التي تمثل المصدر الأول في المنطقة.

الهدف من هذه الدراسة هو ترجمة التجربة الزلزالية الثلاثية الأبعاد التي أجريت في المحيط (زرافة) كي نستخلص في النهاية خرائط مختلف الطبقات في باطن الأرض. هذه الخرائط تعطي صورة عن شكل الطبقات الباطنية للأرض و التي من خلالها يمكن معرفة أماكن تواجد البترول.

تفسير خارطة العمق في التورنيسيان بينت وجود احديابي طويل و منكسر لتسهيل دخول البترول. لنتائج أفضل عند التفسير, يستحسن استخدام كومة السرعات لإنشاء خارطة السرعات لأنها تعطي السرعة في كامل منطقة الدراسة.

**الكلمات الدالة:** محيط زرافة (حوض أحنات\_قورارة), قسم زلزالي, حوض تورنيسيان, خارطة زمنية, خارطة السرعات, خارطة العمق.

## Summary:

The discovery of new hydrocarbon deposits requires the presence of a whole system called "petroleum system". The absence of an element of this system indicates the absence of hydrocarbons.

In the northeastern part of the Ahnet-Gourara basin, all the Paleozoic clay formations are considered as source rocks, the most important are the Ordovician clays and the main reservoir rocks are the Lower Devonian formations and especially those of the Tournaisien which constitutes a first objective in the region.

The objective of our study is to make a 3D seismic interpretation of the data acquired on the Zerafa perimeter to construct the maps in isovalues of the objective horizons. These maps gives an image of the structuring of these horizons and make it possible to highlight the places that can constitute traps of hydrocarbons.

The interpretation of the map in isobaths obtained for the roof of the Tournaisien shows the existence of an elongated anticline and cut off by faults which can help trapping hydrocarbons.

To obtain this map, we used the mean velocities of the three wells drilled in the region. However, for a better interpretation, it would be wise to have the so-called Stack-speeds to construct the maps in isotrides since they are well distributed and cover the entire surface of study.

**Key words:** Zerafa perimeter (Basin of the Ahnet-Gourara), Seismic section, Tournaisien reservoirs, isochronous map, isotopic map, isobathic map.

## **Résumé:**

La découverte des nouveaux gisements d'hydrocarbures nécessite la présence de tout un système appelé "système pétrolier". L'absence d'un élément de ce système indique l'absence des hydrocarbures.

Dans la partie Nord-Est du bassin de l'Ahnet-Gourara, toutes les formations argileuses du paléozoïque sont considérées comme des roches mères dont les plus importantes sont les argiles de l'Ordovicien et les principales roches réservoirs sont les formations du Dévonien inférieur et surtout celles du Tournaisien (carbonifère inf.) qui constitue un premier objectif dans la région.

L'objectif de notre étude est de faire une interprétation sismique 3D des données acquises sur le périmètre Zerafa pour construire les cartes en isovaleurs des horizons objectifs. Ces cartes donnent une image de la structuration de ces horizons et permet de mettre en évidence les endroits qui peuvent constituer des pièges d'hydrocarbures.

L'interprétation de la carte en isobathes obtenue pour le toit du Tournaisien montre l'existence d'un anticlinal allongé et coupé par des failles qui peuvent aider au piégeage des hydrocarbures.

Pour l'obtention de cette carte, nous avons utilisés les vitesses moyennes des trois puits forés dans la région. Cependant pour une meilleure interprétation, il serait judicieux de disposer des vitesses de Stack pour construire les cartes en isovitesse puisqu'elles sont bien réparties et qu'elles couvrent toute la surface d'étude.

**Mots clés:** Périmètre Zerafa (Basin de l'Ahnet-Gourara), Section sismique, Réservoirs Tournaisien, Carte en isochrones, Carte en isovitesse, Carte en isobathes.

# Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale .....12

## Chapitre I: Géologie de la région

I.1. Généralités sur la plateforme saharienne .....	14
I.2. Présentation du bassin Ahnet-Gourara .....	17
I.2.a. Situation géographique .....	17
I.2.b. Contexte géologique .....	18
I.2.b.i. Morphologie de la région d'étude .....	18
I.2.b.ii. Aspect Stratigraphique .....	19
I.2.c. Cadre tectonique .....	27
I.2.c.i. Evolution tectonique .....	27
I.2.c.ii. Aspect structural .....	30
I.2.d. Aspect pétrolier .....	32
I.2.d.i. Historique d'exploration dans le bassin .....	32
I.2.d.ii. Système pétrolier .....	32
I.2.d.iii. Les pièges .....	35
I.2.d.iv. Intérêt pétrolier dans le bassin .....	37
I.3. Présentation de la région d'étude .....	38
I.3.a. Situation géographique .....	38
I.3.b. Cadre géologique .....	38
I.3.c. Historique d'exploration dans le périmètre Zerafa .....	39
I.3.d. Intérêt pétrolier .....	40
I.3.d.i. Roches réservoirs .....	40
I.3.d.ii. Roches mère .....	41
I.3.e. Résultats pétroliers des puits .....	42
I.4. Conclusion .....	42

## Chapitre II: Acquisition et traitement sismique

II.1. Introduction .....	43
II.2. Acquisition des données sismiques .....	43

II.2.a. Les avantages de la sismique 3D .....	44
II.2.b. Différents types de profilage .....	45
II.2.c. Le pouvoir de résolution .....	52
Paramètres d'acquisition de notre permis .....	53
II.3. Traitement des données sismiques .....	54
II.3.a. Objectifs fixés .....	54
II.3.b. Séquence de traitement appliquée .....	54

### **Chapitre III: Exploitation des données sismiques et méthodologie d'interprétation**

III.1. Introduction .....	62
III.2. Présentation des données utilisées .....	62
1) Plan de position .....	62
2) Les données sismiques .....	63
3) Les sections sismiques .....	64
4) Les données de puits .....	65
4.a Le profil sismique vertical (PSV) .....	65
4.b Les fiches stratigraphiques .....	68
4.c Le carottage sismique .....	70
III.3. Interprétation des données sismiques .....	70
III.3.a. Généralités .....	70
III.3.b. Procédure d'interprétation .....	73
III.3.b.1. Choix des horizons .....	73
III.3.b.2. Identification et calage des horizons .....	73
III.3.b.3. Pointé des horizons .....	74
III.3.b.4. Identification des failles .....	77
III.4. Conclusion .....	80

### **Chapitre IV: Réalisation et interprétation des cartes**

IV.1. Introduction .....	81
IV.2. Etablissement des cartes en isovaleurs .....	81

IV.2.a. Cartes en isochrones .....	82
IV.2.b. Cartes en isovitesses .....	82
IV.2.c. Cartes en isobathes .....	85
IV.3. Interprétation des cartes en isovaleurs .....	85
IV.3.a. Cartes en isochrones .....	85
IV.3.b. Carte en isovitesses .....	86
IV.3.c. Carte en isobathes .....	86
IV.4. Conclusion .....	89
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>90</b>
Bibliographie.....	92

### **Annexe 1: Manipulation sur Petrel**

1.1. Intrduction .....	93
1.2. Le logiciel Petrel .....	93
1.2.1. Définition .....	93
1.2.2. Chargement des données sur Petrel .....	95
1.2.3. Chargement des données sismiques .....	96
1.2.4. Chargement des données de puits .....	98
1.2.5. Traçage des horizons .....	100
1.2.6. Traçage des failles .....	101
1.2.7. Cartographie .....	103
1.2.7.1. Les cartes en isochrones .....	103
1.2.7.2. La carte en isovitesses .....	104
1.2.7.3. Les cartes en isobathes .....	104
Planche 1.....	105
Planche 2.....	106
Planche 3.....	107
Planche 4.....	108
Planche 5.....	109

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1:</b> Paléo structural du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	29
<b>Tableau I.2:</b> Les résultats de puits.....	42
<b>Tableau II-1:</b> Paramètres d'acquisition.....	53
<b>Tableau III.1:</b> coordonnées des puits de la région d'étude.....	65
<b>Tableau IV.1:</b> Vitesses moyennes du Tournaisien calculés au niveau des puits.....	84
<b>Tableau IV.2:</b> Caractéristiques des failles affectant le Tournaisien.....	87

## Liste des figures

### Chapitre I: Géologie de la région

<b>Figure I.1:</b> Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.....	15
<b>Figure I.2:</b> Carte Géologique du Paléozoïque de la plateforme Saharienne.....	16
<b>Figure I.3:</b> Situation du bassin Ahnet-Gourara.....	18
<b>Figure I.4:</b> Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	25
<b>Figure I.5:</b> Colonne stratigraphique du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	26
<b>Figure I.6:</b> Les domaines structuraux du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	31
<b>Figure I.7:</b> Le système pétrolier du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	36
<b>Figure I.8:</b> Situation du périmètre Zerafa.....	38
<b>Figure I.9:</b> Carte de situation des gisements d'hydrocarbures du bassin de l'Ahnet-Gourara avec le périmètre de Zerafa.....	40

### Chapitre II: Acquisition et traitement sismique

<b>Figure II-1:</b> la mise en œuvre de la sismique réflexion.....	44
<b>Figure II-2:</b> Dispositif en profile parallèle.....	45
<b>Figure II-3:</b> Effort sur les récepteurs & Effort sur les sources.....	46
<b>Figure II-4:</b> Dispositif orthogonal.....	47
<b>Figure II-5:</b> La boîte.....	47
<b>Figure II-6:</b> Représentation spatial d'une cellule.....	48
<b>Figure II-7:</b> Le Salvo.....	48
<b>Figure II-8:</b> Template.....	49
<b>Figure II-9:</b> Offset minimal $X_{min}$ .....	49
<b>Figure II-10:</b> Différentes zones d'une étude 3D.....	50
<b>Figure II-11:</b> Couverture Longitudinale.....	51
<b>Figure II-12:</b> Couverture Transversale.....	52
<b>Figure II-13:</b> Séquence de traitement appliquée.....	55
<b>Figure II-14:</b> Edition.....	56
<b>Figure II-15:</b> Mute des événements.....	57
<b>Figure II-16:</b> Principe de correction WZ.....	58
<b>Figure II-17:</b> Principe de la correction de l'altimétrie.....	58
<b>Figure II-18:</b> Exemple de déconvolution après sommation (méthode prédictive) section sismique marine.....	59
<b>Figure II.19:</b> Alignement des réflexions.....	60

## Chapitre III: Exploitation des données sismiques et méthodologie d'interprétation

<b>Figure III.1:</b> Grille sismique.....	62
<b>Figure III.2:</b> Cube sismique.....	63
<b>Figure III.3:</b> section sismique suivant le cross-line 216.....	64
<b>Figure III.4:</b> Schéma illustrant la technique d'acquisition d'un VSP.....	67
<b>Figure III.5:</b> Exemple d'une Courbe Temps-Profondeur.....	68
<b>Figure III.6:</b> Colonne litho-stratigraphie du bassin de l'Ahnet-Gourara.....	69
<b>Figure III.7:</b> Piégeage Des Hydrocarbures.....	71
<b>Figure III.8:</b> Différents types de failles.....	72
<b>Figure III.9:</b> Calage des horizons.....	74
<b>Figure III.10:</b> Pointé des horizons sur une section sismique.....	75
<b>Figure III.11:</b> Image 2D du Tournaisien (après la corrélation).....	76
<b>Figure III.12:</b> Visualisation du Tournaisien en 3D.....	77
<b>Figure III.13:</b> Localisation des failles au niveau du DH.....	78
<b>Figure III.14:</b> Pointé des failles sur une section sismique.....	79
<b>Figure III.15:</b> Visualisation des failles en 3D.....	80

## Chapitre IV: Réalisation et interprétation des cartes

<b>Figure IV.1:</b> Exemple d'un cube de vitesse (vitesse de Stack).....	83
<b>Figure IV.2:</b> Les failles affectant le Tournaisien.....	87
<b>Figure IV.3:</b> La structure au toit du Tournaisien.....	88
<b>Figure IV.4:</b> Résultats de puits.....	89

## Annexe 1: Manipulation sur Petrel

<b>Figure 1.1:</b> Interface du Petrel.....	94
<b>Figure 1.2:</b> Création d'un nouveau projet (Petrel 2009).....	95
<b>Figure 1.3:</b> Choix du système de projection (Petrel 2009).....	95
<b>Figure 1.4:</b> Définir un DP (Petrel 2009).....	96
<b>Figure 1.5:</b> Chargement de la sismique (Petrel 2009).....	97
<b>Figure 1.6:</b> Utilisation de l'instruction <i>Realize</i> (Petrel 2009).....	98
<b>Figure 1.7:</b> Insertion des puits (Petrel 2009).....	99
<b>Figure 1.8:</b> Insertion des horizons (Petrel 2009).....	100
<b>Figure 1.9:</b> Exemple d'une section sismique interprétée (Petrel 2009).....	101
<b>Figure 1.10:</b> Insertion des failles (Petrel 2009).....	102
<b>Figure 1.11:</b> Polygone globale du Tournaisien (Petrel 2009).....	102
<b>Figure 1.12:</b> Tracé de la carte en isochrone au toit du Tournaisien (Petrel 2009).....	103
<b>Figure 1.13:</b> Tracé de la carte en isobathe au toit du Tournaisien (Petrel 2009).....	104
<b>Figure 1.14:</b> La carte en isobathe au toit du Tournaisien "Vue en 2D" (Petrel 2009).....	105

## Introduction générale

Dans le cadre de mon stage professionnel au sein de l'entreprise SONATRACH Division Exploration et en vue de la préparation de mon mémoire de fin d'étude pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etat en génie minier, une étude d'interprétation sismique 3D du périmètre Zerafa qui fait partie de l'étude du bassin de l'Ahnet-Gourara a été proposée dans le but de comprendre la structuration géologique qui caractérise la région.

Le bassin de l'Ahnet-Gourara qui fait l'objet de notre étude, a connu des découvertes importantes, essentiellement dans les niveaux réservoirs du Tournaisien et ceux du Dévonien inférieur.

En effet, dans le périmètre Zerafa, les grès du Tournaisien se caractérisent par d'excellentes qualités réservoir, et les informations sur le système pétrolier de la région nous ont motivé à envisager une interprétation des données sismiques de la région afin de définir les structures susceptibles d'être des pièges à hydrocarbures.

Les sections sismiques sont une échographie du sous-sol. Elles n'ont de sens que pour l'œil entraîné de l'interpréteur.

Sa tâche devant une section sismique est d'extraire les informations pertinentes et d'identifier les différentes structures telles que les horizons, les failles, les discordances, et finalement les structures de piégeage d'hydrocarbures.

Les données mises à notre disposition pour mener ce travail sont principalement les données de la sismique 3D et les rapports sur la géologie de la région, en vue d'interpréter le toit du réservoir du Tournaisien.

Le travail présenté dans ce mémoire est composé de quatre chapitres et une annexe:

**Chapitre I:** intitulé "**Géologie du bassin de l'Ahnet-Gourara**", présente la situation géographique de la zone d'étude et notamment les aspects stratigraphique, tectonique et structural, ainsi que le système pétrolier et l'historique de l'exploration de la zone d'étude.

**Chapitre II:** intitulé "**Acquisition et traitement des données sismiques**", est consacré aux deux premières phases de l'exploration notamment l'acquisition et le traitement sismique. Nous présentons les paramètres d'acquisition utilisés et la séquence de traitement appliquée.

**Chapitre III:** intitulé "**Exploitation des données sismiques et méthodologie d'interprétation**", présente une synthèse sur les données sismiques de la région d'étude, ainsi que la méthodologie d'interprétation suivi à savoir le choix des horizons, l'identification et le pointé de ces horizons sur les sections sismiques et l'identification des failles.

**Chapitre IV:** intitulé "**Réalisation et interprétation des cartes**", est consacré à l'établissement des cartes structurales telles que les cartes en isochrones, isovitesse et isobathes au niveau des horizons d'intérêt. L'interprétation de ces cartes a permis de répondre au problème et de mettre en évidence les structures susceptibles d'être de bons pièges à hydrocarbures.

**En annexe:** nous avons détaillé l'application de la méthodologie d'interprétation grâce au logiciel Petrel de Schlumberger.

# I. Chapitre 1 : La géologie de la région d'étude

## I.1. Généralités sur la plateforme saharienne

La plateforme saharienne représente la partie occidentale de la dalle Nord-africaine (SH et BHP, 93/94), elle est limitée au Nord par le grand accident Sud atlasique qui la sépare du domaine alpin et au Sud-Ouest par le bouclier Réguibat et au Sud et Sud-Est par celui du Hoggar.

Elle s'est structurée essentiellement au cours du Paléozoïque en plusieurs bassins sédimentaires dont le remplissage constitue la couverture du socle précambrien qui affleure sous forme de boucliers (Fig.I.1).

- A l'Ouest, le bouclier Réguibat appartient au Craton Ouest Africain, stable depuis 2000-1700 Ma (J. Conrad, 1984).
- A l'Est, le bouclier du Hoggar situé au Sahara central et cratonisé depuis plus de 550 Ma (J. Conrad, 1984).

Les grands bassins de la plateforme saharienne sont séparés par des môles ou dorsales, et on distingue d'Ouest en Est :

- Le bassin de Tindouf, séparé du bassin de Reggane par l'ensellement de Bou-Bernous.
- Le bassin de l'Ahnet-Timimoune, séparé de celui de Mouydir et d'Oued Mya par le môle d'Idjerane M'Zab.
- Le bassin d'Illizi, séparé du bassin du Mouydir par le môle d'Amguid El Biod.

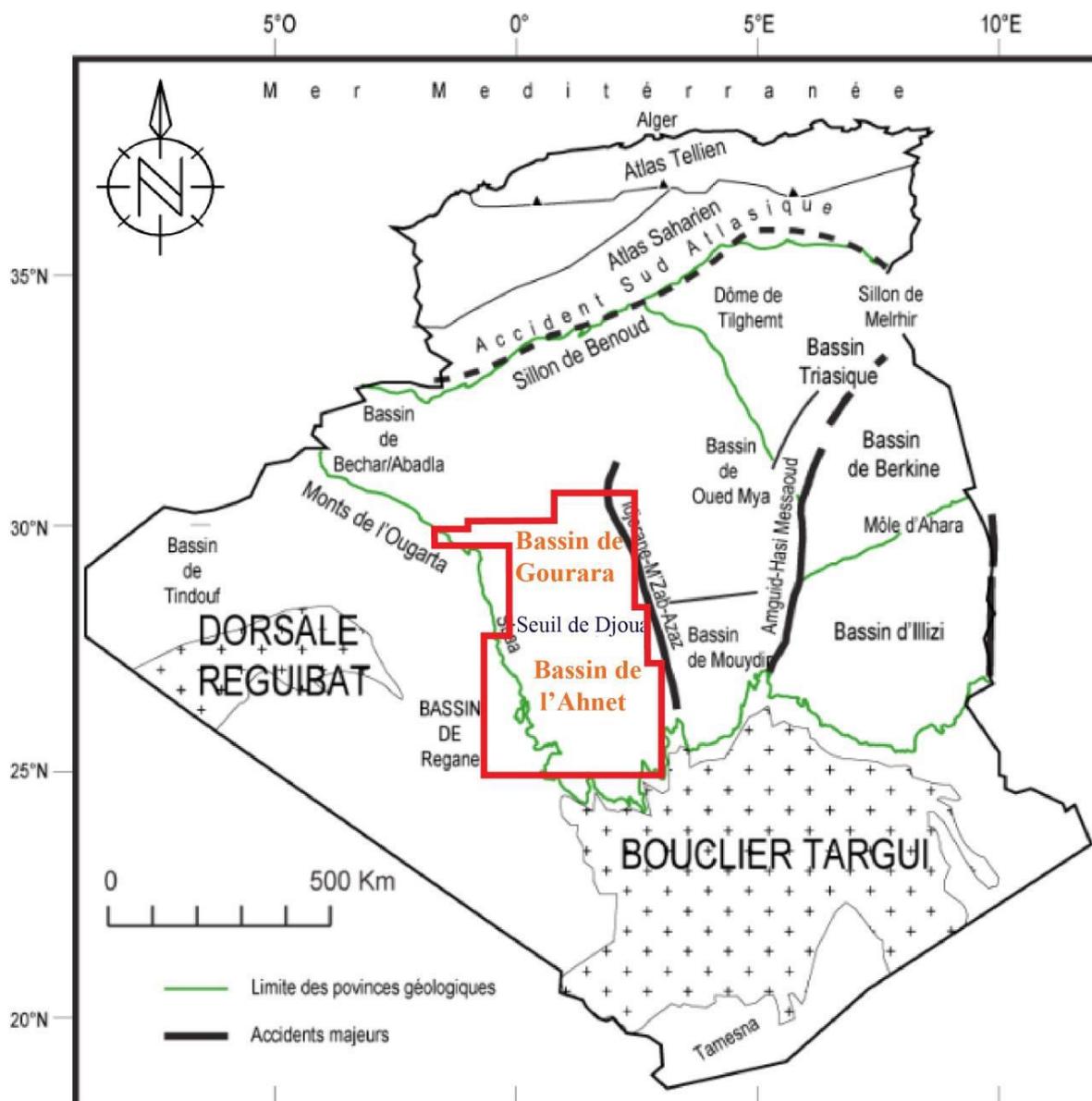
La couverture paléozoïque s'installe en discordance majeure sur le socle cristallin des boucliers et représente une série assez complète du Cambrien au Carbonifère (Fig. I.2).

Morphologiquement, elle est subdivisée en deux ensembles structuraux (S. Beuf, 1971) :

**a) La ceinture Tassilienne** (pays Tassilien): Plateau gréseux allant du socle au Dévonien supérieur. Elle est subdivisée en trois entités morphologiques:

- ✓ **Tassili interne** : forme le premier escarpement sédimentaire au-dessus du socle précambrien et est généralement considéré comme d'âge Cambro-ordovicien.
- ✓ **Dépression intratassilienne** (sillon intratassilien) : située en aval pendage du Tassili interne, elle correspond à une zone étroite où affleurent les argiles à graptolites du Silurien.

- ✓ **Tassili externe** : attribué au Dévonien inférieur, il Constitue une falaise importante au-dessus de la dépression intratassilienne formée essentiellement de grès.

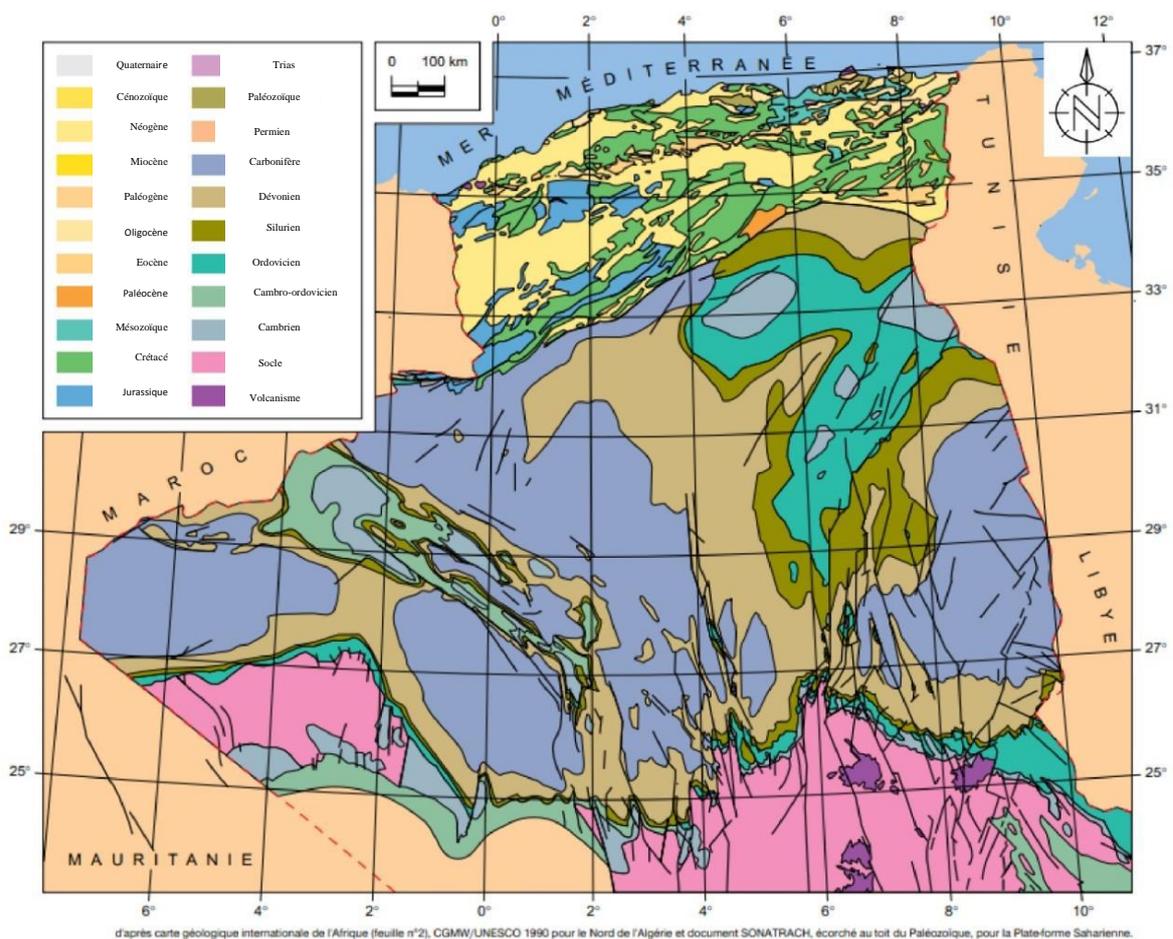


**Figure I.1:** Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (Fabre, 2005).

**b) L'Avant pays Tassilien** (pays pré-tassilien): Il constitue la suite de la série stratigraphique allant du Dévonien moyen au Carbonifère. La succession lithologique est plus variable et alternée (grès, argiles, carbonates) (S.Beuf, 1971).

Ces bassins sédimentaires qui ont été structurés au cours du Paléozoïque sont répartis en trois provinces pétrolières:

- 1. La province occidentale:** C'est une zone essentiellement gazière, elle englobe les bassins de Tindouf, Reggane, Béchar, Ahnet, Timimoune, Mouydir. Ils sont à remplissage paléozoïque.
- 2. La province triasique:** Elle se situe dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne où le Paléozoïque est souvent érodé et le Mésozoïque est discordant sur ce dernier. Elle renferme les gisements d'huile et de gaz respectivement de Hassi-Messaoud, Hassi-Rmel et Oued Mya Nord.
- 3. La province orientale:** Elle comprend les bassins de Berkine, Illizi et Oued Mya Sud, séparés par le môle d'Ahara. Dans cette zone, des gisements de gaz, de condensats et d'huile ont été découverts.



**Figure I.2:** Carte Géologique du Paléozoïque de la plateforme Saharienne (SLB, WEC et SH, 2007)

## I.2. Présentation du bassin Ahnet-Gourara

### I.2.a. Situation géographique

Le bassin de l'Ahnet-Gourara est l'un des bassins sédimentaires de la plateforme saharienne les plus prometteurs en gaz sec; situé dans la partie centre ouest du Sahara algérien, il couvre une superficie d'environ 200.000 Km<sup>2</sup>.

Il se trouve à environ 1200 Km au Sud d'Alger et à 700 Km de Sud-Ouest de Hassi Messaoud.

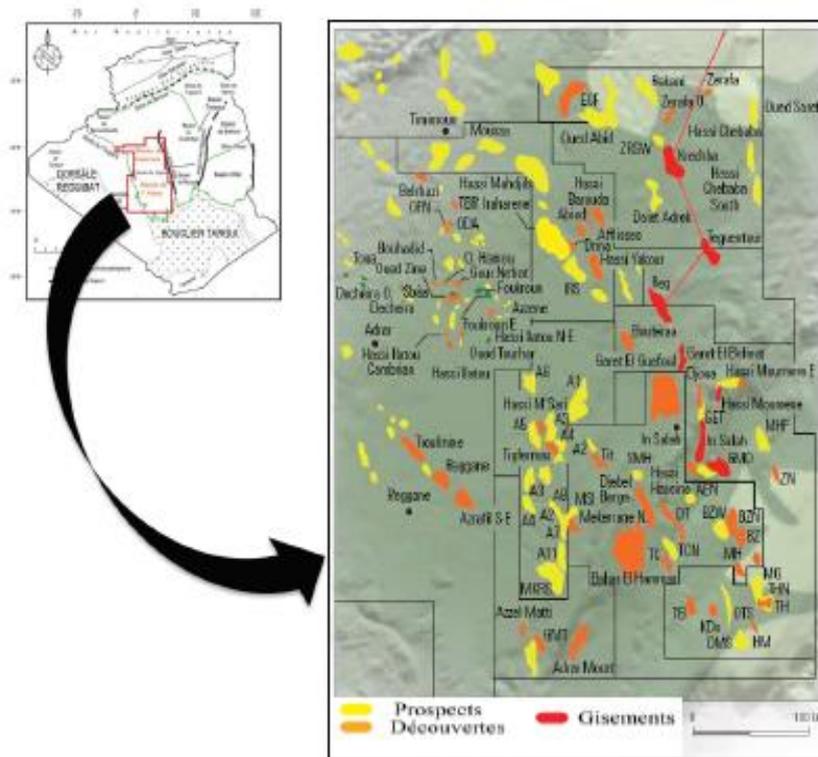
Selon les coordonnées géographiques, il est situé entre:

- 01°00' et 03°00' de longitude Est.
- 24°00' et 27°00' de latitude Nord.

Il est encadré:

- Au Nord, par l'ensellement de Djofra allongé dans la direction E-W, et les dômes de Oued Namous et Meharez orientés selon une direction N-S.
- A l'Ouest, par la voûte d'Azzène, la cuvette de Sbâa et les chaînes de l'Ougarta qui sont d'orientation NW – SE.
- A l'Est, par les monts de l'Idjerrane et le mole d'Idjerane M'Zab orientés N–S.
- Enfin, au Sud par le bouclier du Hoggar.

Cette diversité dans l'orientation des éléments structuraux avoisinant le bassin de l'Ahnet-Gourara, a fait qu'il se trouve orienté quasi Nord/Sud dans sa partie Est et il est de direction ougartienne dans sa partie Ouest (Fig. I.3).



**Figure I.3:** Situation du bassin Ahnet-Gourara (SLB, WEC et SH, 2007)

## I.2.b. Contexte géologique

### I.2.b.i. Morphologie de la région d'étude

Le bassin d'Ahnet-Gourara se présente sous forme d'une vaste dépression avec un axe d'allongement Nord-Sud.

En effet, la partie nord du bassin (Gourara) apparaît très peu déformée comparativement à celle du sud (Ahnet). Ce dernier est considéré comme la zone la plus structurée de la plate-forme saharienne.

Les terrains Mésozoïques présents sur l'ensemble de la région reposent sur le Paléozoïque (les sédiments paléozoïques constituent la couverture sédimentaire sur la plus grande partie de la dépression) avec une discordance appelée discordance Hercynienne.

La coupe du Paléozoïque se termine par le Carbonifère inférieur ; elle est visible ainsi dans les zones synclinales de la dépression. Dans la zone axiale, le socle peut être rencontré à une profondeur de (-5500 à -4500).

Ce bassin est formé par des bourrelets et terrasses structurales de direction subméridienne se trouvant sur le prolongement des horsts de la partie ouest du massif du Hoggar.

La plupart des bourrelets sont dissymétriques, leurs flancs Est sont plus redressés, les flancs Ouest à petit pendage sont souvent compliqués par les terrasses structurales.

Dans le bassin de l'Ahnet-Gourara, les terrasses structurales et les bourrelets décelés sont les suivants (de l'Est vers l'Ouest) :

- bourrelets ZiniFogaret es Zoua,
- Adrar in Belrem-GourBourKreiss,
- Hassi Mouima-Teguentour,
- GaaM'taZebar-in Salah,
- Bourrelets Adrar Tressouin-oued djaret,
- Terrasse structurale Tirchoumin et le bourrelet de Bahar El Hamar-In Rhar.

### I.2.b.ii. Aspect Stratigraphique

Le bassin de l'Ahnet-Gourara a été le siège, au cours du paléozoïque, d'une sédimentation essentiellement détritique liée à des environnements de dépôt très variés (continental, marin glaciaire, discordance tectonique).

L'épaisseur de la séquence sédimentaire a été considérablement modifiée par les érosions relatives aux mouvements Hercyniens et ultérieurs (SH et BHP, Potentiel pétrolier des bassins de l'Ahnet, Timimoune et Reggan, 1993/1994).

- **Le substratum**

Il est d'âge précambrien et comprend deux niveaux, le socle précambrien et la partie sommitale infracambrienne.

- **La couverture paléozoïque**

Au niveau du bassin de l'Ahnet-Gourara, la série du Paléozoïque est assez complète depuis le Cambrien inférieur jusqu'au Carbonifère. Elle est séparée du socle par la discordance infra-tassilienne et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne.

Elle est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- ✓ La ceinture Tassilienne ou pays Tassilien, qui est constituée par le Cambro-ordovicien, le Silurien et le Dévonien inférieur ;
- ✓ L'avant pays Tassilien ou plateau prétassilien, il est formé par des terrains allant du Dévonien moyen au Carbonifère supérieur.

- a) Le Cambro-ordovicien**

Le socle est surmonté par la séquence du Cambro-Ordovicien, qui comprend des séries de grés, conglomérats et d'argiles. La partie la plus épaisse se trouve dans le centre et le Nord-Est et peut atteindre plus de 1000 m.

En effet, au début du cambrien, une période initiale de compression était suivie d'une pénéplanation et d'une extension subséquence aboutissant à la formation des séries de horsts et de grabens. Dans la partie supérieure du Cambrien des séries de grés fluviaux étaient déposés (SH et BHP, 93/94).

A la fin du Cambrien, les influences marines ont affecté la sédimentation et cela jusqu'à l'Ordovicien inférieur, la première transgression majeure a entraîné une importante incursion marine et dépôt d'argiles. Des soulèvements mineurs ultérieurs étaient suivis par une augmentation du taux de sédimentation et de dépôt des grés marins peu profonds. Une période subséquente de soulèvement mineur était suivie par une transgression marine supplémentaire venant du Nord et Nord-Ouest qui a conduit aux dépôts des argiles et sables...

A l'Ordovicien supérieur, un événement majeur de glaciation s'installe avec plus de quatre cycles de glaciation conduisant ensemble à une importante discordance.

## **b) Le Cambrien**

Le Cambrien est séparé du Précambrien par la discordance infra-tassilienne, et représenté essentiellement par des alternances des grés fins à moyen, parfois grossiers et siliceux, et des grés moyens à grossiers quartzitiques mal classés (SH et BHP,93/94).

## **c) Le Silurien**

Correspond à une sédimentation marine suite à la fonte des glaces ordoviciennes, la transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organiques.

Durant le silurien, des conditions anoxiques restreintes ont engendré le dépôt des argiles hautement radioactives qui atteignent une épaisseur maximale de 70-80 m dans le bassin de l'Ahnet-Gourara (BP Exploration, Tectonics and Bassin Evolution, ALG.District 3).

Ces argiles radioactives sont connues comme étant une importante roche mère pour les hydrocarbures.

## **d) Dévonien**

La sédimentation Dévonienne dans le bassin de l'Ahnet-Gourara était dominée par l'interaction des conditions marines peu profondes et continentales. L'épaisseur maximale des sédiments du Dévonien ont eu lieu dans la partie Sud du bassin (dépassant les 2000 m).

### **1. Dévonien inférieure**

Son extension géographique est la plus grande. Il est composé du:

#### **✓ Gédinnien**

La séquence Gédinnienne est plus épaisse au Nord du bassin avec plus de 500 m dans la région de Zerafa.

La sédimentation de Gédinnien commença par des conditions marines peu profondes entraînant le dépôt des séries argilo-gréseuse.

En effet, le passage du Silurien argileux au Dévonien gréseux se fait de façon graduelle par le biais d'une série de dépôts argileux. Cela se manifeste par des alternances de grés et d'argile, rarement par des passées de calcaires. Les argiles sont attribuées à un environnement marin tandis que les grés à un milieu littoral.

### ✓ *Siegénien*

Il est caractérisé par des dépôts de grés quartzitiques fins à moyens déposés dans un milieu fluviatile avec intercalations de niveaux d'argile annonçant un faciès marin.

Le siégénien est plus épais dans l'Est du bassin (100 à 150 m). Dans cette zone, l'épaisseur des paquets gréseux dépasse les 60 m.

### ✓ *Emsien*

La séquence résulte d'une transgression marine et d'un retour à des conditions de mer peu profonde. Elle est représentée par une série argilo-gréseuse grise à gris-noir, silteuse, micacée, souvent très fossilifère.

La séquence de l'Emsien a généralement une épaisseur variant entre 75 à 150 m sur la majeure partie de l'Ahnet-Gourara.

## 2. Le Dévonien moyen

Durant cette époque une brève période de régression était suivie d'une transgression qui rétablit les conditions marines sur toute la région.

Une séquence à dominance argileuse s'était déposée avec des séries de carbonates dans une mer peu profonde.

Il est représenté par les formations de l'Eifelien et de Givénien.

✓ *L'Eifelien* : il est constitué d'argiles gris-foncé localement carbonatées à passées de siltstones et de calcaires argileux.

✓ *Givetien*: il est constitué principalement de calcaire compact avec quelques rares passées d'argile.

### 3. Le Dévonien supérieur

Les formations du Dévonien supérieur se sont déposées dans un régime franchement marin qui s'étale à travers la région entière, conduisant à des dépôts argilo-gréseux.

Il est subdivisé en trois étages:

#### ✓ **Frasnien**

Durant l'époque Frasnienne, la reprise du soulèvement des marges du bassin a été à l'origine du développement des conditions restreintes anoxiques amenant au dépôt des séries argileuses radioactives.

#### ✓ **Famennien**

Représenté par un ensemble argileux homogène gris-foncé feuilleté, avec présence abondante de lamellibranches et de brachiopodes.

Ces argiles estimées constituent une importante roche mère pour les hydrocarbures.

#### ✓ **Strunien**

Durant l'époque Strunienne, une période majeure de régression a réinstallé les conditions d'une mer peu profonde et déposé une séquence argilo-silteuse ainsi qu'une pellicule de grés gris-clair.

### e) Le Carbonifère

Les conditions marines peu profondes persistent au cours du Tournaisien et du Viséen avec le dépôt des séries de grés, de grés silteux et d'argiles silteuses.

L'épaisseur de la section préservée du carbonifère est modifiée par les soulèvements et érosions Hercyniens (fortement érodé), ce qui rend la colonne stratigraphique toujours incomplète vers le haut. Il comprend uniquement deux termes:

#### ✓ **Le Tournaisien**

Il débute généralement par des argiles noires, indurées, feuilletées, silteuses, avec de fines passées de grés gris blanc à noir fins avec un ciment siliceux ; vers le milieu, finement micacés,

traversées par endroits par des tubulures gréseuses verticales. Les roches du Tournaisien atteignent une épaisseur maximale de plus de 300 m.

### ✓ Le Viséen

La séquence du Viséen est dominée par les argiles silteuses marines peu profondes avec occasionnellement des grès fins tandis que les sections plus jeunes de Viséen sont constituées de calcaires bien développés.

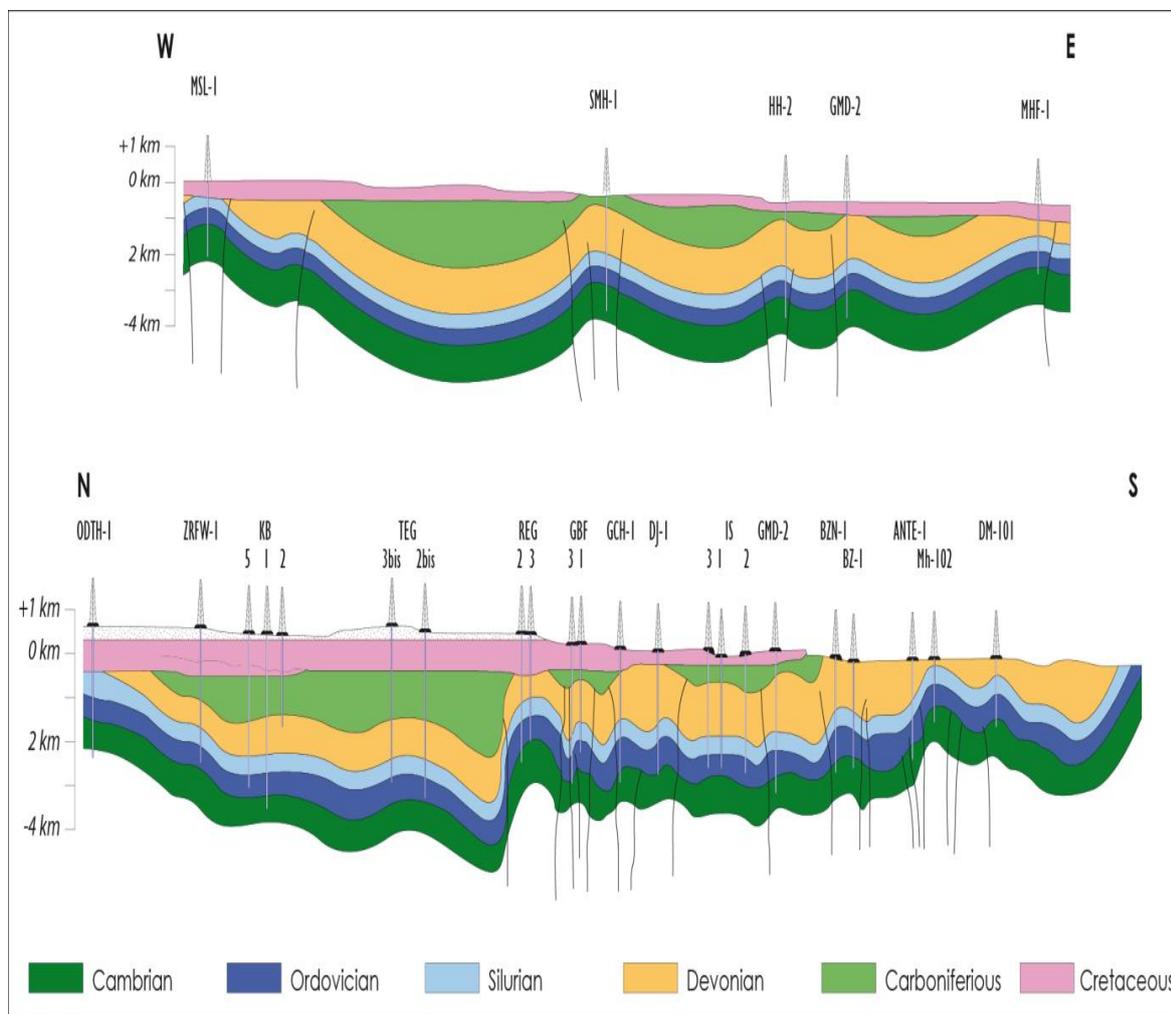
### • Le Mésozoïque

Il est peu répandu dans le bassin de l'Ahnet-Gourara et représenté par des dépôts continentaux et repose en discordance sur les dépôts paléozoïques.

### Le Cretacé

➤ **Le Crétacé inférieur** : il est représenté par des argiles versicolores à passées de calcaire dolomitique microcristallin.

➤ **Le Crétacé supérieur** : il est représenté par des formations gypsifères à gypse saccharoïde et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques légèrement carbonatées.



**Figure I.4:** Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l’Ahnet-Gourara(document SONATRACH /Exploration, 2007)

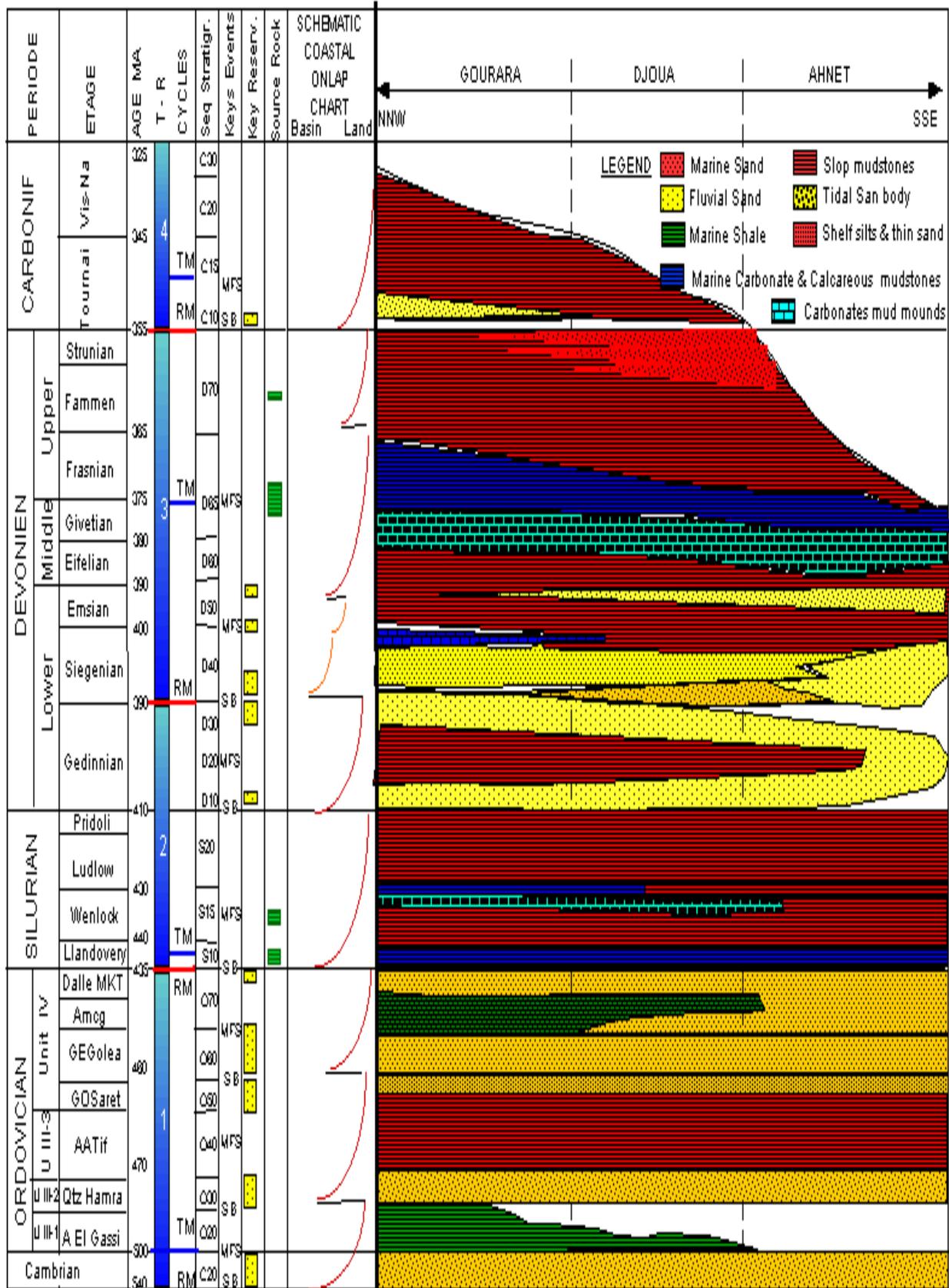


Figure I.5: Colonne stratigraphique du bassin de l'Ahnet-Gourara (Document de SONATRACH, 2007)

## I.2.c. Cadre tectonique

### I.2.c.i. Evolution tectonique

L'histoire géologique de la plateforme saharienne est très ancienne, le bassin de l'Ahnet-Gourara comme le reste de cette structure géologique a subi des différentes phases tectoniques ayant affecté la région (Tableau I.1) avec l'influence des deux boucliers sahariens. L'architecture actuelle du bassin est due à la superposition de plusieurs événements tectoniques qui sont :

- **La phase panafricaine** (600- 550 Ma)

Elle est interprétée par J. KENNEDY, L.BERTRAND et R.CABY comme étant le résultat de la collision continentale entre deux cratons :

- Le craton Ouest africain rigide.
- Le craton Est africain plus plastique

Le trait structural majeur est l'existence de grandes failles subméridiennes qui peuvent être interprétées comme des décrochements dont le rejet horizontal peut atteindre 100 Km (Caby. R, 1970).

Tous ces accidents ont joué un rôle important dans la structure du bassin de l'Ahnet-Gourara dont les dépôts paléozoïques ont été ainsi affectés.

- **La phase taconique** (Caradoc)

Elle se manifeste par des soulèvements importants des boucliers Réguibat et Hoggar entraînant leur érosion qui a atteint le socle (Beuf et al, 1971).

Ces mouvements compressifs d'âge Caradocien se sont fait sentir le long des accidents subméridiens en formant des plis à axes N-S.

Parallèlement, un important changement climatique provoque la mise en place d'une calotte glaciaire centrée sur le Sahara central, ce qui entraîne le dépôt des grès de l'Ordovicien supérieur présentant des faciès caractéristiques de milieu glaciaire.

**• La compression calédonienne**

Vers la fin de Silurien inférieur, l'équilibre est à nouveau rompu ; un apport important de matériel détritique provenant du Sud-Est va se déposer.

Ceci indique à nouveau des signes précurseurs d'une importante phase tectonique qui aura lieu entre la fin du silurien et le début du Dévonien.

La phase calédonienne est accompagnée par un soulèvement généralisé avec exondation d'une grande partie du Hoggar et ses parties méridionales, caractérisées déjà au Silurien supérieur par une sédimentation détritique proche des zones d'apports.

**• Les mouvements hercyniens**

La phase hercynienne majeure provoque l'arrêt complet de la sédimentation au cours du Carbonifère. Une discordance a été mise en évidence à la base des calcaires sur la structure d'Edjeleh et dans la région de bordj-Nili. (Conrad et al, 1984) rattachent les bombements d'ensemble de l'Ougarta à cette phase, les mesures de stries et d'axes de plis dans le Namurien indiquent un serrage N120.

Les mouvements de cette phase ont joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plateforme saharienne et dans la distribution des roches réservoirs et des roches mères.

**• La phase triasique**

Cette phase est caractérisée par des effondrements marqués par des épaissements et des faciès variables du Sud-Ouest vers le Nord-Est.

On observe des variations d'épaisseurs le long des failles Nord-Est et Sud-Ouest qui sont accompagnées par un volcanisme rattaché à la distension intervenue au cours de l'Hettangien.

• La phase jurassique

Au cours de cette phase ; un effondrement de la bordure Nord-Ouest du bassin provoque une variation d'épaisseur avec un maximum de dépôts au niveau de l'axe du sillon atlasique situé au Nord-Ouest du bassin triasique avec des séries carbonatées à faciès oolithique correspondant à un environnement de haute énergie.

**D'après BOUDJAMA et BEICIP, Modifié par B.KADI (1992).**

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

Tableau I.1: Paléo structural du bassin de l'Ahnet-Gourara (Document SH, 2007).

### I.2.c.ii. Aspect structural

Le bassin de l'Ahnet-Gourara est caractérisé par une structuration intense, liée à sa position de jonction entre les deux cratons:

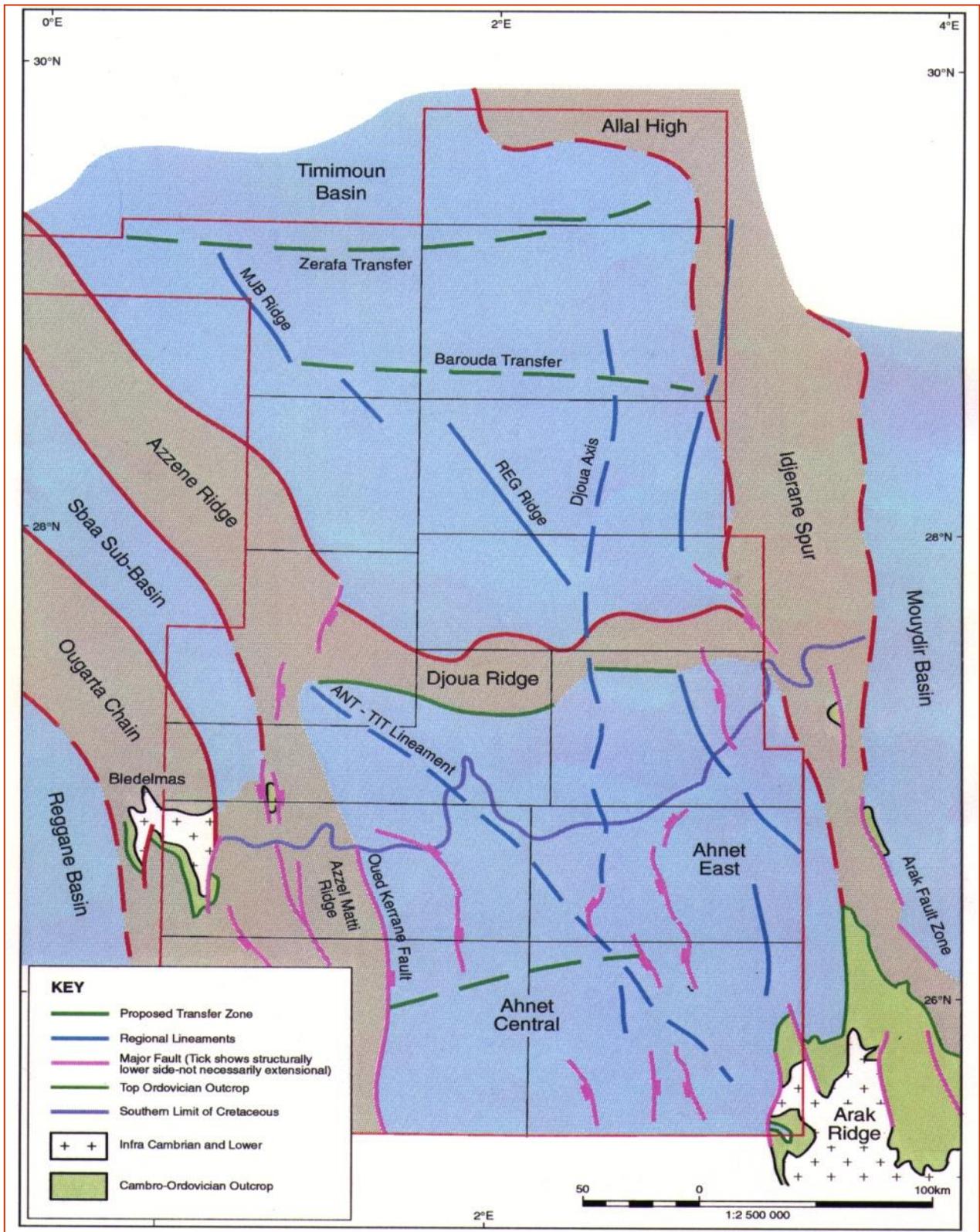
- Le craton Ouest africain, zone stable et rigide, cratonisé depuis deux milliards d'années.
- Le craton panafricain, zone mobile, cratonisé à l'orogénèse panafricaine (550 à 560 millions d'années).

La collision entre ces deux cratons a créé une tectonique cassante au niveau du substratum, reprise probablement durant les phases: taconique et calédonienne.

L'orogénèse hercynienne a complètement modulé ce bassin, lui donnant ses principaux traits structuraux actuels.

D'autres phases de plissements ont été reconnues, en particulier la phase autrichienne (J.Conard.1984), cette dernière marquée par des failles inverses et des flexures importantes notamment dans la partie nord du bassin (Gourara), serait responsable de la déformation de la discordance hercynienne.

La structure du bassin est caractérisée par la présence d'axes structuraux de directions subméridiennes (Fig. I.6).



**Figure I.6:** Les domaines structuraux du bassin de l'Ahnet-Gourara (SH, 2007)

## I.2.d. Aspect pétrolier

### I.2.d.i. Historique d'exploration dans le bassin

Le bassin de l'Ahnet-Gourara a connu dès le début des années cinquante une intense activité d'exploration qui renferme un important potentiel en gaz.

C'est dans cette partie de la plateforme saharienne que le premier forage d'exploration (Berga-1) a été réalisé. Depuis, plus de 50000 Km de sismique 2D, 1660 Km<sup>2</sup> de sismique 3D et 150 forages ont été réalisés.

Cet effort consenti essentiellement par la SONATRACH a permis de mettre en évidence 45 accumulations de gaz sec de tailles très variées.

### I.2.d.ii. Système pétrolier

- Roche mère

L'analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des quantités de roches mères dont les principales sont les argiles à graptolites noires et radioactives à la base du Silurien ainsi que la série argilo-carbonatée du *Givétien-Frasnien*.

Les essais de modélisation du bassin ont montré que la matière organique des roches mères du Silurien et du *Givétien-Frasnien* a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360Ma).

Cet événement correspond au maximum d'enfouissement, la principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé.

Une redistribution des quantités de gaz s'est probablement produite durant le soulèvement hercynien, et la migration des hydrocarbures, qui a débuté à la fin du Dévonien, s'est poursuivie tout le long du carbonifère jusqu'à la fin du Paléozoïque.

Donc, on peut résumer ceci comme suit:

- ✓ Série argileuse du Carbonifère.
- ✓ Série argileuse du Dévonien supérieur.
- ✓ Série argileuse du Dévonien moyen.
- ✓ Série argileuse du Silurien.

- **Roche réservoir**

Tous les grés du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles.

Les principaux réservoirs sont productifs de gaz sont décrits ci-après.

### **1. Réservoirs de l'Ordovicien**

Plusieurs unités à l'intérieur de la séquence de l'Ordovicien constituent des réservoirs objectifs potentiels tels que les grés d'El Goléa et les quartzites de Hamra.

Les grés d'El Goléa, du type fluvio-glaciaire à marin peu profond, sont fins à grossiers bien cimentés. Cette unité est caractérisée par d'importantes variations de faciès et d'épaisseur, la porosité varie de 5 à 14%.

Les quartzites de Hamra sont du type fluvial à marin peu profond très fins à grossiers avec une porosité de 3 à 8%.

### **2. Réservoirs du Dévonien**

A l'intérieur du Dévonien, les réservoirs potentiels sont développés dans les sections du Gédinnien, Siégénien et de l'Emsien.

Ce sont des grés marins peu profonds et des grés fluvio-déltaiques.

- ✓ **Gédinnien**

Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes, il se présente sous forme de bancs de grés métrique alternés avec des argiles, l'épaisseur des grés utiles varie de 10 à 65m.

Les grés sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argileux-siliceux. Les porosités varient de 10 à 15%.

#### ✓ **Siégèzien**

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluviatile avec des influences marines.

Ces grés sont fins à moyens et fortement quartzitiques. La porosité pouvant varier de 1 à 20%.

#### ✓ **Emsien**

L'Emsien est représenté par des grés grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement estuarien.

Ce réservoir est d'extension limitée, les grés utiles peuvent atteindre une épaisseur de 25m et la porosité est de l'ordre de 20%.

### **3. Réservoirs du Carbonifère**

Dans le bassin de l'Ahnet-Gourara, les réservoirs potentiels du Carbonifère sont limités au Tournaisien.

Quand elle existe, la section du Viséen inférieur fournit une couverture efficace aux réservoirs Tournaisien.

#### ✓ **Tournaisien**

Les grés du Tournaisien sont caractérisés par un faciès de type fluvio-estuarien à deltaïque. C'est un grés moyen à grossier de plusieurs mètres d'épaisseur.

L'épaisseur des grés propres varie de 2 à 25m avec des porosités maximales de 24% et les perméabilités atteignent 400mD.

- Roches couvertures

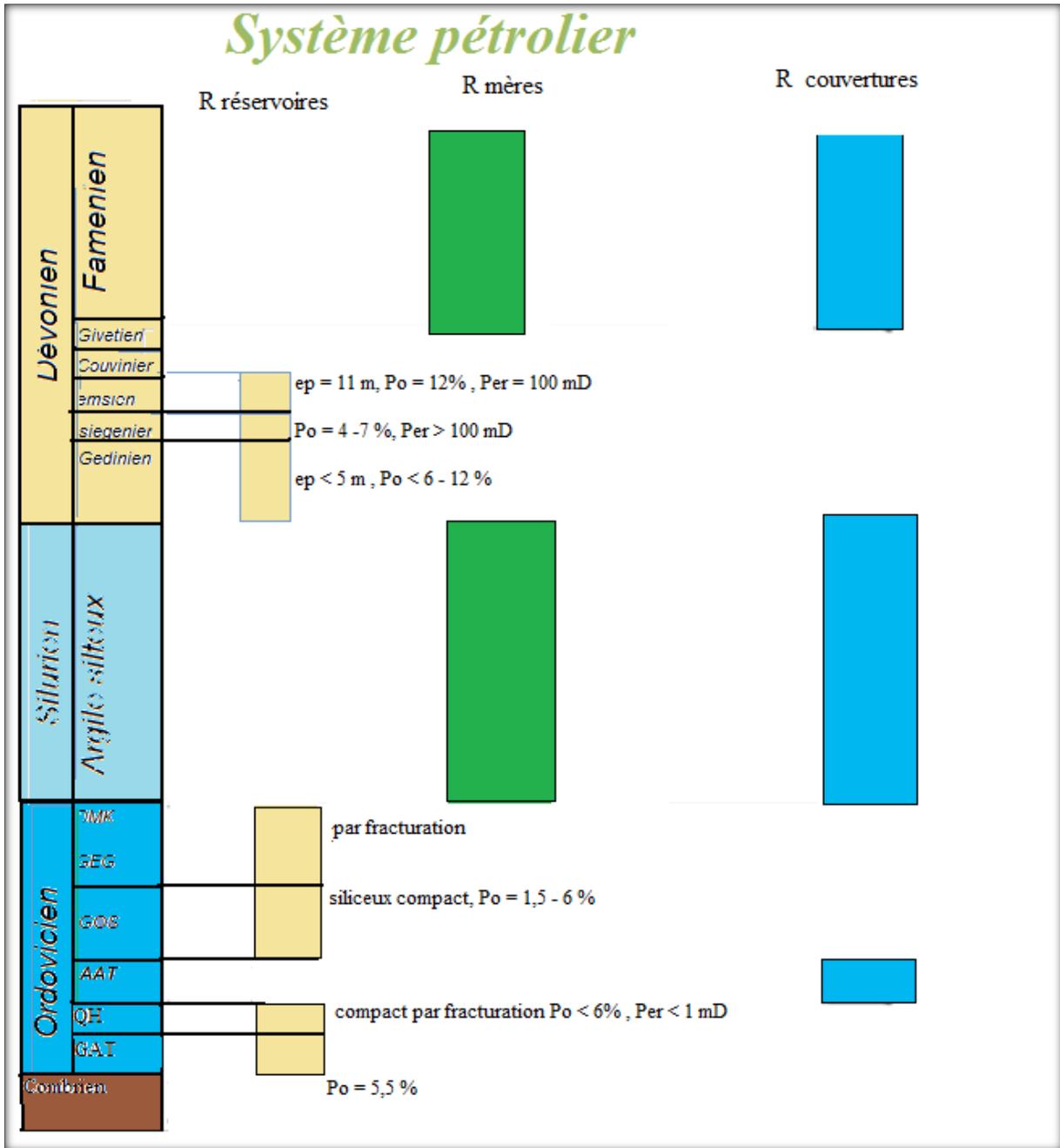
L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien.

Les argiles du Dévonien moyen à l'échelle régionale constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieure.

### I.2.d.iii. Les pièges

L'exploration du bassin de l'Ahnet-Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé, mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné qui sont liés aux vallées incisées, biseaux "*pinching out*", lentilles gréseuses...

La complexité structurale du bassin de l'Ahnet-Gourara offre la possibilité de développement de pièges structuraux complexes (monoclinaux contre failles, fermetures mixtes...).



**Figure I.7:**Le système pétrolier du bassin de l’Ahnet-Gourara (Document Sonatrach-Exploration, 2007).

#### I.2.d.iv. Intérêt pétrolier dans le bassin

Les données de forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet-Gourara ont mis en évidence trois systèmes pétroliers productifs de gaz:

##### ✓ **Le premier système**

Cambro-Ordovicien, productif de gaz sec dans plusieurs accumulations dont les plus importantes sont Bahar El Hamar et Garet El Guefoul.

Il est composé de trois unités, les quartzites de Hamra, recouvertes par les argiles d'Azzel et Tiferouine, les grés d'Oued Saret et d'El Goléa recouvertes par les argiles du Silurien.

L'alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère de roche mère se conserve vers la partie supérieure.

##### ✓ **Le second système**

Dévonien inférieur, est composé essentiellement de trois unités, le Gédinnien, le Siegénien et l'Emsien. Ces niveaux réservoirs, qui contiennent plus de bassin, sont recouverts par l'épaisse série argileuse du Dévonien moyen et sont alimentés en hydrocarbures par les argiles de même âge que celle de Silurien.

##### ✓ **Le troisième système**

Au nord du bassin, il est composé des grés du Tournaisien recouverts et probablement alimentés par les argiles du même âge.

### I.3. Présentation de la région d'étude

#### I.3.a. Situation géographique

Le périmètre ZERAFa est constitué des blocs 322b, 345 et 346 avec une superficie totale de 22873,14 Km<sup>2</sup> (Fig.I.8). Il est situé dans la partie Nord-Est du bassin de l'Ahnet-Gourara, et il est limité par les coordonnées géographiques suivantes :

- De Longitudes : 0° 15' W et 1° 40' E, et de Latitudes : 27° 55' N et 29° 20' N.

Il est limité au Sud par l'ensellement de Djoua qui le sépare de la dépression de l'Ahnet, à l'Ouest par la voute d'Azzène et la chaîne de l'Ougarta, au Nord par le dôme d'Oued Namous et à l'Est par l'éperon d'Idjerane et le dôme d'Allal.

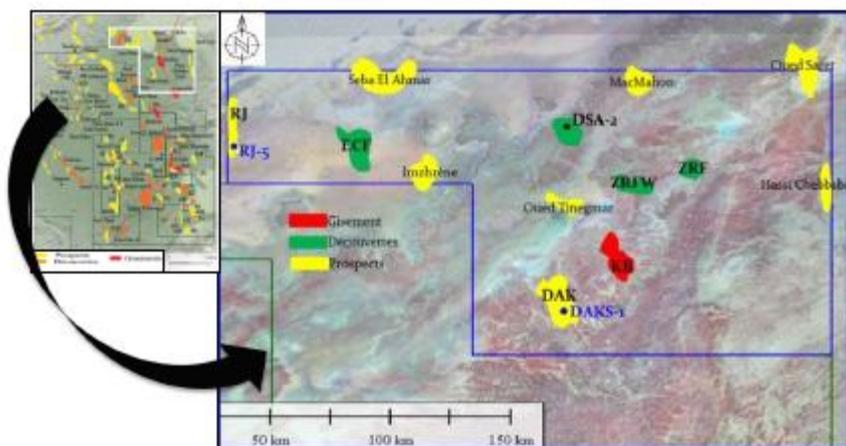


Figure I.8: Situation du périmètre Zerafa (SLB, WEC et SH, 2013)

#### I.3.b. Cadre géologique

Le périmètre ZERAFa couvre une superficie dont la topographie est variable. Sur les blocs 345 et 346, les terrains sont accidentés et présentent un réseau hydrographique très dense.

Vers la partie centrale du bloc 345, une étroite bande de 20 à 30 Km présente une topographie relativement plate. Le bloc est couvert dans sa partie Nord par des dunes.

Au niveau de cette région La couverture sédimentaire est représentée par les séries du Paléozoïque sur lesquelles reposent les formations du Mésozoïque.

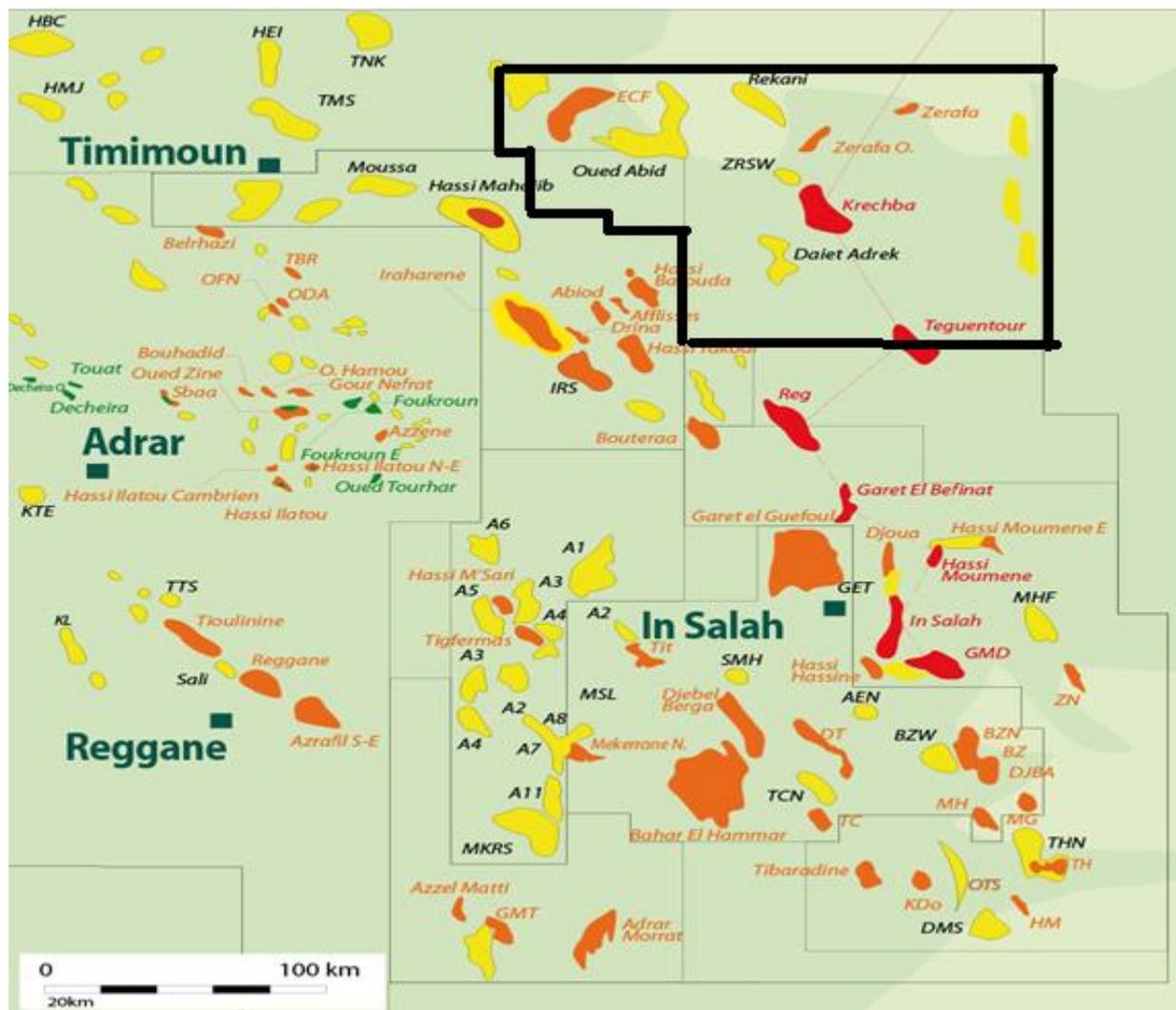
### I.3.c. Historique d'exploration dans le périmètre Zerafa

L'exploration pétrolière a débuté dans cette région en 1951 par des travaux gravimétriques de grande reconnaissance. Ceux-ci seront suivis, quelques années plus tard, par des travaux sismiques de détail et des levés géologiques.

En 1955, la structure de Kerboub, décelée par gravimétrie, a fait l'objet d'un premier forage dans la région, implanté pour explorer le Carbonifère ; il a été arrêté dans le Viséen.

Depuis, 28 forages ont été réalisés dans cette région et répartis sur les structures de Krechba, Teguentour Est, Zerafa Ouest, Oued Saret, Mac Mahon, Rekani et Erg Chouiref.

Ces forages ont mis en évidence des accumulations de gaz dans les réservoirs Tournaisien (Carbonifère inf.) et Dévonien inférieur avec d'importants débits de gaz (Fig. I.9).



**Figure I.9:** Carte de situation des gisements d'hydrocarbures du bassin de l'Ahnet-Gourara avec le périmètre de Zerafa (document SONATRACH, 2013).

### I.3.d. Intérêt pétrolier

#### I.3.d.i. Roches réservoirs

##### ➤ Tournaisien

Le réservoir Tournaisien se développe en paléovallées d'orientation subméridienne. La plus large vallée a été identifiée à Krechba avec un creusement de 20m, qui atteint 30m à Rekani.

Ce réservoir offre la possibilité de développement de pièges de types mixtes et stratigraphiques.

Les grès du Tournaisien se caractérisent par d'excellentes qualités réservoir. La valeur moyenne des grès utiles est de l'ordre de 20m. La porosité moyenne est équivalente à 15%. Les perméabilités atteignent des valeurs assez importantes.

### ➤ **Dévonien Inférieur**

Dans cette partie du Bassin, les niveaux gréseux du Dévonien Inférieur sont caractérisés par leur discontinuité et leur extension latérale limitée, essentiellement liée au mode de dépôt.

Les qualités pétrophysiques de ces réservoirs peuvent être très variables d'une zone à l'autre. Ceci est dû à des phénomènes de diagenèse différentielle qui a pour conséquence la création de barrières de perméabilité.

### I.3.d.ii. Roches mère

Toutes les séries argileuses du Paléozoïque sont considérées comme des roches mères.

Les argiles du Silurien présentent des valeurs de COT de l'ordre de 3 à 4%.

Celles de l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère ont des COT qui oscillent entre 0.6% et 1.2%.

Mise à part les roches mères Ordoviciennes dont les valeurs en COT sont meilleures sur le flanc Est de la dépression de Gourara (le long du môle d'Idjerane-M'zab), toutes les autres roches mères présentent une diminution des valeurs du COT le long de cet axe.

## I.3.e. Résultats pétroliers des puits

<b>Puits</b>	<b>Année de forage</b>	<b>Réservoir</b>	<b>Résultat</b>
<b>Puits 1</b>	1957	Grés du Tournaisien	Aquifère
<b>Puits 2</b>	2008	Grés du Tournaisien	à Gaz
<b>Puits 3</b>	2014	Grés du Tournaisien + Siégénien	à Gaz

**Tableau I.2:** Les résultats de puits.

## I.4. Conclusion

Le bassin de l'Ahnet-Gourara est très exploré depuis les années cinquante, malgré le grand nombre de forages qui a été réalisé, mais la compréhension du système pétrolier reste encore insuffisante.

Cependant, deux importantes découvertes ont été réalisées dans les réservoirs de l'Ordovicien et le Dévonien inférieur tels que Garet El Guefoul et Bahar El Hamar, laissant entrevoir des potentialités pétrolières, d'autant plus que ces résultats ont été obtenus dans des contextes géologiques complètement différents.

Les informations sur le système pétrolier de la région et son potentiel présentés dans ce chapitre nous ont motivés à envisager une interprétation des données sismiques de la région afin de définir les structures susceptibles d'être des pièges des hydrocarbures.

Avant d'entamer la phase d'interprétation proprement dite, le chapitre suivant, est consacré à la phase d'acquisition et de traitement qui sont très importantes pour obtenir des données sismiques fiables et utiles à l'interprétation.

## II. Chapitre 2: Acquisition et traitement

### II.1. Introduction

La sismique 3D représente le développement le plus remarquable en exploration géophysique durant ces dernières années. Elle permet un recouvrement précis et quasi-total de tous les objectifs de la région à prospector.

Plus précisément, on fait appel à la sismique réflexion qui grâce à sa profondeur de pénétration et son pouvoir de résolution reste l'outil de prospection le plus puissant.

Cette recherche s'effectue en premier lieu par l'acquisition sismique qui est un enregistrement des mouvements créés à la surface de sol par un ébranlement (ou vibration) émis à la surface du sol et qui est réfléchi sur les interfaces séparant les différentes couches géologiques.

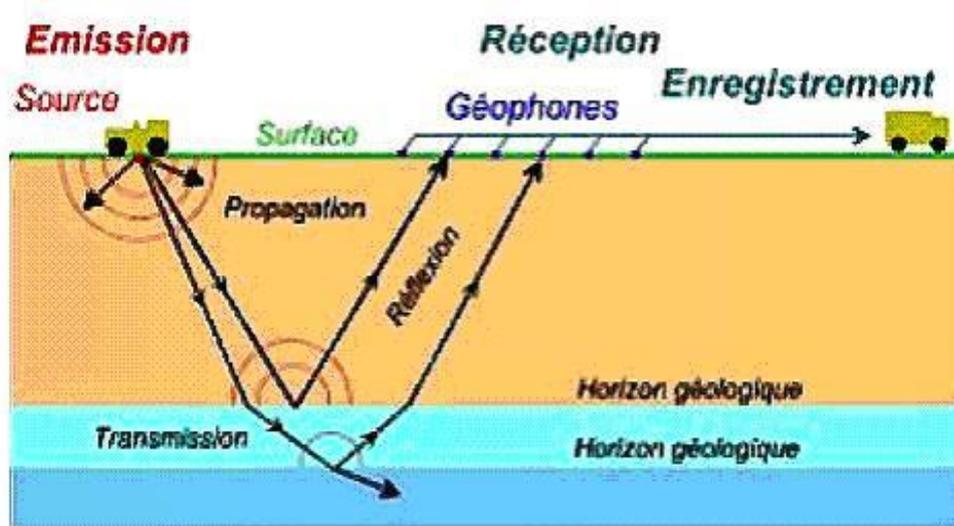
Les données enregistrées sur terrain seront par la suite traitées (au centre de traitement) en faisant une succession de traitements élémentaires permettant de passer des données terrain généralement acquises en collection point de tir-commun à une section sommée à 2D ou à 3D (Henry, 1994).

### II.2. Acquisition des données sismiques

L'acquisition sismique a pour but de détecter les formes des horizons se trouvant dans la sub-surface. Cette acquisition est faite à l'aide d'un système formé (Lavergne, 1986):

- ✓ **D'un dispositif d'émission (source)** qui envoie le signal initial. Les types de source les plus utilisées sont:
  - La dynamite
  - Le vibroseis (Camion vibrant)
  
- ✓ **D'un dispositif de réception (géophone)** capteur électromagnétique à bobine mobile, qui transforme les signaux réfléchis (mouvements) en signaux électriques.

- ✓ **D'un matériel d'enregistrement (Camion laboratoire)** qui fixe l'information sous forme numérique, ce qui permet de connaître l'amplitude réelle de chaque point de la trace (Fig. II.1).



**Figure II-1:** la mise en œuvre de la sismique réflexion.

### II.2.a. Les avantages de la sismique 3D

La sismique 3D nous fournit une échographie du sous-sol en trois dimensions. Ses avantages par rapport à la sismique 2D peuvent se résumer en:

- ✓ Une densité d'information: un échantillonnage spatial de mesure plus dense et plus régulier.
- ✓ Une image obtenue qui est un cube composé d'un ensemble de sections parallèles entre elles, ce qui permet d'étudier les structures du sous sol suivant n'importe quelle direction.
- ✓ Une meilleure précision des données: la migration en 3D prend en charge les arrivées latérales, par conséquent, l'obtention d'une meilleure précision.
- ✓ Une meilleure définition de la géométrie des réservoirs les plus complexes.
- ✓ Une meilleure délimitation des pièges d'hydrocarbures, par conséquent, la diminution du taux des puits secs.

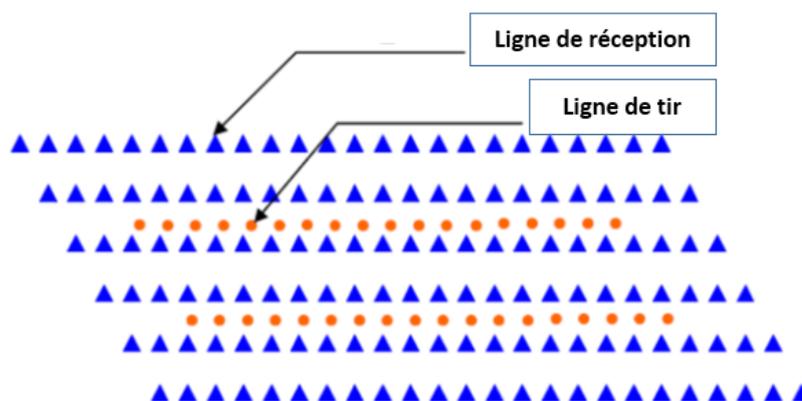
## II.2.b. Différents types de profilage

On dénombre en 3D une multitude de techniques d'acquisition mais toutes ne sont en fait que des variantes de deux classes principales désignées sous (Bachta, 2002):

- ✓ Profilage parallèle.
- ✓ Profilage croisé.

### 1. Profilage parallèle

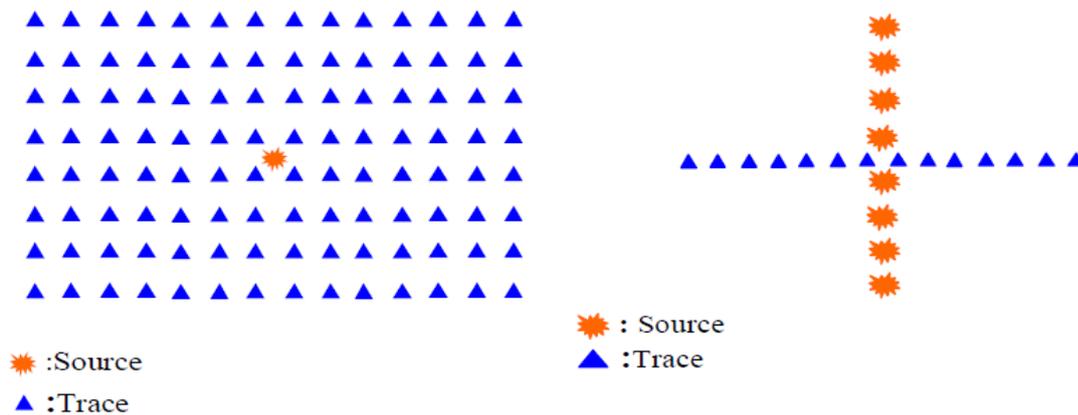
Cette classe de techniques consiste à recueillir les informations provenant de la subsurface par le biais de plusieurs profils 2D classiques mais qui sont très serrés de telle sorte à avoir le recouvrement exigé (Fig.II.2).



**Figure II-2:** Dispositif en profile parallèle.

### 2. Profilage croisé:

Cette classe d'acquisition est une juxtaposition dans toutes les directions d'une mosaïque de blocs élémentaires d'acquisition. Chaque bloc est composé d'une ou de plusieurs lignes de réception et d'une ligne de tir portée diagonalement ou orthogonalement par rapport aux lignes de réception (Fig. II.3).



**Figure II-3:** Effort sur les récepteurs

Effort sur les sources

Le dispositif à droite dit "en croix" privilégie l'effort sur les sources (14 récepteurs pour 8 sources), elle est adaptée aux terrains à accès difficile.

Le deuxième dispositif, appelé " Broad line" privilégie l'effort sur les récepteurs (112 récepteurs pour une seule source), elle est adaptée aux terrains d'accès facile (Bachta, 2002).

Ces différents profils sont caractérisés par les paramètres suivants, (Fig. II.4):

- **La ligne source (SL):** C'est la ligne sur laquelle sont placées les sources.
- **La ligne réception (RL):** C'est la ligne sur laquelle sont placés les récepteurs (grappe de géophones).
- **Inline:** C'est une convention observée pour désigner les lignes en sub-surface qui sont parallèle aux lignes de réception.
- **Cross-line:** C'est l'ensemble des lignes en sub-surface qui sont perpendiculaires aux inlines.
- **Intervalle entre ligne source (SLI):** est la distance entre deux lignes de tir consécutives.
- **Intervalle entre ligne réception (RLI):** est la distance entre deux lignes de réception consécutives.

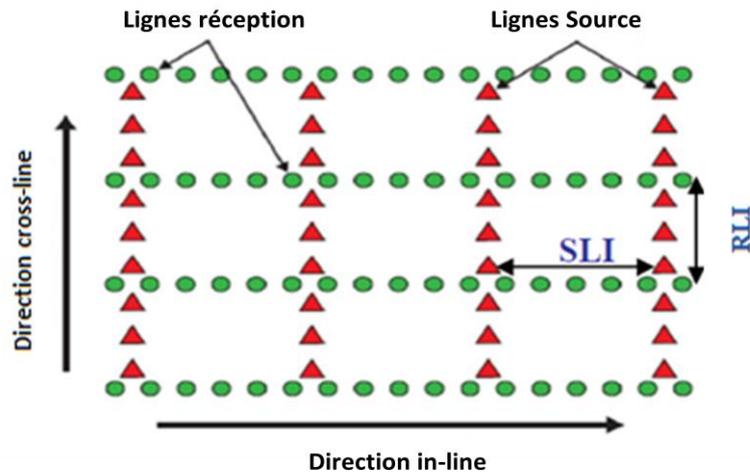


Figure II-4: Dispositif orthogonal.

- **Boite (Box):** Elle est définie par l'intersection de deux lignes réceptrices successives et deux lignes émettrices (Fig. II.5).

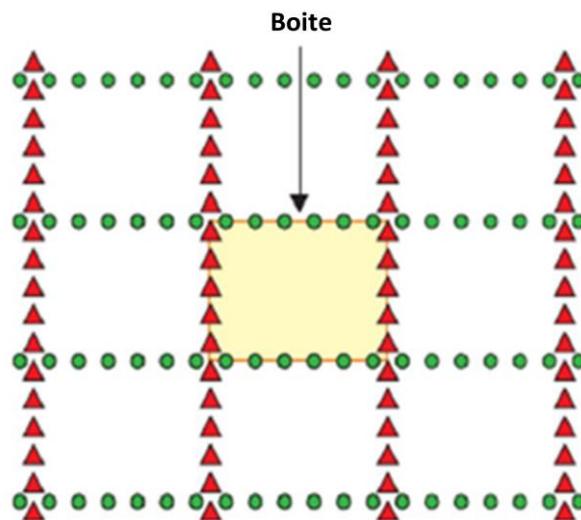
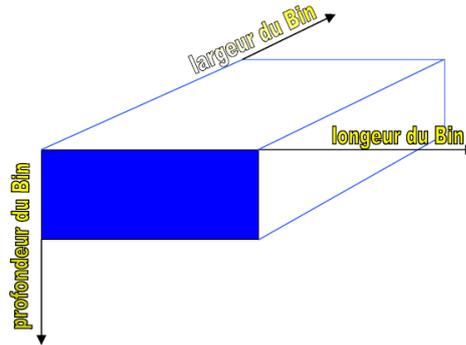


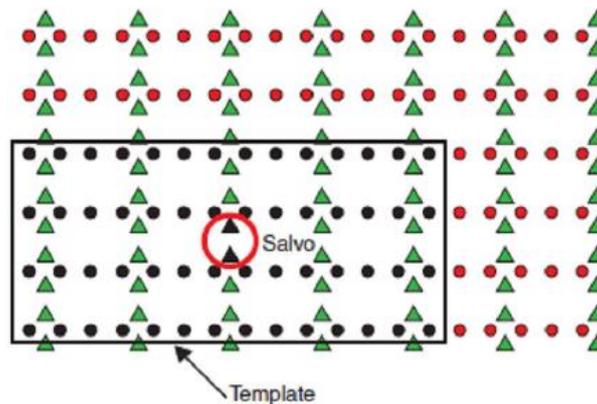
Figure II-5: La boite.

- **La cellule (Bin):** C'est un volume élémentaire qui regroupe l'information du sous sol pour une position de surface donnée, il est caractérisé par une longueur, une largeur et une profondeur (Fig. II.6).



**Figure II-6:** Représentation spatiale d'une cellule (Aid, 2008).

- **Salvo:** C'est un ensemble de points de tirs qui sont enregistrés par un même Template (Fig. II.7).



**Figure II-7:** Le Salvo.

- **Template:** est un bloc élémentaire constitué de plusieurs lignes de réception qui enregistrent les tirs du même Salvo (Fig. II.8).
- **Offset:** C'est la distance entre un point de tir et un point de réception.
- **Offset minimal (Xmin):** C'est le plus grand offset dans un box (Fig. II.9).
- **Offset maximal (Xmax):** C'est la distance entre le point de tir et le récepteur le plus éloigné dans un Template.

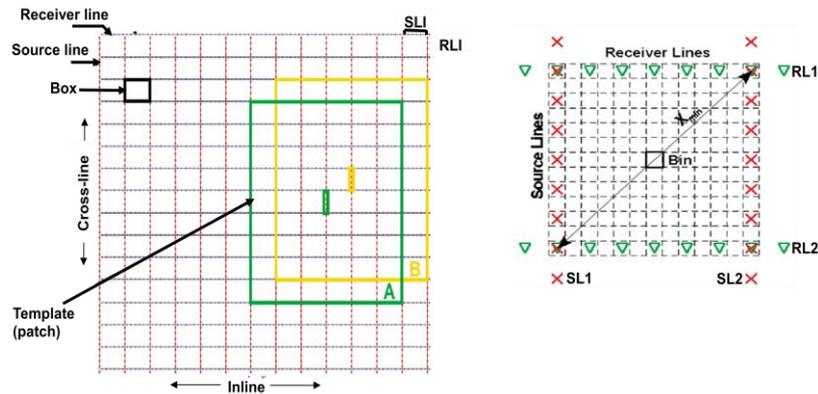


Figure II-8: Template (Bachta,2002).

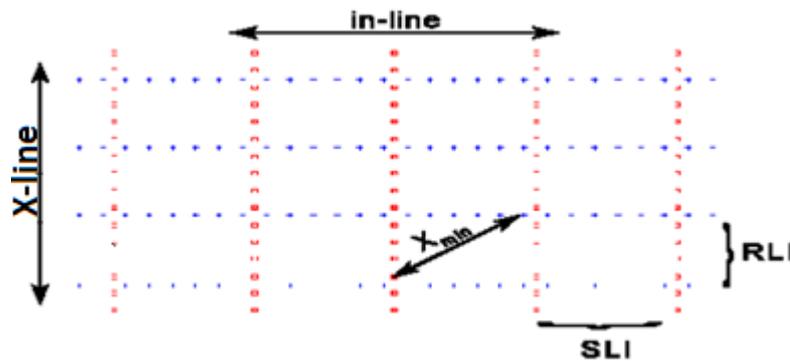
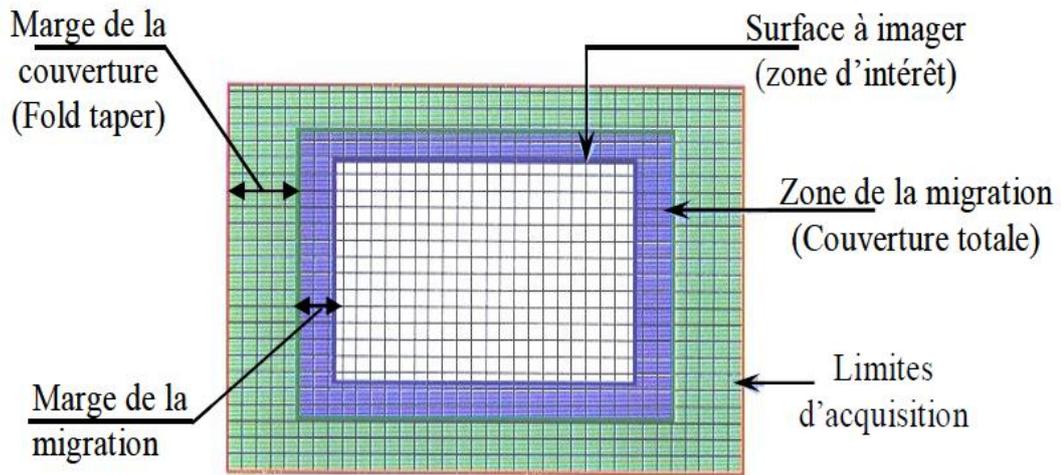


Figure II-9: Offset minimal  $X_{min}$  (Bachta,2002).

- **Migration aperture:** C'est une surface additionnelle à la zone d'intérêt pour avoir une image correcte du sous sol lors de la migration (Fig. II.10).
- **Foldtaper:** C'est une zone d'extension qu'il faut ajouter à la zone d'intérêt pour assurer la couverture désirée dans la zone à explorer.



**Figure II-10:** Différentes zones d'une étude 3D (Bachta, 2002).

- **La couverture totale ( $C_T$ ):** En sismique 3D, la couverture totale est définie comme étant le produit de la couverture transversale et de la longitudinale.

$$C_T = C_L * C_{TR}$$

✓ **La couverture longitudinale ( $C_L$ ):**

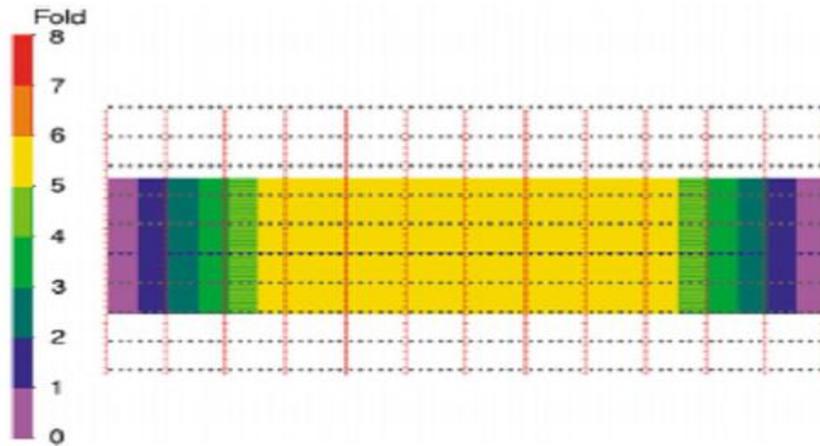
C'est la couverture réalisée dans la direction de ligne de réception. D'après la formule de Bading, l'expression générale qui permet le calcul de la couverture longitudinale est donnée par (Bachta, 2002):

$$C_L = \frac{NS}{2 \cdot \frac{SLI}{RLI}}$$

Avec:

N: nombre de traces par ligne de réception.

S: nombre de points de tir par dispositif de réception dans le sens longitudinal, (Fig. II.11).



**Figure II-11:** Couverture Longitudinale.

✓ **La couverture transversale ( $C_{TR}$ ):**

C'est la couverture atteinte dans la direction cross-line, elle est donnée par la formule (Bachta, 2002):

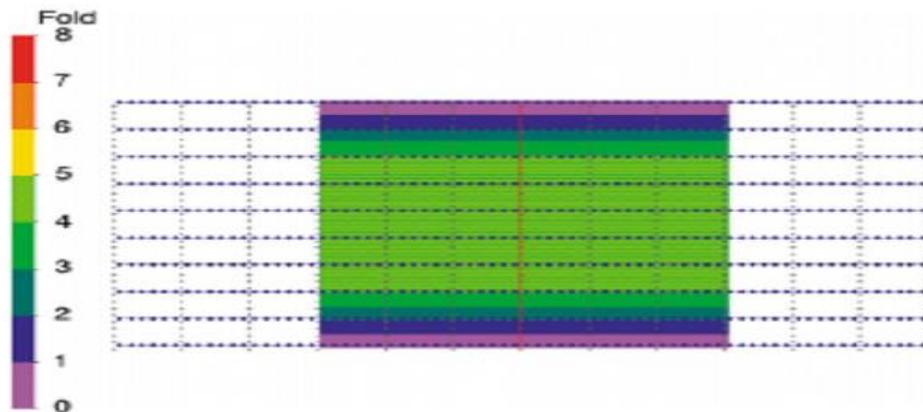
$$C_{TR} = \frac{L.S}{2.M}$$

Avec:

S: nombre de points de tir par Template dans le sens transversal.

L: nombre de lignes par Template.

M: nombre d'intervalles d'avancement du dispositif dans le sens transversal (d'un Template à l'autre), (Fig. II.12).



**Figure II-12:** Couverture Transversale.

### II.2.c. Le pouvoir de résolution

Le pouvoir de résolution est la faculté de séparer deux évènements très proches l'un de l'autre, il est mesuré en termes de longueur d'onde  $\lambda$ . Il en existe deux types à savoir:

- ✓ La résolution verticale.
- ✓ La résolution latérale.

#### 1) La résolution verticale

Le pouvoir de résolution verticale traduit la capacité d'un système à séparer le long de la verticale les interfaces délimitant une couche géologique mince. La limite de séparation de ces interfaces est de l'ordre du quart de la longueur d'onde du signal dans un environnement où le rapport signal sur bruit est très bon, mais souvent de  $(\lambda/2)$  en présence de bruit.

#### 2) La résolution latérale

La résolution latérale est la capacité de séparation de deux éléments suivant l'horizontale. Elle est définie par la première zone de Fresnel, cette zone est circulaire et son rayon varie en fonction de la profondeur et de la longueur d'onde du signal à cette profondeur.

On a:

$$D \geq (2 \lambda d)^{1/2}$$

D et d représentent respectivement le diamètre de la zone de Fresnel et la profondeur de l'interface.

## Paramètres d'acquisition de notre permis

Les paramètres utilisés lors de l'acquisition sismique 3D sont de l'ordre de ceux appliqués dans la sismique 3D usuelle.

Les plus importants sont donnés dans le tableau II.1 ci-dessous:

<b>Géométrie d'acquisition</b>	
Contour de surface	152,54 km <sup>2</sup>
Taille de Bin	15m*15m
Nombre de VP/km <sup>2</sup>	222,220
Nombre de trace/km <sup>2</sup>	222,220
Nombre de canaux actif/ligne	150
Intervalle entre station de source	30m
Intervalle entre ligne de source	150m
Intervalle entre station de réception	30m
Intervalle entre ligne de réception	150m
Couverture longitudinale	15 fois
Couverture transversale	14 fois
Couverture totale	210 fois

**Tableau II-1:** Paramètres d'acquisition.

## II.3. Traitement des données sismiques

Le traitement sismique est la seconde étape après l'acquisition. Il consiste à appliquer un ensemble d'opérations sur les données brutes enregistrées sur le terrain et qui sont fortement bruitées (Henry, 1994).

Ces données sont stockées sur des bandes magnétiques afin qu'elles soient traitées au niveau du centre de traitement dans le but d'aboutir à une section sismique interprétable.

Le traitement des données de notre région d'étude a été réalisé par l'entreprise " Schlumberger North Africa HQ".

### II.3.a. Objectifs fixés

- ✓ Le premier objectif fixé lors du traitement est d'améliorer le rapport signal sur bruit, de faire isoler les réflexions (signal désiré) des multiples et d'autres types d'arrivées et d'obtenir une image réaliste par les différentes corrections géométriques.
- ✓ Obtenir des informations du sous-sol avec une bonne qualité sismique surtout au niveau des objectifs profonds (Ordovicien) puisque ce sont eux qui forment la structure de la zone.

### II.3.b. Séquence de traitement appliquée

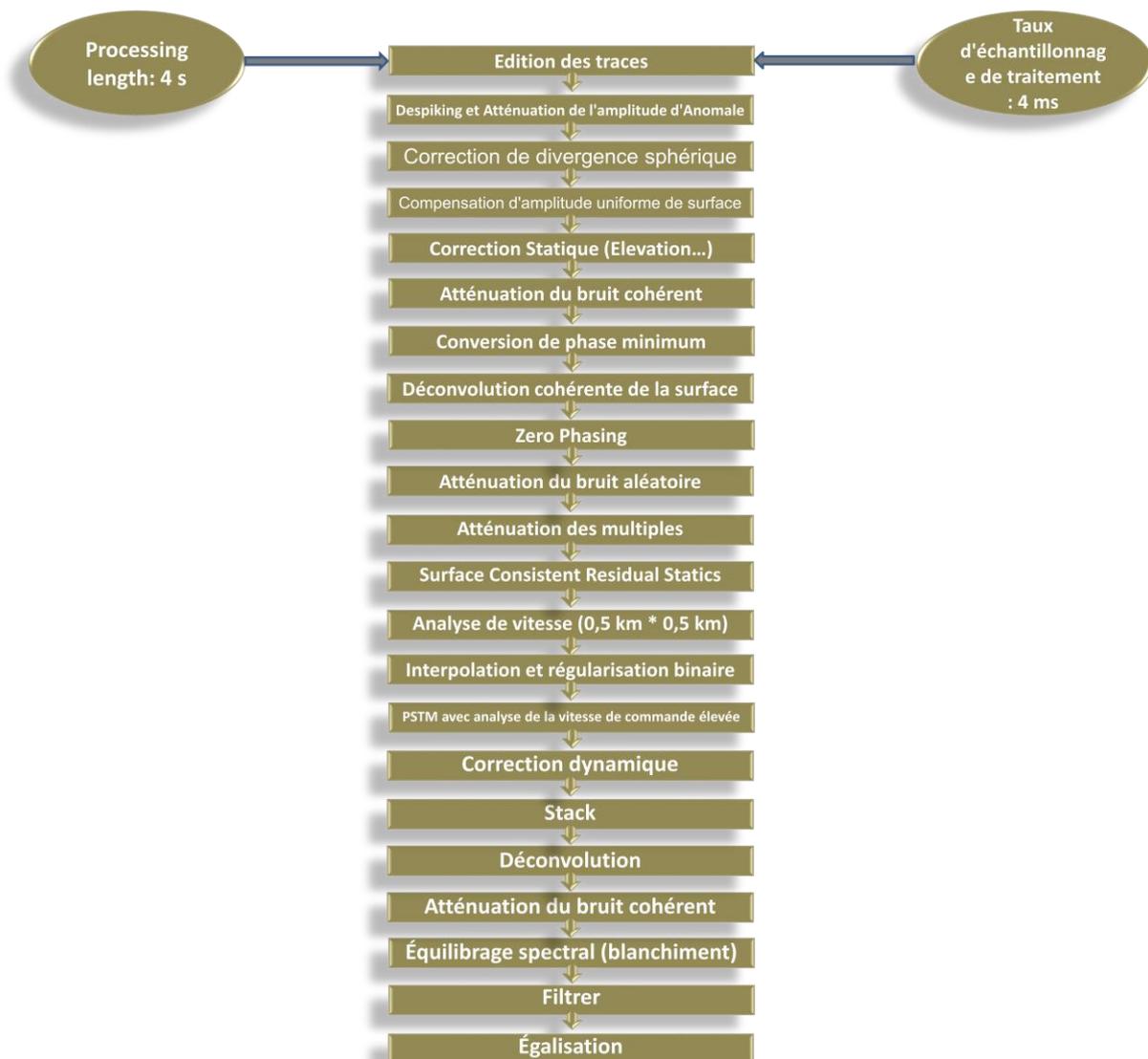
La séquence de traitement représente un enchaînement de traitements élémentaires nécessaires à l'obtention d'un document interprétable de bonne qualité.

Pour le cas de notre cube sismique, la séquence de traitement appliquée est montrée sur la figure II.13.

Les principes des traitements utilisés dans cette séquence peuvent être résumés comme suit (Bachta, 2002):

- **L'édition:**

Dans cette étape on réalise le démultiplexage des signaux sismiques, qui fait un réarrangement des données enregistrées sur le terrain, en stockant sur les bandes magnétiques tous les échantillons d'une même trace, pour ensuite les classer suivant les numéros séquentiels par point de tir. On profite également à ce niveau d'éliminer certaines traces mortes ou de très mauvaises qualités (fig. II.14).



**Figure II-13:** Séquence de traitement appliquée (Document Sonatrach, 2013).

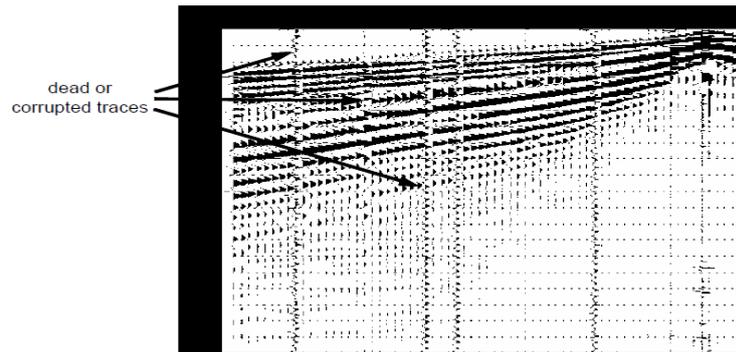


Figure II-14: Edition (SH-IAP, 2007).

- **L'égalisation dynamique**

Après l'opération de démultiplexage et la récupération des amplitudes réelles, l'énergie des signaux est très variable en fonction du temps et de la distance émetteur-récepteur. Pour cela, on fait une égalisation dynamique ou AGC (Automatic Gain Control) qui sert à compenser principalement les pertes d'énergie dues à la divergence sphérique, l'absorption et les pertes par transmission.

- **Le mute**

Il s'agit de supprimer les parties bruitées du signal avant de l'additionner et ceci par la mise à zéro des échantillons parasites très énergiques.

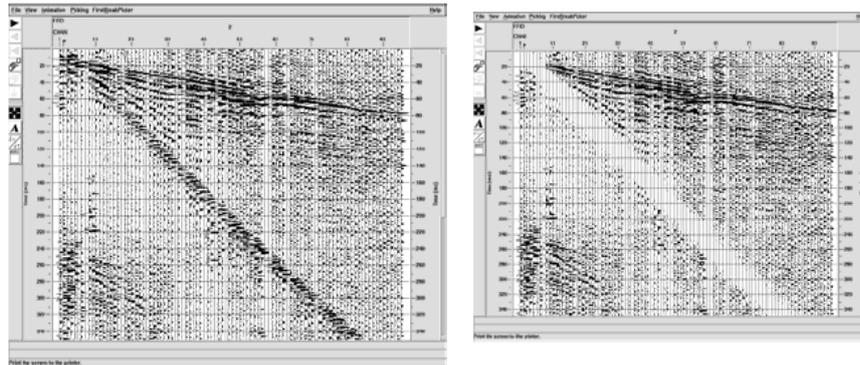
On applique ce traitement principalement sur les premières arrivées réfractées, le cône de l'onde aérienne, et les traces bruitées au sens large.

On distingue trois types de mute:

- ✓ **Le mute externe:** il est appliqué sur les premières arrivées pour éliminer les arrivées réfractées. Ce mute peut être effectué avant ou après correction dynamique.
- ✓ **Le mute chirurgical:** il aide à éliminer tout événement dommageable à l'intérieur d'autres événements conservés. Il ne s'applique que si le bruit est bien détecté. Il est appliqué avant la correction dynamique.

- ✓ **Le mute interne:** il concerne la mise à zéro de la fin des traces ou les réflexions primaires n'existent pas.

La figure II-15 ci-dessous montre l'effet du mute sur les évènements:

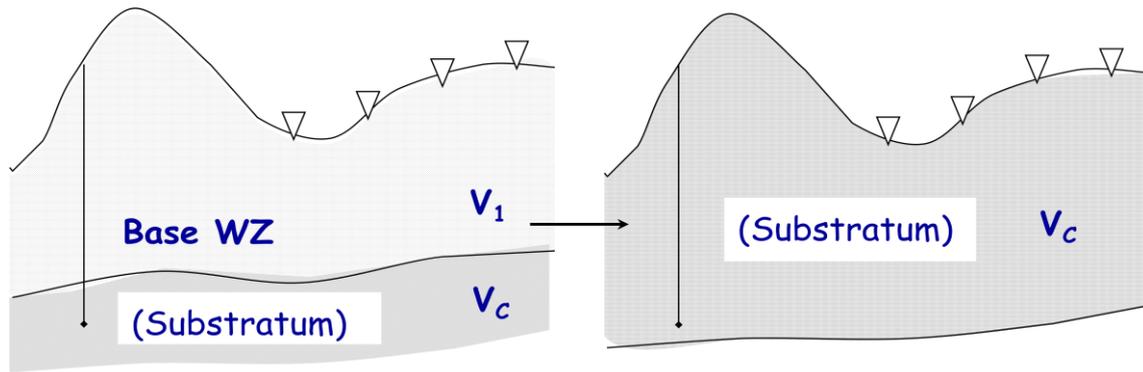


**Figure II-15:** Mute des événements (SH-IAP, 2007).

- **Correction statique**

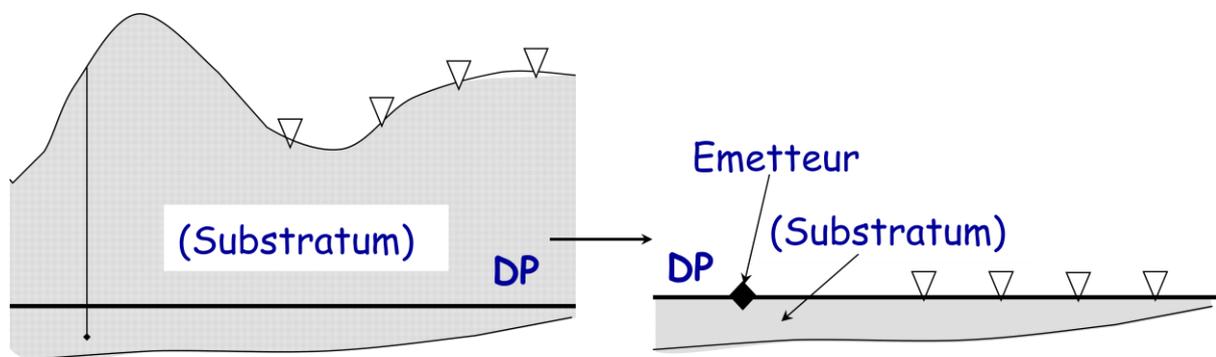
Cette correction sert à ramener les points de tirs et les traces à un plan de référence commun. La différence d'altimétrie et les variations latérales de vitesse dans les couches superficielles causent des retards différents à chaque trace; ces retards sont constants en fonction du temps, d'où le nom correction statique qui se décompose en deux termes:

- ❖ **La correction WZ (ou Zone altérée):** On corrigera les retards due aux irrégularités superficielles présentes sur le passage de l'onde sismique, (fig. II.16).



**Figure II-16:** Principe de correction WZ (SH-IAP, 2007).

- ❖ **La correction d'altimétrie:** les émetteurs et récepteurs sont en effet généralement à des altitudes différentes. Ceci fait qu'on n'obtient une hyperbole pour une réflexion, (fig. II.17).

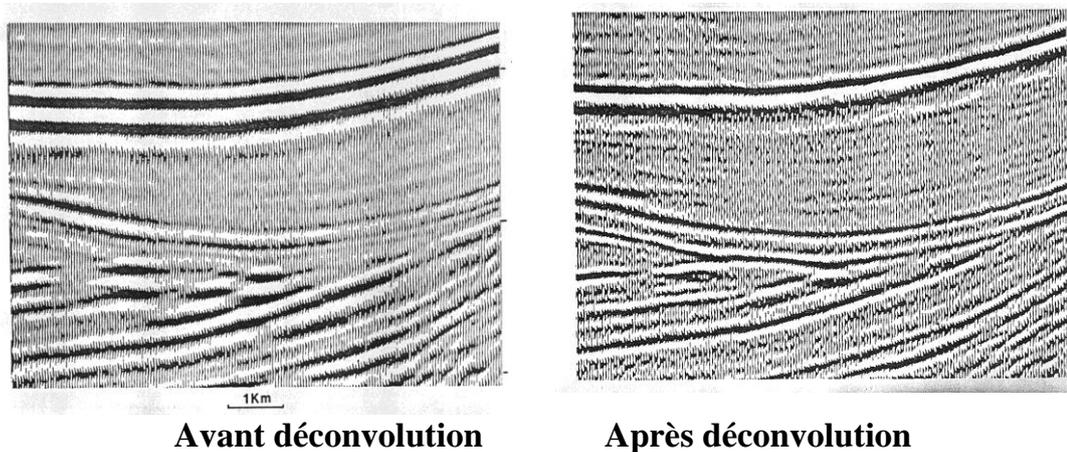


**Figure II-17:** Principe de la correction de l'altimétrie (SH, IAP).

- **La déconvolution**

Elle élimine l'effet du filtrage de la trace par le sol qui rend le signal basse fréquence. C'est une sorte de filtre inverse. Les deux méthodes les plus utilisées 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 par la source pour le ramener 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, (fig. II.18).



**Figure II-18:** Exemple de déconvolution après sommation (méthode prédictive) section sismique marine (Lavergne, 1986).

- **Correction dynamique (Courbure normale)**

Les corrections dynamiques sont des corrections géométriques qui corrigent l'obliquité des trajets des ondes réfléchies. Tout se passe alors comme si l'on tirait et enregistrerait au même point (trajets verticaux). L'hyperbole de réflexion devient horizontale. Les réflexions correspondant à différents émetteurs et récepteurs deviennent en phase. Leur addition donne une trace très énergétique, (fig. II.19).

L'équation approchée de l'indicatrice d'après Levin est (Lavergne, 986):

$$T^2 = T_0^2 + (X^2 / V_{\text{NMO}}^2)$$

**Avec:**

$V_{\text{NMO}}$ : Vitesse de correction dynamique.

$T_0$ : Profondeur en temps double du réflecteur.

$X$ : Distance émetteur-récepteur.

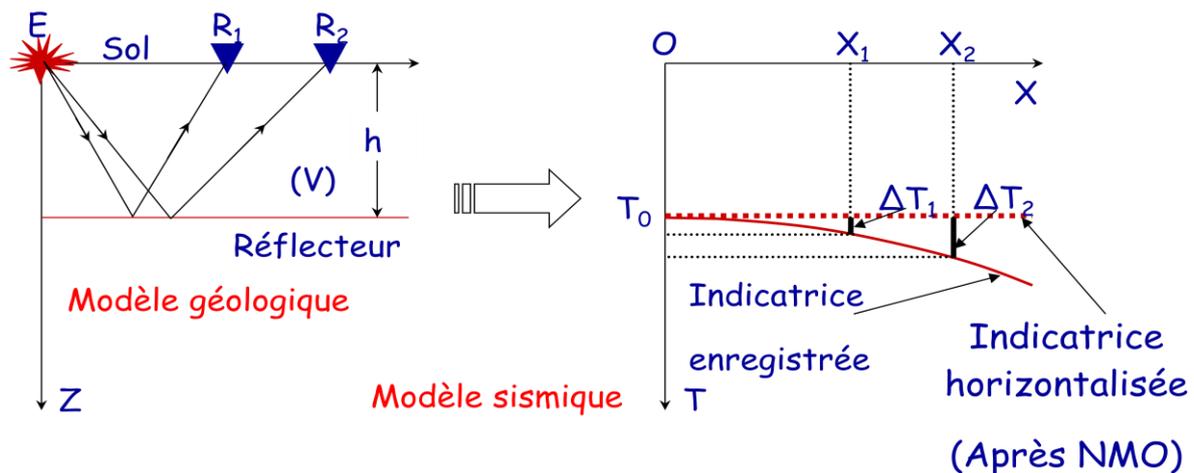
La correction dynamique est alors:

$$\Delta T = T - T_0 = (T_0^2 + (X^2 / V_{\text{NMO}}^2))^{1/2} - T_0$$

Quand  $X$  est négligeable par rapport à la profondeur du réflecteur:

$$\Delta T = \frac{1}{2T_0} (X / V_{\text{NMO}})^2$$

Le schéma qui suit illustre le mieux cette correction:



**Figure II.19:** Alignement des réflexions.

- **La migration 3D**

La migration en sismique 3D permet, comme en 2D, de repositionner les horizons sismiques dans l'espace pour reconstituer la géométrie du sous-sol.

Elle permet donc de résoudre les problèmes rencontrés dans les zones à fort pendage ou failles ou les réflecteurs sont déportés de leurs positions réelles. De ce fait elle repositionne les points miroirs du sous-sol à leurs vraies places.

L'apport de la migration 3D par rapport à la 2D est qu'elle effectue un meilleur travail dans l'estimation des diffractions produites par les failles même si le plan de ces dernières n'est pas orthogonal au plan de section.

## III. Chapitre 3 :Exploitation des données sismiques

### III.1. Introduction

La première partie de ce chapitre présente une synthèse sur les données sismiques et les données de puits que nous avons utilisé dans notre travail.

Dans la deuxième partie, nous allons aborder la méthodologie utilisée pour la réalisation de l'interprétation sismique à savoir:

- ✓ L'identification des horizons après calage.
- ✓ Le choix des horizons.
- ✓ L'identification des failles.

### III.2. Présentation des données utilisées

Dans une étude d'interprétation sismique il est nécessaire de disposer des documents suivants:

#### 1) Plan de position

Le plan de position montre la grille sismique et l'emplacement des puits dans notre région d'étude (Fig.III.1).

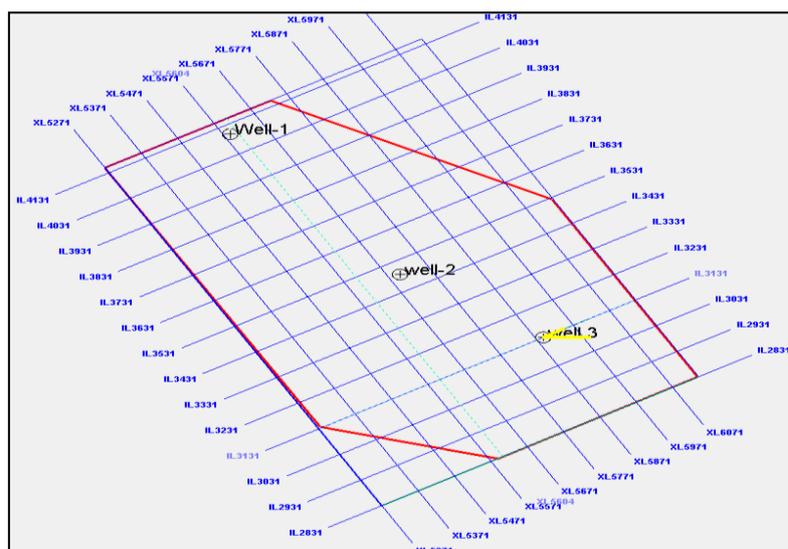


Figure III.1: Grille sismique.

## 2) Les données sismiques

Les données sismiques utilisées pour cette étude sont des données 3D acquises pour le compte de Sonatrach par l'Entreprise Nationale de Géophysique (E.NA.GEO).

Dans une représentation 3D, ces données seront représentées en un cube sismique formé d'un ensemble de 1101 inlines et 701 cross-lines (Fig. III.2).

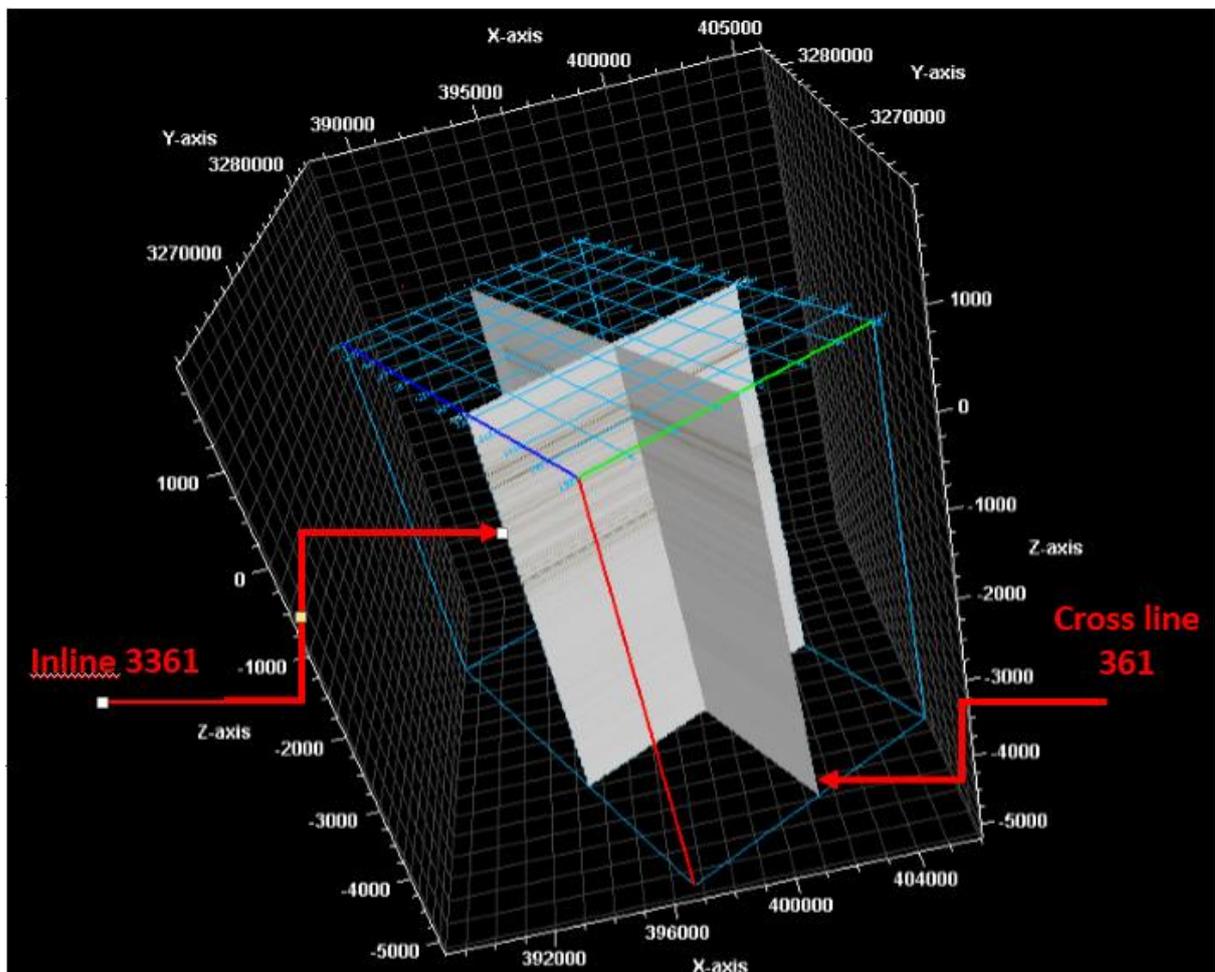


Figure III.2: Cube sismique.

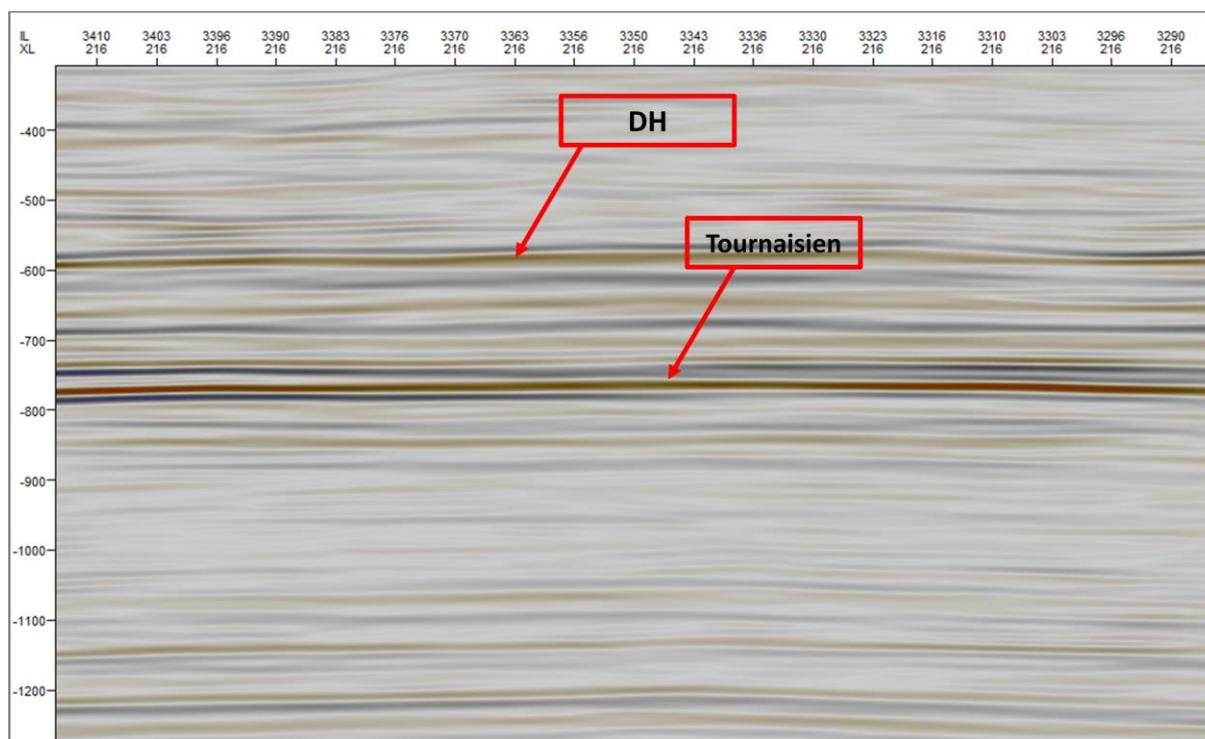
### 3) Les sections sismiques

Pour le géophysicien interpréteur, la section sismique est le document de base permettant d'effectuer la corrélation des horizons dans le but de réaliser des cartes en isovalues.

Elles mettent en évidence les formes structurales des unités sismiques, caractérisées chacune par son impédance acoustique produit de la densité par la vitesse.

La qualité des sections sismiques est très importante, pour faire une bonne corrélation entre la section sismique et le VSP ou le film synthétique.

La figure III.3 montre une section sismique suivant le cross line 216:



**Figure III.3:** section sismique suivant le cross-line 216.

Dans un premier temps, certains réflecteurs sont très bien mis en évidence, c'est le cas de la discontinuité hercynienne (DH) et du Tournaisien.

Ils sont caractérisés par une forte amplitude qui se traduit par la couleur foncée. Cela facilite l'identification de ces horizons dans la section et ainsi le suivi de l'évolution de chaque horizon pour tracer la forme finale dans le sous-sol pour chacun d'entre eux.

#### 4) Les données de puits

Ces données sont représentées par les fiches stratigraphiques des différents puits, ainsi que par leurs carottages sismiques et le profil sismique vertical (PSV) correspondant à ces puits.

Notre région d'étude comporte 3 puits. Chaque puits est identifié grâce à son nom et ses coordonnées géographiques ou UTM, présentés dans le tableau ci-dessous:

<b>Puits</b>	<b>X(m)</b>	<b>Y(m)</b>	<b>KB(m)</b>
<b>Puits 1</b>	390792	3280770	400
<b>Puits 2</b>	396860	3273653	400
<b>Puits 3</b>	402000	3270500	400

**Tableau III.1:** coordonnées des puits de la région d'étude.

##### 4.a Le profil sismique vertical (PSV)

Le profil sismique vertical (PSV) est une opération de la sismique de puits pour laquelle un signal est émis à la surface du sol et enregistré par un géophone situé successivement à différentes profondeurs dans le puits, (Fig. III.4).

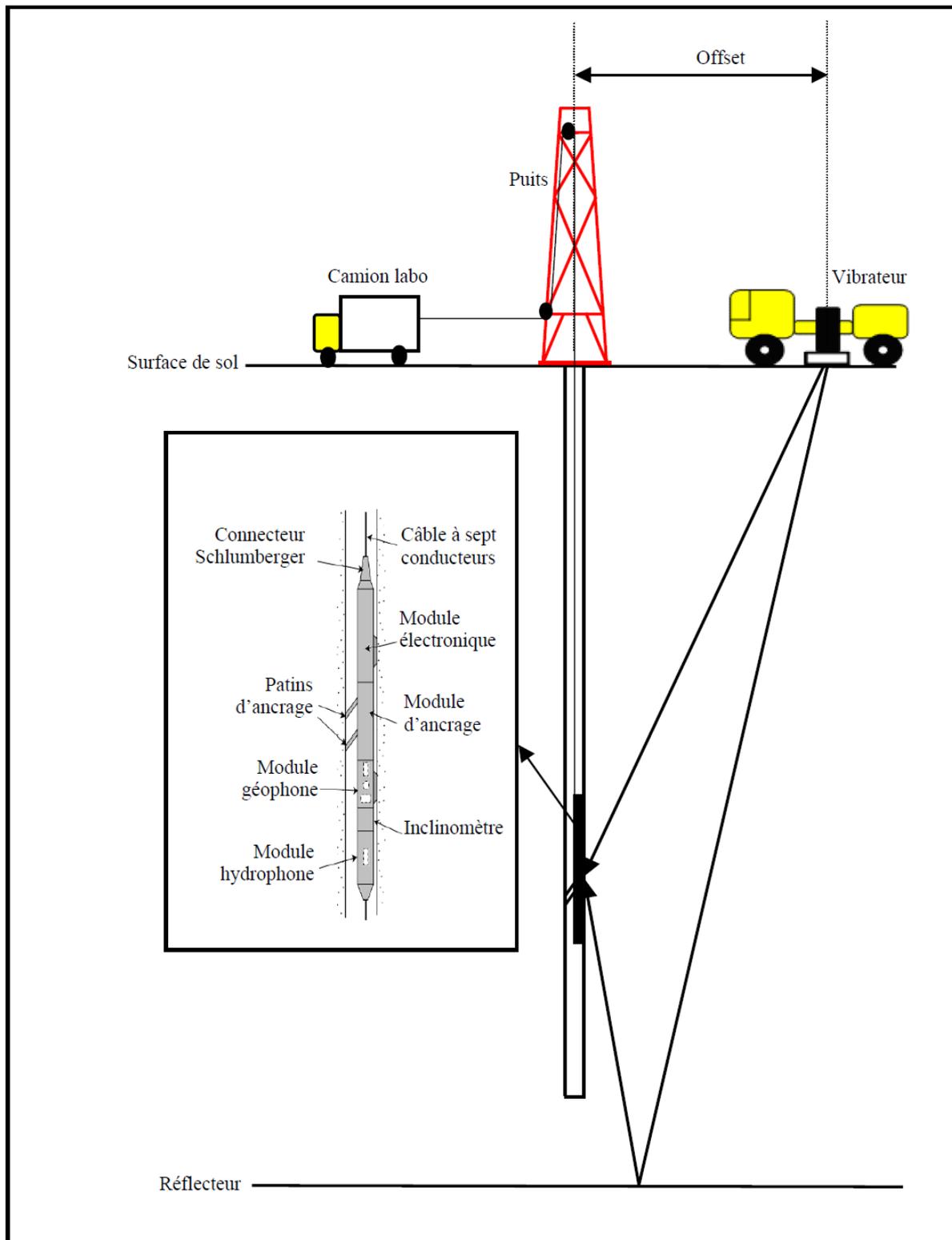
Il permet d'identifier sur une section sismique les différents horizons au niveau des puits.

Le PSV sert fondamentalement à enregistrer et analyser l'ensemble du champ d'ondes sismiques en fonction de la profondeur de sondage.

C'est donc l'enregistrement que l'on obtiendrait en descendant un dispositif sismographique dans un forage profond et en tirant en surface. Les signaux réfléchis et transmis arrivant au géophone, sont détectés dans le puits sous forme d'une superposition complexe d'ondes descendantes et ascendantes.

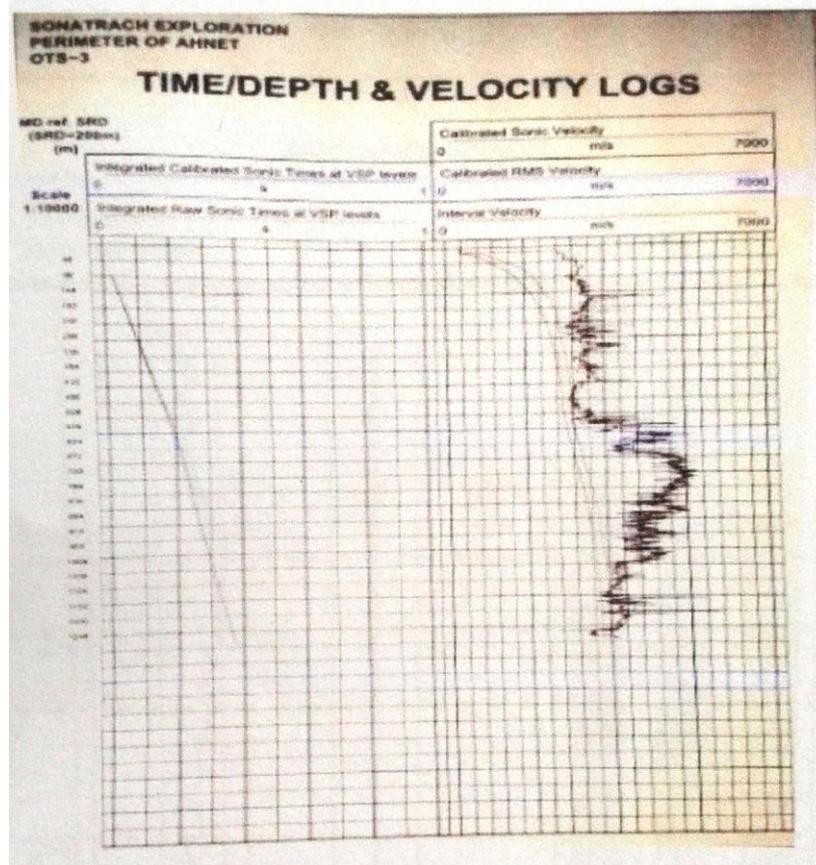
Le profil sismique vertical sert principalement à:

- ❖ La corrélation avec la profondeur de la sismique réflexion.
- ❖ L'identification des réflexions primaires et multiples.
- ❖ La localisation des plans de failles.
- ❖ L'obtention d'une sismique de détail au voisinage du puits.



**Figure III.4:** Schéma illustrant la technique d'acquisition d'un VSP.

A partir de cet enregistrement on obtient une courbe de temps de trajet en fonction de la profondeur, (fig.III.5).



**Figure III.5:** Enregistrement d'une courbe en temps/profondeur et vitesse

(Document de Sonatrach, 2007).

Cette courbe enregistrée nous permet d'effectuer les conversions temps-profondeur et de calculer les vitesses aux différents puits.

#### 4.b Les fiches stratigraphiques

La fiche stratigraphique est un document propre à chaque puits. Elle comporte l'âge, l'étage et la lithologie de chaque formation traversée par le forage. Cela nous permet de lire directement les profondeurs des horizons qui nous intéressent.

La figure III.6 montre la fiche stratigraphique de tout le bassin de l'Ahnet-Gourara.

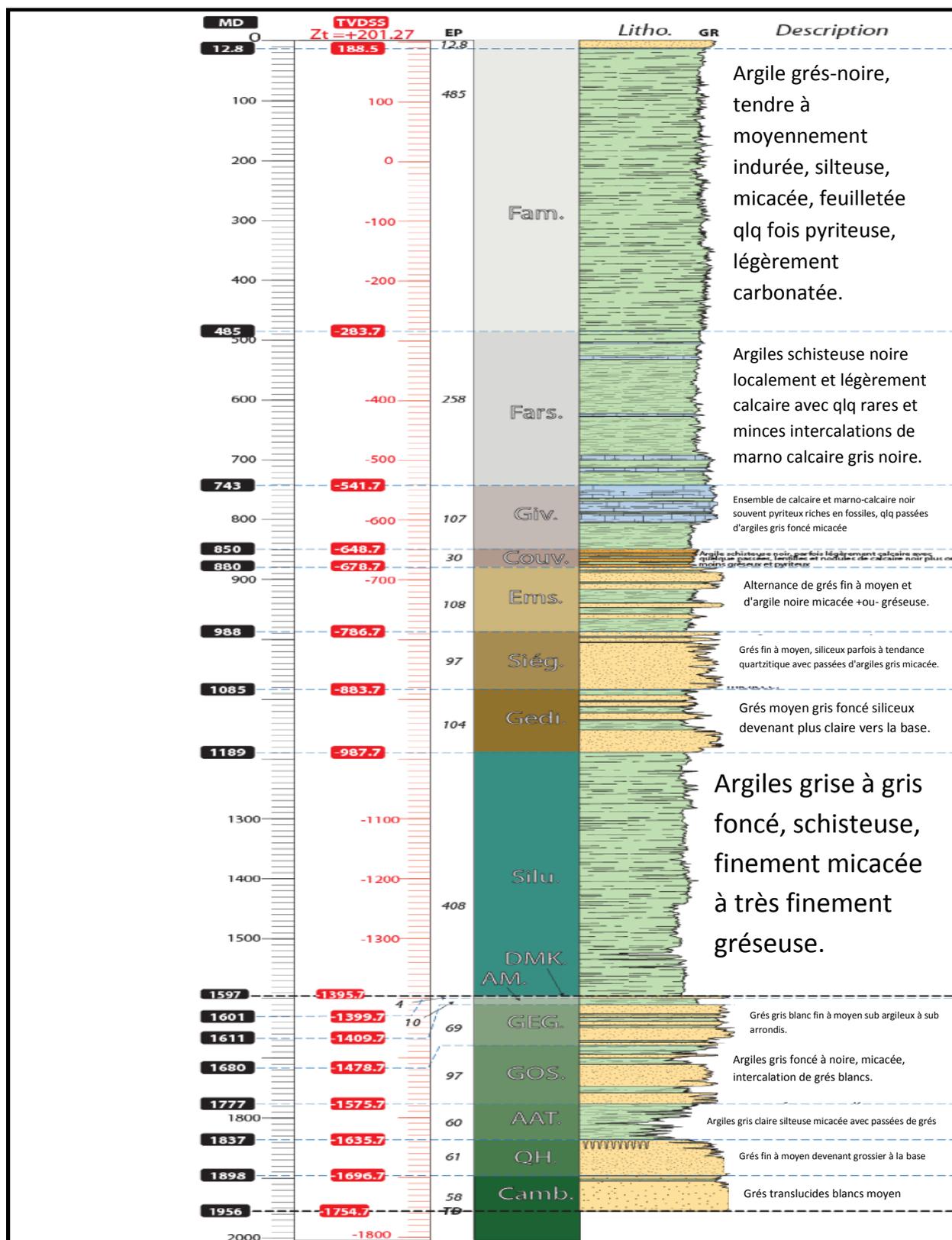


Figure III.6: Colonne litho-stratigraphie du bassin de l'Ahnet-Gourara

(Document Sonatrach, 2007).

#### 4.c Le carottage sismique

Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu en utilisant les vitesses issues des données sismiques de surface, les géophysiciens utilisent des données de puits telles que le carottage sismique et la diagraphie sonique, et plus récemment les informations extraites de la sismique de puits. Le carottage sismique est la méthode la plus simple pour mesurer les vitesses de différentes couches.

### III.3. Interprétation des données sismiques

#### III.3.a. Généralités

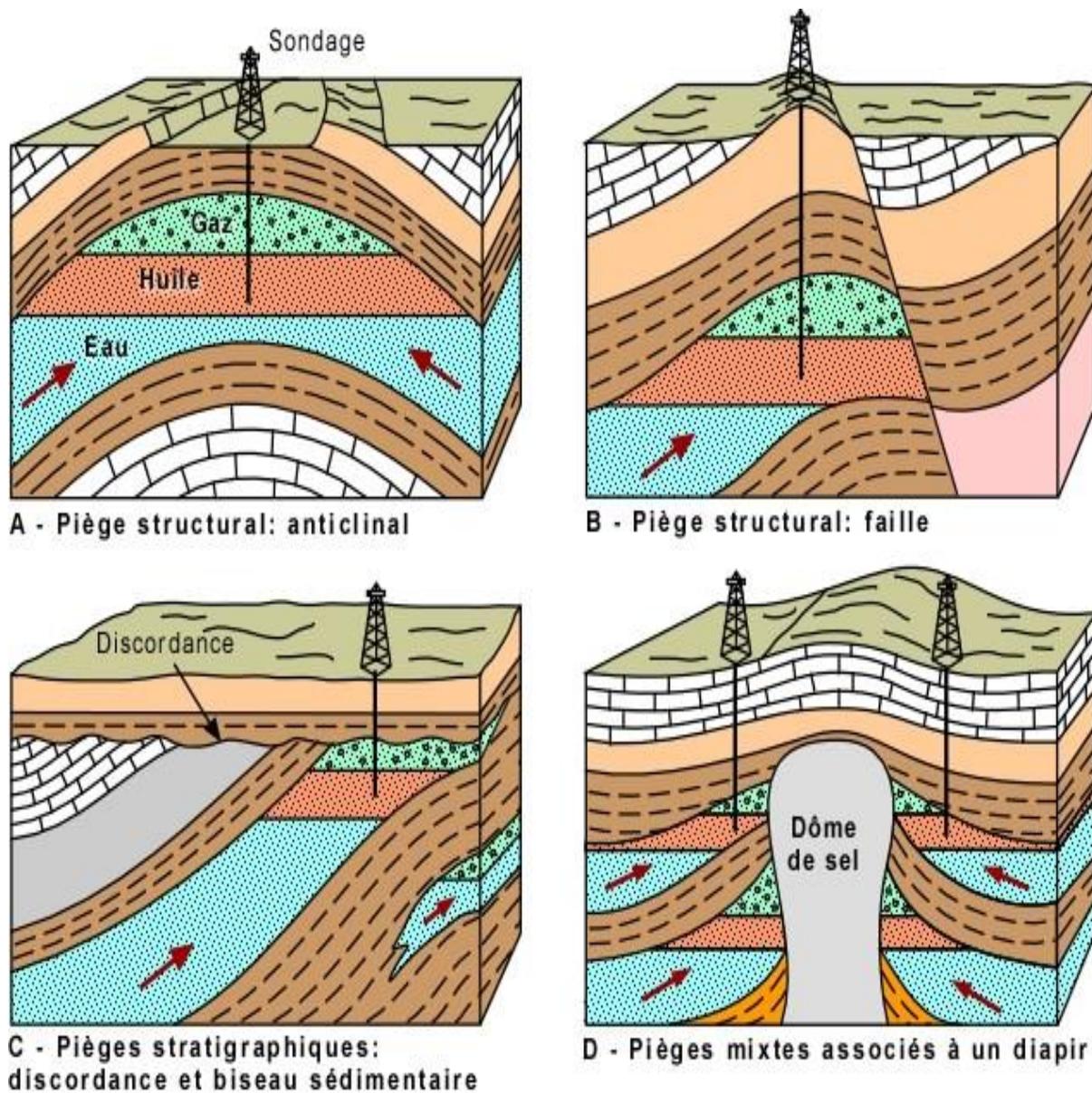
L'interprétation consiste à déterminer la signification géologique des informations sismiques. Interpréter, c'est aussi mettre en forme l'information, choisir les arrivées que l'on croit être les réflexions primaires et localiser les miroirs qui leurs sont associés.

Il est rare que l'on puisse s'assurer de l'exactitude d'une interprétation parce que l'on ne peut qu'exceptionnellement connaître réellement la géologie dans ses détails. Le critère d'une bonne interprétation, c'est sa logique plutôt que son exactitude. Elle doit être cohérente, non seulement avec toutes les informations sismiques, mais aussi avec les concepts fondamentaux de la géologie.

L'interprétation a comme premier objectif, l'établissement des cartes structurales ainsi que l'étude des traits structuraux en particulier : les failles, les discordances, les chenaux et les pièges stratigraphiques.

Les gîtes d'hydrocarbures sont mis en place dans des pièges naturels dotés de la propriété de retenir les huiles et les gaz. Les pièges sont engendrés soit par des déformations tectoniques des roches réservoirs, soit par des conditions de sédimentation spécifiques (Bachta 2002).

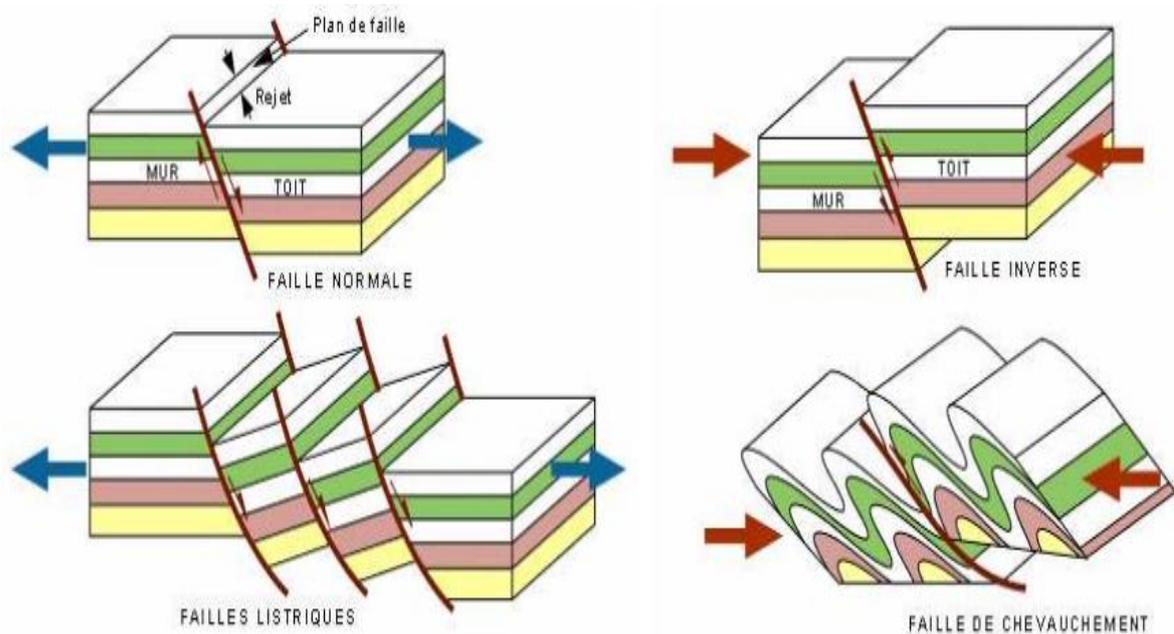
Un piège structural se présente sous une forme offrant une convexité vers le haut et s'étalant largement dans l'espace (Fig. III.7). Un piège stratigraphique, par contre se présente sous la forme d'une anomalie locale de petite dimension.



**Figure III.7:** Piégeage Des Hydrocarbures (HENRY, 1997).

Les formations ou couches géologiques soumises à des contraintes de compression ou d'extension peuvent subir des failles, se plisser ou fluer selon leur résistance et leur nature ainsi que l'importance et la durée des tensions. Les failles sont donc provoquées par des tensions non équilibrées dépassant la résistance des roches impliquées.

Le type de faille dépend de la direction et du type de la tension principale ; la faille se caractérise par ses rejets, son orientation et son type (Fig. III.8).



**Figure III.8:** Différents types de failles (HENRY, 1997).

### III.3.b. Procédure d'interprétation

#### III.3.b.1. Choix des horizons

On observant une section sismique, l'interpréteur sélectionne tout d'abord certains horizons réflecteurs remarquables qui sont définis à partir des objectifs pétroliers à l'aide de la fiche stratigraphique et la qualité de la réponse sismique dont le caractère et la continuité latérale se conservent sur un grand nombre de traces (Bachta, 2002).

Le choix des horizons dans notre région d'étude est porté sur les horizons pour leur intérêt pétrolier puisqu'ils représentent les toits des réservoirs probables.

Il est à noter que dans le périmètre Zerafa, le premier objectif c'est le Tournaisien (Carbonifère inf.), le deuxième le Dévonien et l'Ordovicien constitue le troisième objectif (O.Lardjouné).

Ces résultats sont basés sur les données des puits obtenus depuis 1950.

Si la phase hercynienne affecte le Tournaisien, le premier objectif devient le Dévonien et le deuxième l'Ordovicien.

Dans notre étude le choix est porté sur:

- ✓ La DH (Discontinuité Hercynienne)
- ✓ Le Tournaisien
- ✓ L'Ordovicien

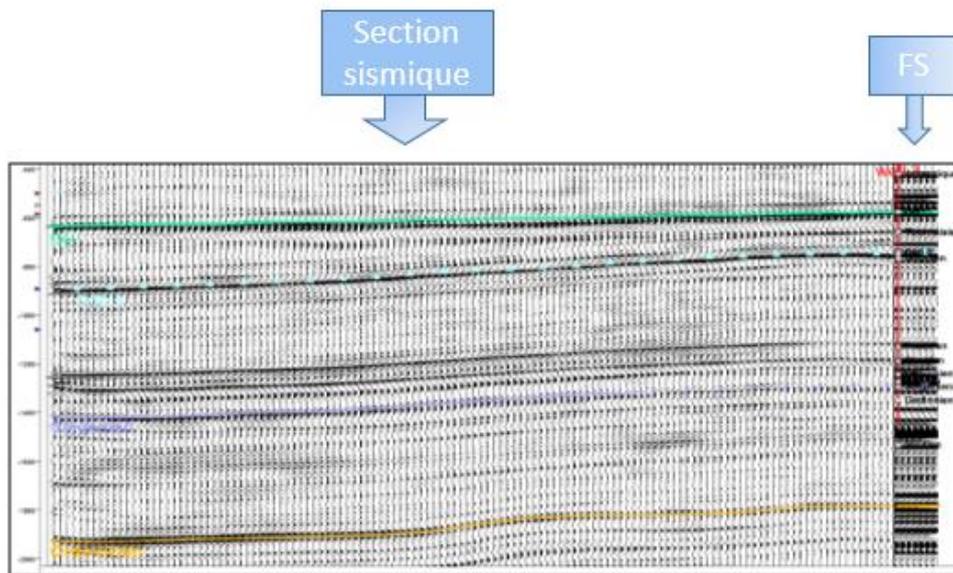
#### III.3.b.2. Identification et calage des horizons

Le calage est une étape fondamentale dans l'interprétation, elle consiste à comparer la section sismique et le film synthétique tiré des données de puits et à chercher ensuite la meilleure coïncidence possible qui nous permettra d'identifier les horizons sismiques à des événements géologiques.

Pour effectuer le calage, il faut suivre les étapes suivantes:

- Identification des profondeurs des horizons objectifs à partir de la fiche stratigraphique du puits par rapport à la table de rotation.
- Détermination des temps simples correspondant à l'aide de la courbe temps-profondeur du carottage sismique  $T=f(p)$ .

- Multiplication des temps simples corrigés par deux pour être en concordance avec la section sismique.
- Report de ces temps directement sur la section sismique. Cela est réalisé en superposant le film synthétique (FS) à la section sismique correspondante en faisant glisser l'un des deux objets relativement à l'autre de manière à faire coïncider les évènements présentant des caractères similaires (phase-fréquence-amplitude), (Fig. III.9).



**Figure III.9:** Calage des horizons.

### III.3.b.3. Pointé des horizons

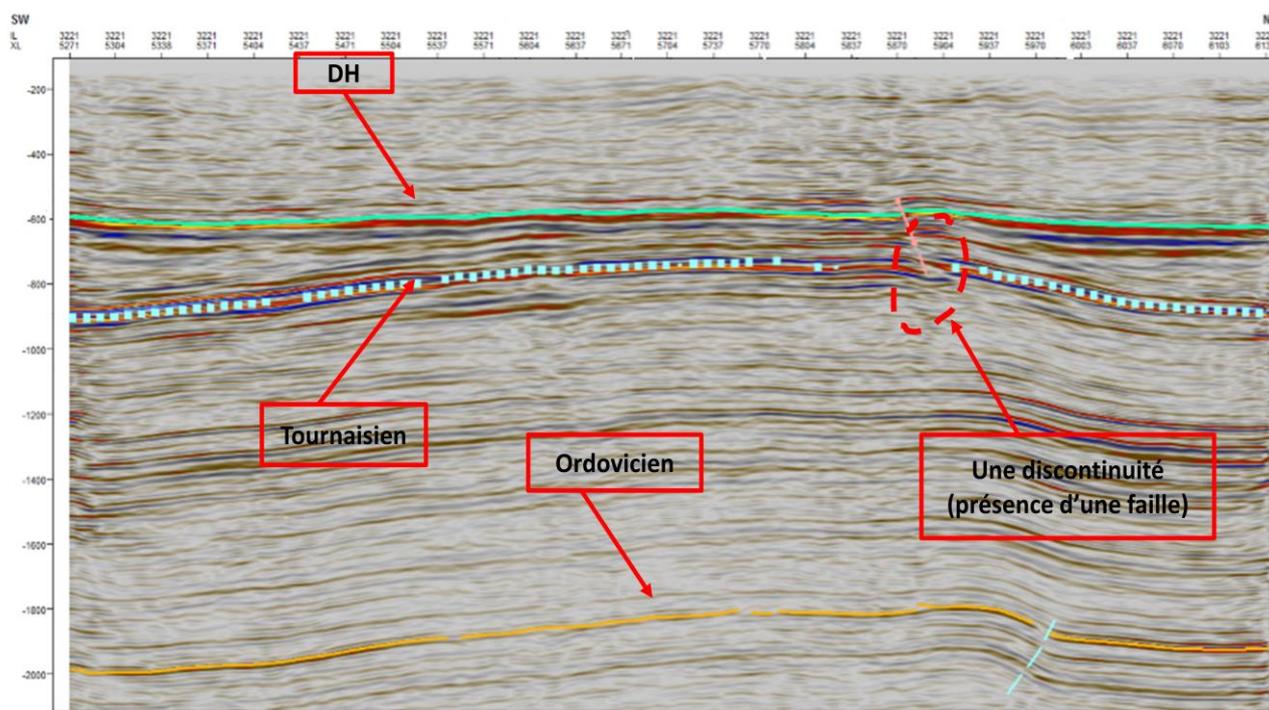
Lors de l'interprétation sismique, la corrélation constitue l'étape la plus importante. Elle consiste à identifier et à suivre le réflecteur correspond au toit d'un horizon dans l'ensemble des sections sismiques qui couvrent la région d'étude.

Sur station, l'interpréteur suit les horizons sur la section sismique en prenant en considération deux critères:

- ✓ Le caractère de la réflexion: la fréquence, la phase et l'amplitude du signal.
- ✓ La continuité des horizons: une perte du signal par exemple ou la présence d'une faille se traduit par une discontinuité des horizons.

La corrélation de l'Ordovicien était plus au moins aisée grâce à la bonne continuité des horizons.

Cependant, au niveau du Tournaisien le suivi se compliquait au fur et à mesure que l'interprétation avançait à cause du changement du caractère des réflexions (car on a plusieurs formations telles que les grès et les argiles) et aussi à cause des failles présentes dans la formation (qui aide au piégeage des hydrocarbures), (Fig. III.10).



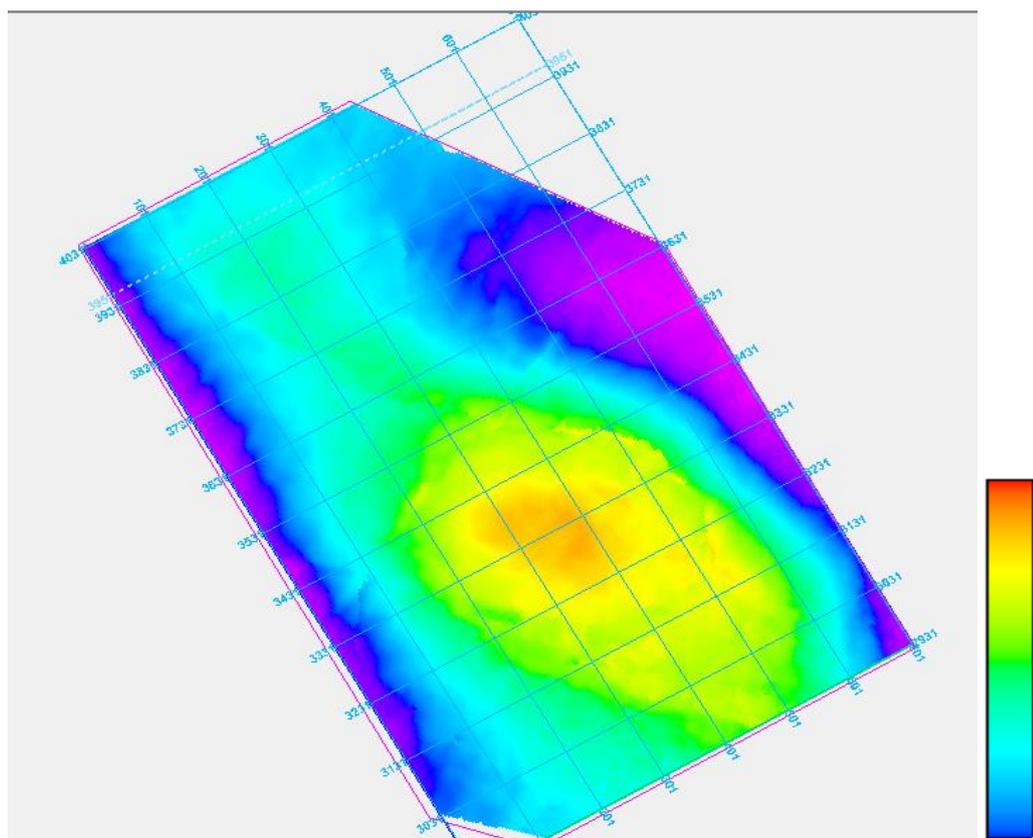
**Figure III.10:** Pointé des horizons sur une section sismique.

A la fin de cette étape, on obtient une image de la structuration de chaque horizon dans le sous-sol.

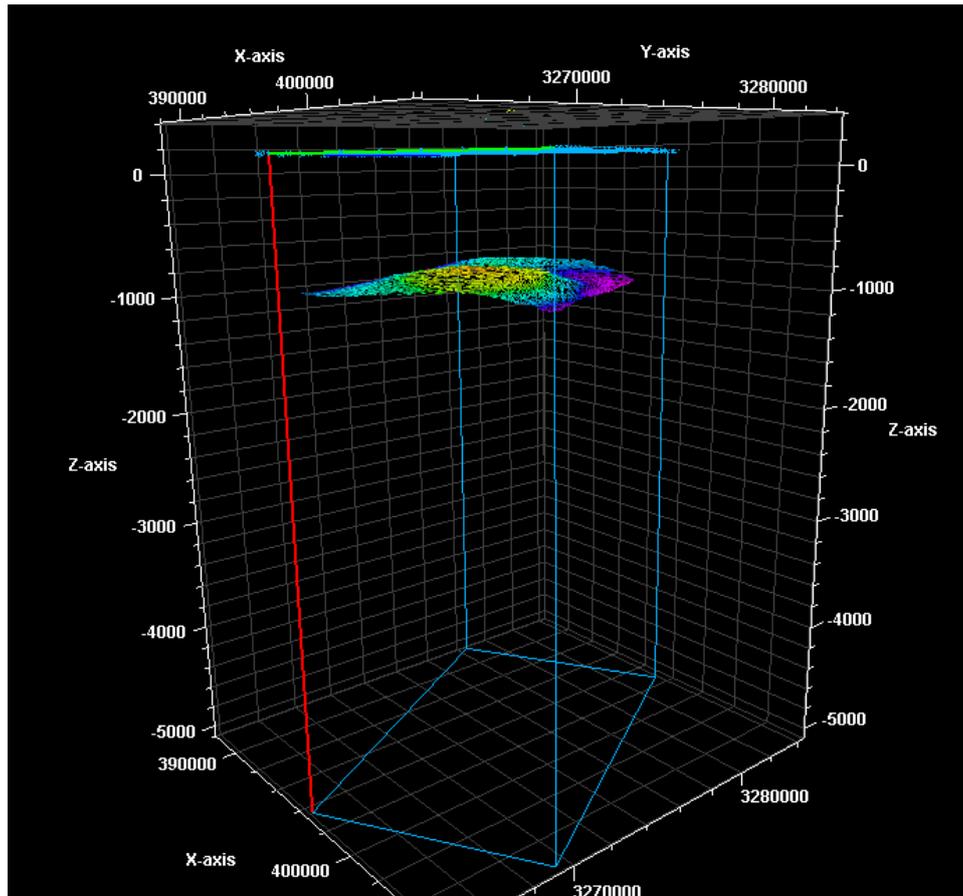
C'est à partir de cette étape qu'on peut donner une première approche sur la structure d'un horizon (anticlinal, synclinal...) et le réseau des failles présentes dans chaque horizon.

Le critère principal est la couleur. En effet, chaque profondeur est caractérisée par une couleur et la variation de profondeur se traduit par une variation de couleur.

Un changement brusque ou rupture de couleur est provoqué soit par un défaut lors de la corrélation ou par la présence d'une faille. L'évolution de la couleur donne une image structurale de l'horizon, (Fig. III.11 et III.12).



**Figure III.11:** Image 2D du Tournaisien (après la corrélation).



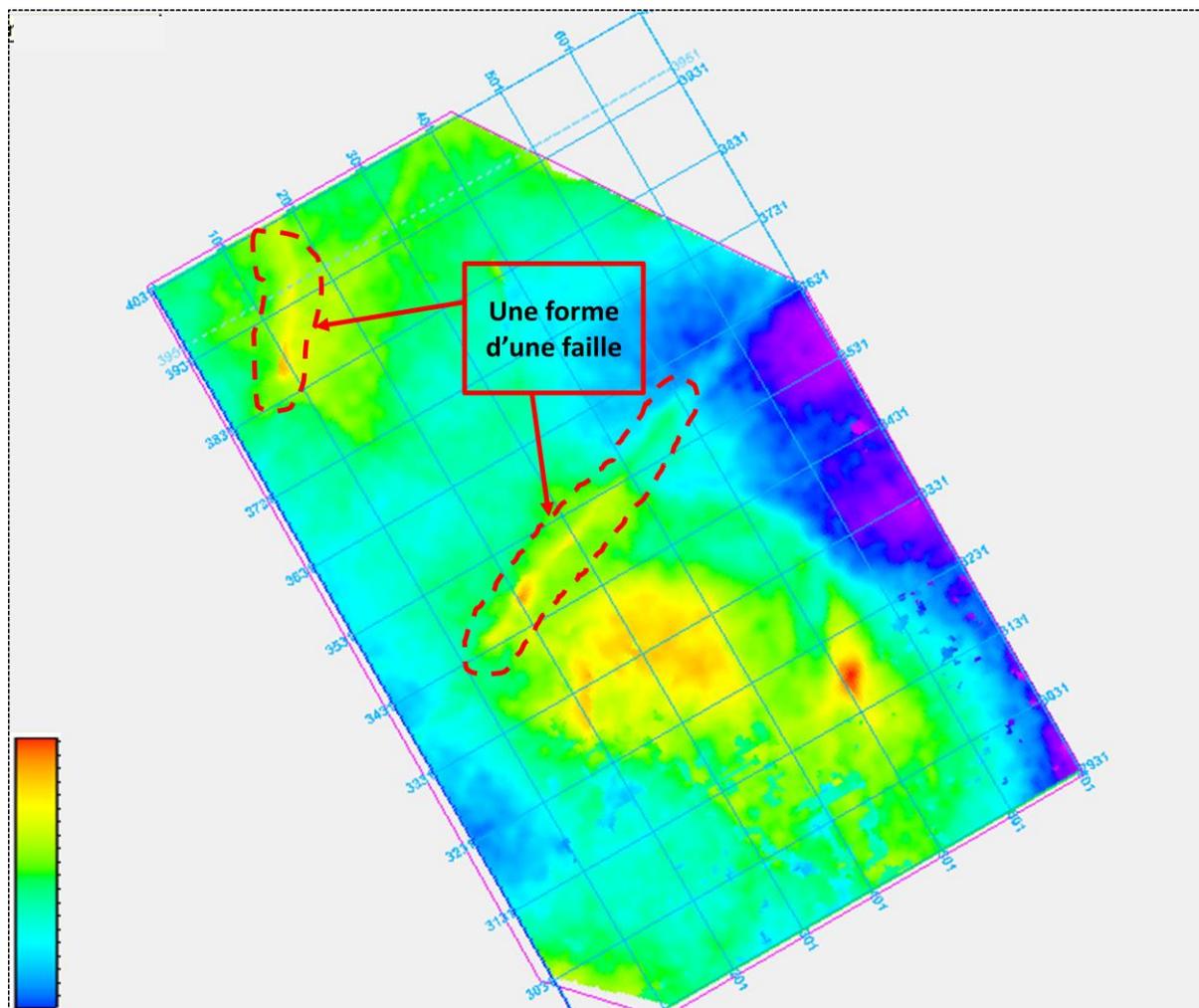
**Figure III.12:** Visualisation du Tournaisien en 3D.

#### III.3.b.4. Identification des failles

Le premier objectif de l'interprétation des failles était d'essayer d'obtenir une image d'ensemble des failles les plus significatives.

Les failles ont été identifiées comme des déplacements visibles des terminaisons des horizons ou des caractéristiques associées telles que des ruptures de pentes, des dépressions ou des changements de réponse en amplitude.

Dans un premier temps, on observe le résultat de la corrélation de chaque horizon (Visualisation 2D). La présence d'une faille se traduit par un changement brusque de couleur ou même par une forme sur le plan s'il s'agit d'une grande faille, (Fig. III.13).



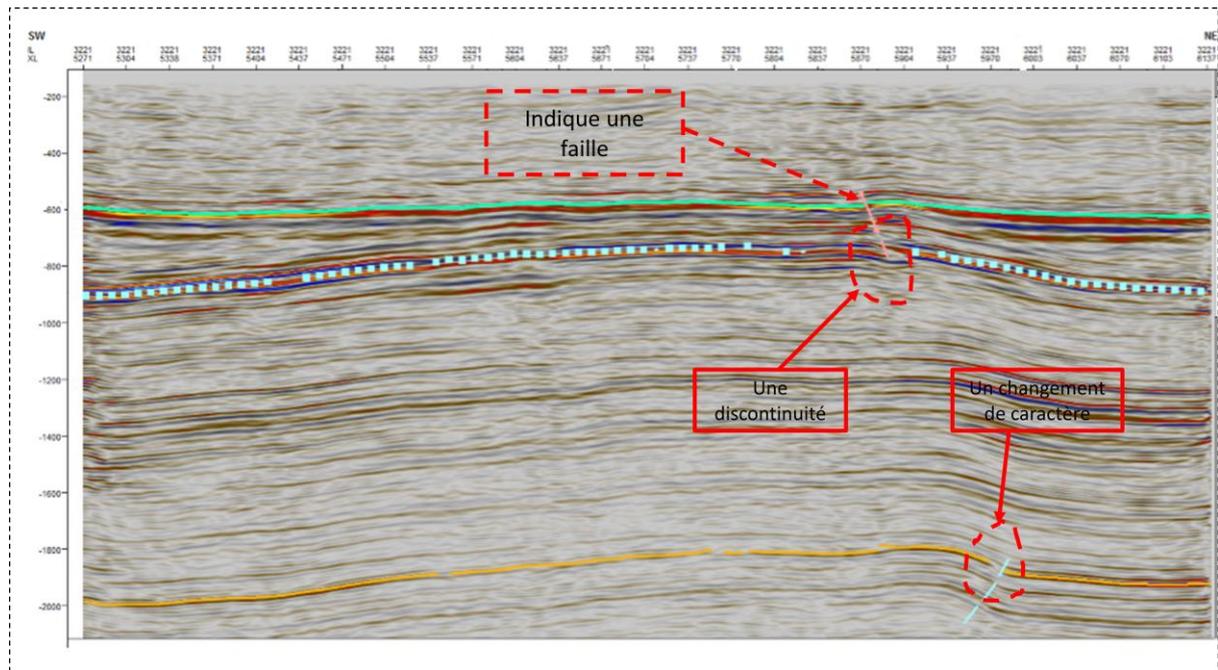
**Figure III.13:** Localisation des failles au niveau du DH.

Pour mettre en évidence les petites failles qui ne sont pas observées sur le plan 2D, et pour suivre leur évolution au niveau de chaque horizon, on travaille sur les sections sismiques de manière à faire le pointé des failles.

Un changement de caractère de la réflexion ou une discontinuité indique la présence d'une faille (Fig. III.14).

Certaines failles ont été mieux imagées dans la direction cross line, par conséquent elles ont été pointées à l'aide de ces dernières.

Alors que d'autres ont été mieux imagées dans la direction inline, par conséquent elles ont été pointées à l'aide de ces dernières.



**Figure III.14:** Pointé des failles sur une section sismique.

Après le pointé des failles dans toutes les sections et le suivi de l'évolution de chaque faille, on obtient un réseau de faille au niveau de chaque horizon.

La figure III.15 montre l'ensemble des failles visualisées en trois dimensions au niveau du Tournaisien.

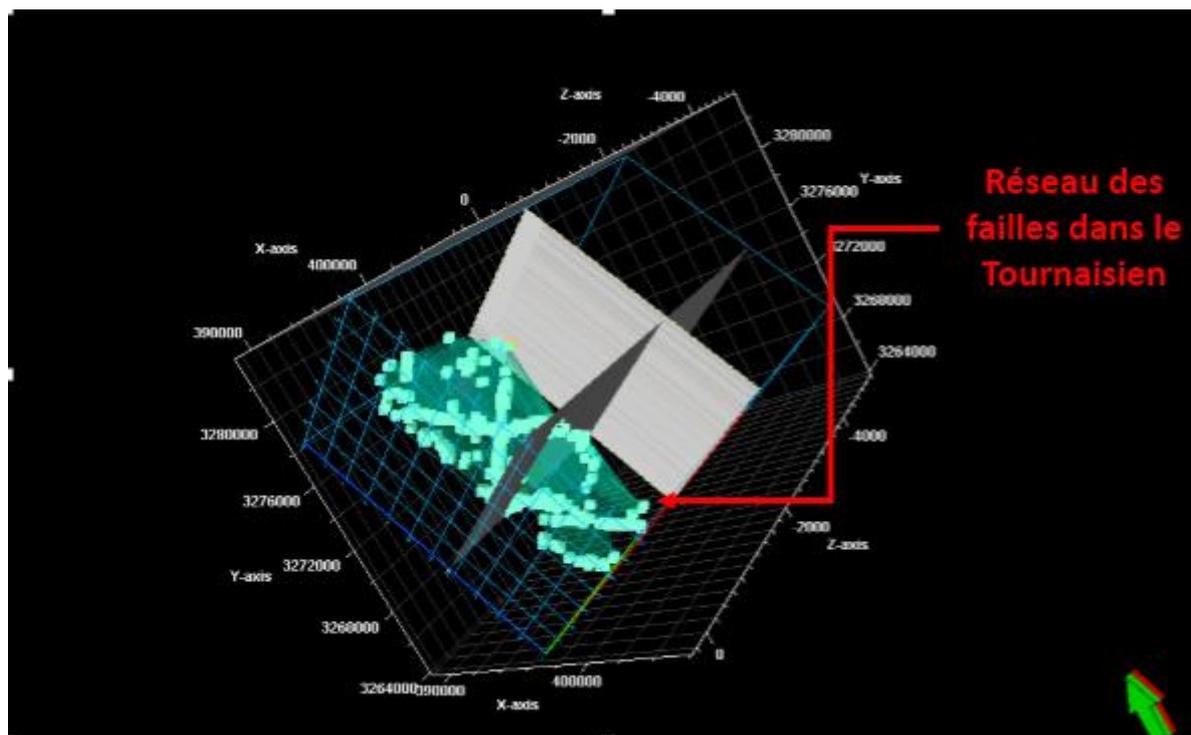


Figure III.15: Visualisation des failles en 3D.

## III.4. Conclusion

Après avoir identifié et tracé les horizons objectifs et les failles affectant ces derniers, on passe à l'étape finale du processus d'interprétation structurale qui consiste à établir les cartes en isovaleurs (temps, vitesses, profondeurs).

Ces cartes permettent de suivre dans l'espace l'évolution structurale de la zone d'étude.

Les cartes seront interprétées pour pouvoir recenser les structures susceptibles d'être de bons pièges pétroliers.

Cette dernière phase de l'interprétation structurale est présentée dans le chapitre suivant.

## IV. Chapitre 4: Réalisation des cartes

### IV.1. Introduction

Dans ce chapitre nous présentons la dernière étape de l'interprétation structurale à savoir l'établissement et l'interprétation des cartes en isovaleurs des horizons interprétés correspondant aux toits des différents réservoirs dans la région.

L'établissement des cartes en isovaleurs est l'aboutissement des opérations de corrélation et le tracé des failles.

Une fois ces cartes établies, on procède à leur interprétation. Celle-ci consiste à recenser les différentes structures susceptibles de constituer des pièges à hydrocarbures et à décrire le réseau de failles existant dans la région d'étude (nature, direction, rejet...). Ces interprétations sont calibrées avec les données géologiques.

Cette phase se termine par une analyse structurale des résultats obtenus.

### IV.2. Etablissement des cartes en isovaleurs

Une carte en isolignes est une représentation sur le plan horizontal des variations dans l'espace de certaines caractéristiques telles que le temps, la vitesse et la profondeur...

Elles sont obtenues après la corrélation de trois horizons choisis et l'identification des failles. Toutes les cartes ont été tracées par rapport au niveau moyen de la mer (MSL).

Une fois les cartes en isochrones établies et le réseau de failles soigneusement reporté, on déduit les cartes en isobathes qui donnent une image structurale en subsurface des interfaces choisies.



### IV.2.a. Cartes en isochrones

La corrélation des horizons interprétés et le tracé des réseaux de failles nous a permis d'établir une carte en isochrones pour chaque horizon.

Les cartes en isochrones donnent la profondeur en temps double de chaque horizon par rapport au plan de référence DP (Datum Plane).

Dans le cadre de ce projet, trois cartes en isochrones ont été établies:

- ✓ Carte en isochrones de la discontinuité hercynienne DH (**Planche 1**).
- ✓ Carte en isochrones au toit de Tournaisien (**Planche 2**).
- ✓ Carte en isochrones au toit de l'Ordovicien (**Planche 3**).

### IV.2.b. Cartes en isovitesses

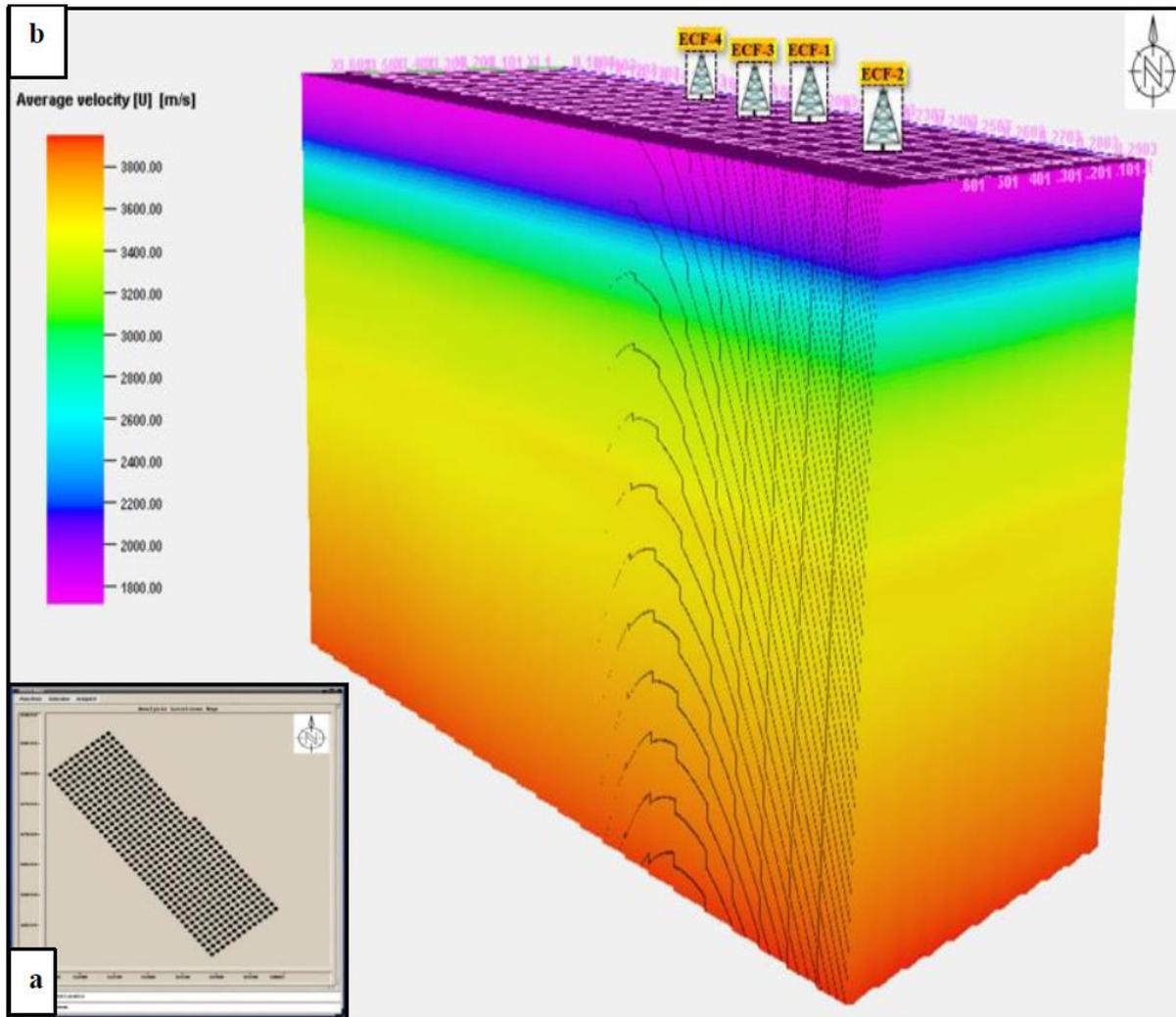
Les cartes en isovitesses permettent la conversion des cartes isochrones en des cartes en isobathes.

Pour établir ces cartes, il est préférable d'utiliser les vitesses de Stack. C'est un cube construit pendant le traitement des données sismiques. Il représente la variation de la vitesse dans toute la région d'étude (Lardjoune, 2017), (Fig. IV.1).

Cependant dans notre cas, les vitesses de stack ne sont pas disponibles. Pour établir les cartes en isovitesses, nous avons donc utilisé les seules vitesses dont nous disposons à savoir les vitesses moyennes au niveau des trois puits (puits 1, puits 2, puits 3).

Ainsi nous avons obtenu une seule carte au niveau du toit de Tournaisien, mais au niveau de l'Ordovicien on ne peut pas réaliser une carte en isovitesses car les trois puits n'atteint pas cet horizon.

La carte en isovitesses au toit du Tournaisien est présentée dans la **planche 4**.



**Figure IV.1:** Exemple d'un cube de vitesse (vitesse de Stack).

Les étapes qui nous ont permis de réaliser ces cartes sont les suivantes:

- A partir des fiches stratigraphiques, on prélève les profondeurs des horizons objectifs par rapport à la table de rotation  $Z_{KB}$ .
- On ramène ces profondeurs au plan de référence sismique DP (Datum Plane), en utilisant la relation suivante:

$$P = P_{KB} - (Z_{KB} - Z_{DP})$$

**Avec:**

P: la profondeur de l'horizon par rapport au DP.

$P_{KB}$ : la profondeur de l'horizon par rapport à la table de rotation.

$Z_{KB}$ : l'altitude de la table de rotation par rapport au niveau de la mer.

$Z_{DP}$ : l'altitude de plan de référence sismique par rapport au niveau de la mer.

- On prélève sur la section sismique et à l'aplomb de chaque puits les temps doubles relatifs à chaque horizon.
- On calcule les vitesses moyennes au niveau de chaque puits et pour chaque horizon en utilisant l'équation

$$V_{\text{moy}} = \frac{P}{T_s}$$

Tel que P et  $T_s$  représentent respectivement la profondeur de l'horizon par rapport au DP et la profondeur en temps simple de l'horizon.

Le tableau suivant donne les vitesses moyennes au toit du Tournaisien.

<b>Tournaisien</b>				
<b>Puits</b>	Temps double (ms)	Temps simple (ms)	Profondeur (m)	Vitesse (m/s)
<b>Puits 1</b>	800	400	946	2365
<b>Puits 2</b>	748,9	374,4	856,3	2286,52
<b>Puits 3</b>	739,9	369,9	873	2359,46

**Tableau IV.1:** Vitesses moyennes du Tournaisien calculées au niveau des puits.

Dans notre étude nous avons établi une carte en isovitesse à partir de la vitesse moyenne calculée au niveau des trois puits, à l'aide du logiciel Petrel, que nous avons utilisé également durant tout le processus d'interprétation des données.

Nous présentons en annexe les étapes successives de l'interprétation réalisées à l'aide de Petrel.

#### IV.2.c. Cartes en isobathes

Les cartes en isobathes permettent de visualiser l'image structurale en profondeur au niveau d'un horizon donné.

Pour obtenir les cartes en isobathes de chaque horizon, nous avons divisé la cartes en isochrones par deux pour obtenir une carte en temps simple, puis on a multiplié cette carte par la carte de vitesses correspondantes.

Pour notre étude, une seule carte en isobathes est réalisée. C'est la carte en isobathes au toit du Tournaisien (**Planche 5**).

### IV.3. Interprétation des cartes en isovaleurs

#### IV.3.a. Cartes en isochrones

Dans un premier temps nous avons établi les cartes en isochrones correspondant aux horizons choisis (**Planches 1,2 et 3**).

Globalement, ces cartes mettent en évidence un anticlinal fragmenté, de direction principalement NO-SE et des failles d'orientation subméridienne, NNO-SSE, subméridienne et NNE-SSO.

En présence des cartes en isovitesses, les cartes en isochrones ne constituent qu'une étape intermédiaire qui va servir à la réalisation des cartes en isobathes.

### IV.3.b. Carte en isovitesse

La carte en isovitesse au toit du Tournaisien (**Planche 4**) a été établie avec une équidistance de 5m/s.

Cette carte montre une augmentation de la vitesse lorsqu'on s'éloigne de la structure. La valeur minimale observée est de **2275m/s**. Elle se trouve au toit de la structure.

Ce résultat s'explique par le fait que vers les formations les plus profondes, les vitesses sismiques augmentent sous l'effet de la densité et les conditions géologiques (enfouissement, compaction...).

### IV.3.c. Carte en isobathes

La carte en isobathes au toit du Tournaisien confirme le schéma structural obtenu sur les cartes en isochrones.

La carte a été réalisée avec une équidistance de 10m. Elle confirme l'existence d'une fermeture de direction NNO-SSE.

La structure positive de cet horizon est représentée comme suit:

- ✓ Un anticlinal allongé de direction NNO-SSE. La fermeture de cette structure est assurée par la courbe 410m et par le système des failles, délimitant ainsi:
  - Une superficie de 39,53km<sup>2</sup>.
  - Une amplitude de 50m.
  
- ✓ Les failles affectant le toit du Tournaisien sont des failles inverses de direction principalement NNO-SSE et NNE-SSO (Fig. IV.2).

Les caractéristiques des différentes failles affectant le Tournaisien sont données dans le tableau IV.2:

Faille	Type	Orientation
F1	Inverse	NO-SE
F2	Inverse	NE-SO
F3	Inverse	NO-SE
F4	Inverse	Subméridienne
F5	Inverse	NO-SE

Tableau IV.2: Caractéristiques des failles affectant le Tournaisien.

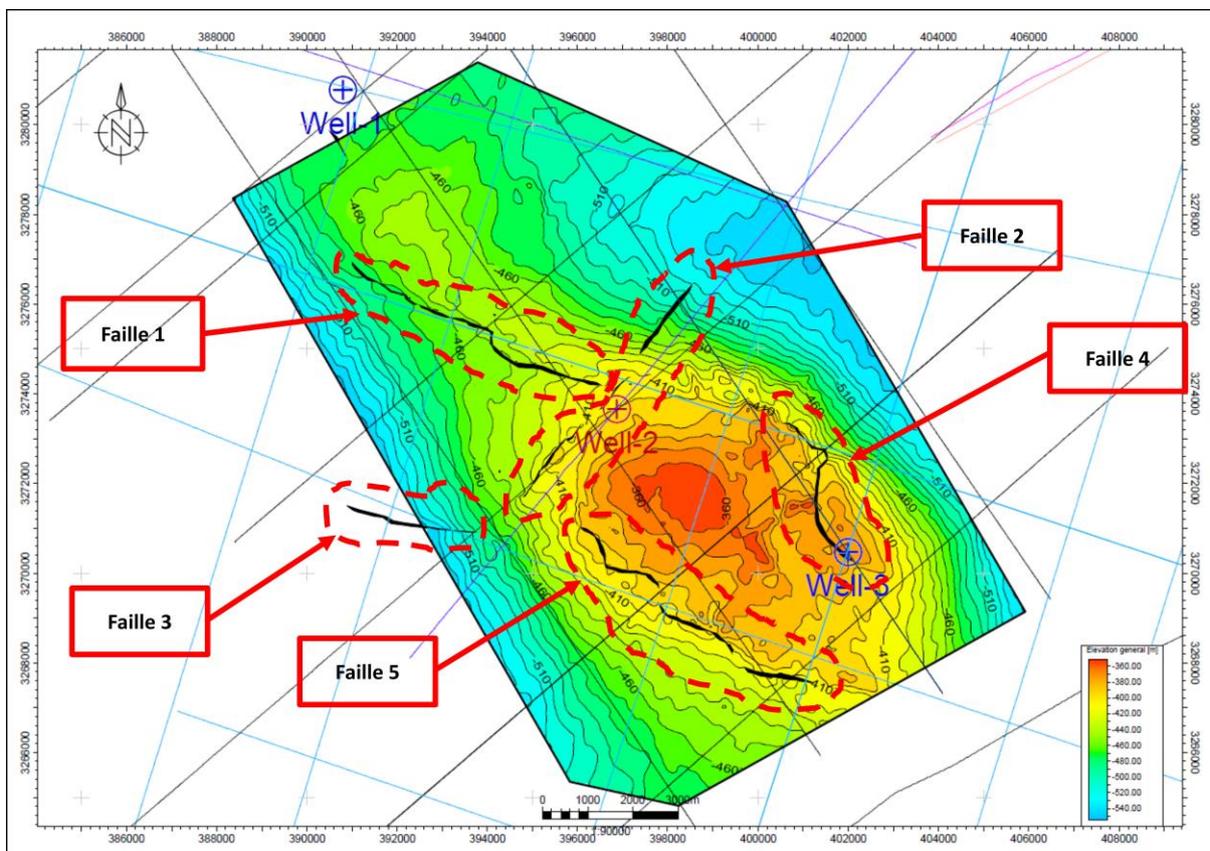


Figure IV.2: Les failles affectant le Tournaisien.

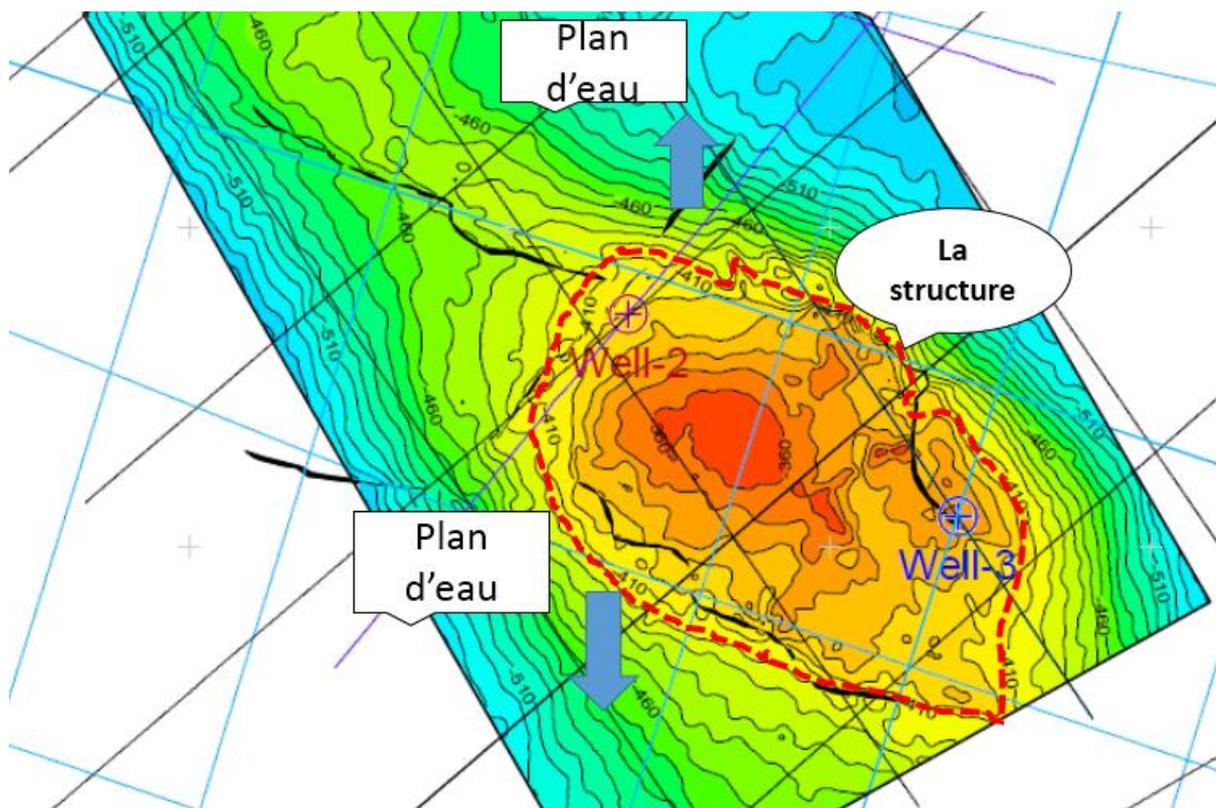
**Remarques:**

Toutes les failles dans le bassin de l'Ahnet-Gourara sont des failles inverses. Cette information provient des données géologiques du bassin collectées depuis le premier forage en 1951 (Lardjouné, 2017).

Une fermeture est la dernière courbe qui se ferme. Dans notre carte, la fermeture est de direction NNO-SSE, elle est assurée par la courbe -480m. Par ailleurs, on peut voir sur la figure IV.2 que le toit de l'anticlinal est à -360 de profondeur. L'amplitude verticale de la structure est donc de -120m.

Cependant, la corrélation des données de diagraphie des trois puits montre un plan d'eau au dessous de 410m de profondeur.

L'amplitude réelle qui peut constituer un gisement est de 50m (fig. IV.3 et IV.4).



**Figure IV.3:** La structure au toit du Tournaisien.

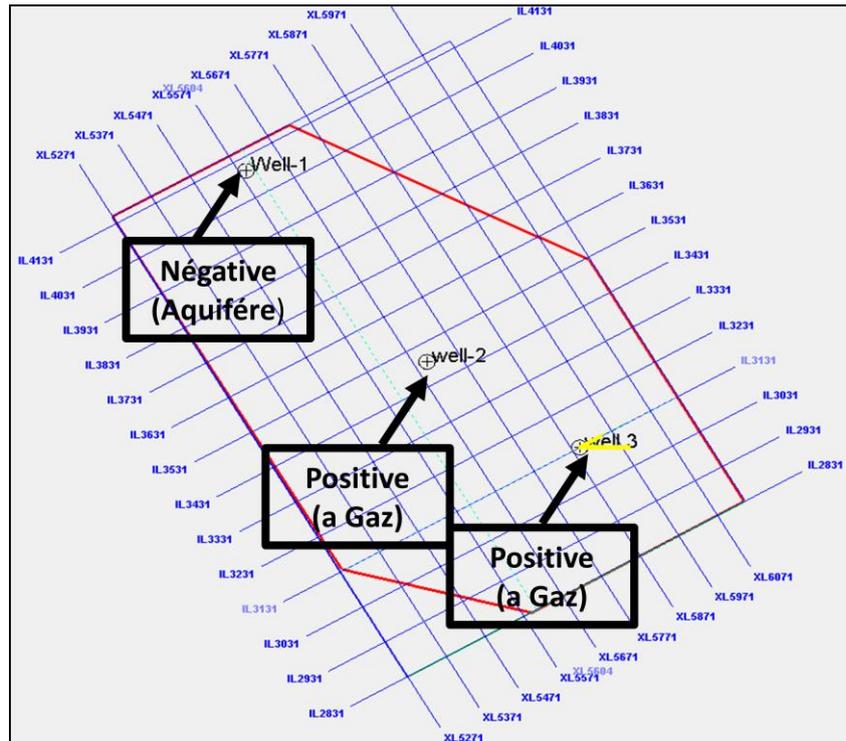


Figure IV.4: Résultats de puits.

## IV.4. Conclusion

Le périmètre Zerafa est caractérisé par une structuration importante donnant naissance à plusieurs structures pouvant constituer des pièges.

Les réservoirs objectifs dans la région d'étude sont les grés du Tournaisien. L'analyse des différentes cartes qui correspondent à cet objectif montre l'existence d'un anticlinal, d'une superficie de 39,53 km<sup>2</sup> et d'une amplitude de l'ordre de 50m.

Par ailleurs, les failles affectant notre région sont des failles inverses et de direction principalement NO-SE. Ces failles sont le résultat d'une tectonique auquel a été soumis le bassin de l'Ahnet-Gourara lors de sa formation.

## Conclusion générale

Le bassin de l'Ahnet-Gourara situé au sud ouest de la plateforme saharienne regorge de ressources considérables en matière de gaz.

La région d'étude est une entité du bassin de l'Ahnet-Gourara. Elle est située au nord du bassin sur le périmètre Zerafa. Les travaux antérieurs réalisés dans cette région par Sonatrach ont mis en évidence des pièges structuraux à faille inverse.

L'objectif de cette étude est d'établir une interprétation des données sismiques 3D acquise dans une zone du périmètre Zerafa à l'aide du logiciel Petrel Schlumberger afin de préciser la structuration qui caractérise la région.

Le choix des horizons s'est porté sur les horizons pour leur intérêt pétrolier. Dans notre région d'étude, nous avons choisis la Discontinuité Hercynienne (DH), le Tournaisien et l'Ordovicien.

La corrélation de ces horizons était plus au moins facile grâce à la bonne continuité des horizons et à la bonne qualité de nos données.

Le tracé des réseaux de failles se fait suivant la direction inline ou cross-line, selon la direction de la faille.

Dans le volet structural, la structure recensée a fait l'objet d'une description détaillée par rapport à sa direction, sa superficie, sa fermeture, ainsi que les failles affectant cette zone.

Il ressort de notre étude que:

Les réservoirs objectifs dans la région d'étude sont les roches réservoirs du Tournaisien (Carbonifère inf.).

L'analyse des différentes cartes qui correspondent à cet objectif, montre l'existence d'un anticlinal, d'une superficie de 39,53 km<sup>2</sup> et d'une amplitude de l'ordre de 50m.

Par ailleurs, les failles affectant notre région sont des failles inverses et de direction principalement N0-SE. Ces failles sont le résultat du système compressif auquel a été soumis le bassin de l'Ahnet-Gourara lors de sa formation.

On notera cependant, que les données des trois puits sont insuffisantes, surtout pour l'étape de l'interpolation qui nous a permis de construire la carte en isovitesses.

## Recommandations

- ✓ Nous recommandons, en premier lieu, de récupérer les vitesses de stack puisqu'elles sont bien réparties et elles couvrent toute la surface d'étude. Cela permettra d'avoir des cartes en isovitesses de meilleure qualité et par conséquent de diminuer les erreurs lors de la conversion temps-profondeur.
- ✓ Dans ce travail, nous n'avons pas pu tracer la carte en isovitesses de l'Ordovicien, car les puits utilisés ne traversent pas cet horizon. Or, ce dernier constitue un objectif susceptible de contenir des hydrocarbures. Il serait intéressant donc de forer des puits qui traversent cet horizon pour pouvoir construire la carte en isovitesses qui permet d'obtenir la carte en isobathes, afin de connaître la structuration de l'horizon et de vérifier l'existence d'hydrocarbures.
- ✓ Enfin, une sismique avec des paramètres d'acquisition adéquats permettra d'améliorer la résolution au niveau de ces réservoirs gréseux.

# Bibliographie

- Alnaft, R. Bassins de la province occidentale. Edition Technip. ( date non communiquée).
- Bachta, M. Acquisition sismique 3D. Edition Technip. (2002).
- Bachta, M. Traitement sismique 3D. Edition Technip. (2002).
- Bachta, M. Interprétation sismique 3D. Edition Technip. (2002).
- Henry, G. Géophysique des bassins sédimentaires, Edition Technip. (1994).
- Lardjone Oussama, Ingénieur en géophysique pétrolier (SH), communication orale. (2017).
- Bacon, M. Barclay, W. Mcquillin, R. Introduction à l'interprétation sismique. Édition S.C.M, Paris. (1979).
- Lavergne, M. Méthodes sismiques, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs. Edition Technip, Paris. (1986).
- Rapport SH. Mise au point du Périmètre Zerafa (Document inédite). (2010).
- Sonatrach & BHP Petroluim. Potentiel pétrolier des bassins de l'Ahnet, Timimoun et Reggane. (Etude 1993/1994).
- Sonatrach & BP.ALGERIA DISTRICT 3 CONVENTION. Tectonics and Basin Evolution. (2005).
- Verney, P. Interprétation géologique des données sismiques par une méthode supervisée basée sur la vision cognitive. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris. (2009).

# 1. Annexe : Manipulation sur Petrel

## 1.1. Introduction

Le terme interprétation sismique consiste à déterminer la signification géologique de l'information sismique.

Les sociétés pétrolières attendent de l'interpréteur des hypothèses de travail logiques et immédiates, basées sur ses connaissances et l'intégration de toute l'information disponible.

Avec l'avènement de l'enregistrement numérique et le développement de la technologie de la sismique 3D, l'interpréteur se trouve en présence de grande quantité de données qu'il ne pourrait jamais manipuler dans leur totalité sans l'interprétation sur station faite à l'aide de certains logiciels tels que PETREL développé par Schlumberger, logiciel que nous avons utilisé dans le cadre de ce travail.

## 1.2. Le logiciel Petrel

### 1.2.1. Définition

Petrel est un logiciel sous Windows qui contient un ensemble de modules (processus) qui nous permet d'obtenir un modèle géologique du réservoir.

Entièrement intégré avec les outils géologiques et de technologie, le logiciel permet d'une interprétation sismique 2D et 3D rapide.

Petrel permet de prélever les données sismiques directement dans un modèle du réservoir, ce logiciel regroupe une bibliothèque étendue des attributs et des techniques sismiques qui peuvent aider à identifier des indicateurs d'hydrocarbures.

L'interface utilisateur est basée sur des normes de Microsoft Windows sur des boutons, des dialogues et des systèmes d'aide (Fig.1.1).

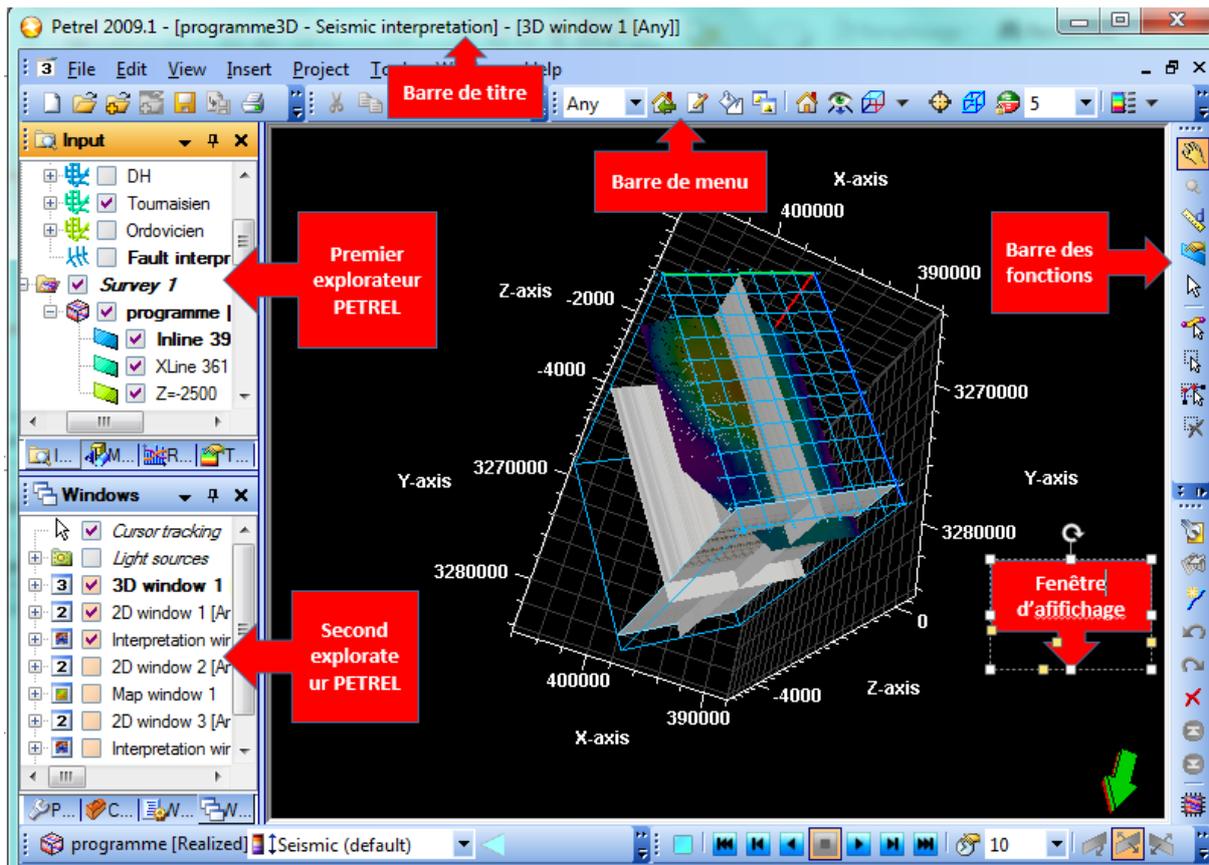


Figure 1.1: Interface du Petrel.

Les principaux avantages de ce logiciel sont:

- ✓ L'élimination des problèmes d'importation et d'exportation de données, en intégrant tous les outils dans une même application.
- ✓ Un contrôle de qualité instantané de toutes les données en 3D grâce à la possibilité d'une visualisation.
- ✓ Une mise à jour immédiate grâce à la prise en compte des données récentes, ce qui entraîne une prise de décision plus fiable et plus rapide.
- ✓ La possibilité de transférer les données à n'importe quelle application Windows.

## 1.2.2. Chargement des données sur Petrel

Avant de commencer une interprétation sismique sur Petrel, un chargement des données sismiques et des données de puits est effectué. Ces données sont accompagnées de leurs coordonnées dans le système de projection qui doit être bien défini.

On va définir un nouveau projet dans le menu **File** comme la figure ci-dessous montre (Fig.1.2):

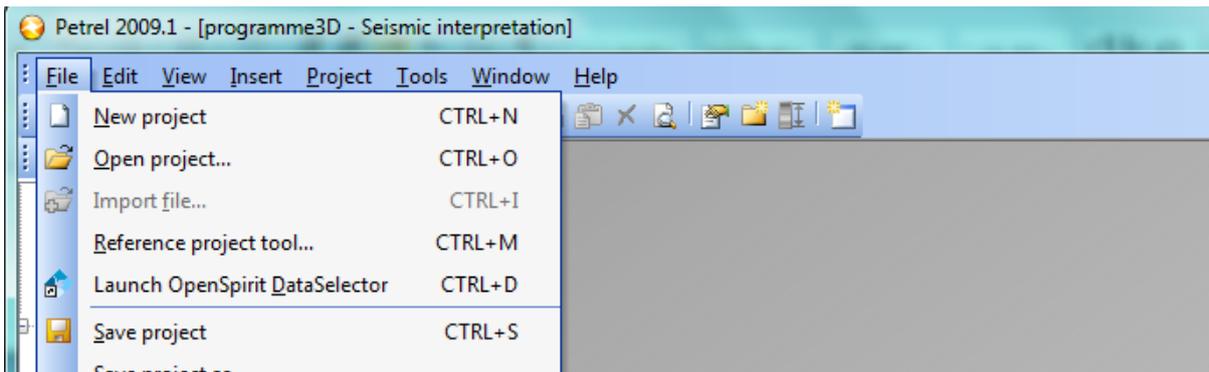


Figure 1.2: Création d'un nouveau projet (Petrel 2009).

**Project settings** dans le menu **Project** permet de définir les coordonnées (fig.1.3).

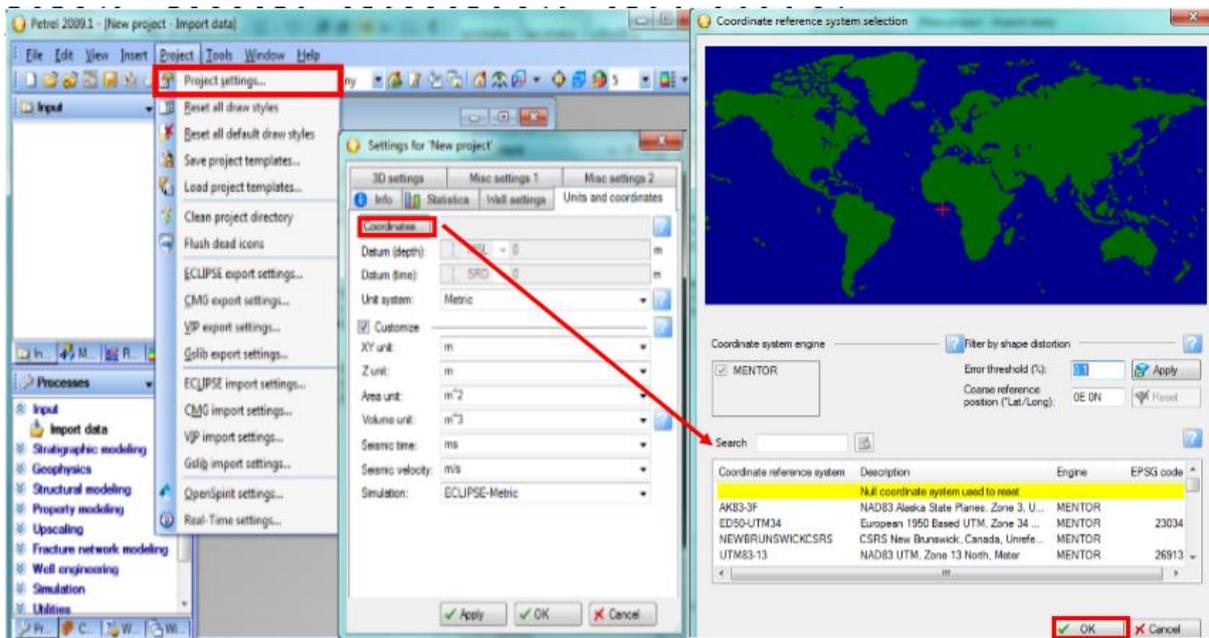


Figure 1.3: Choix du système de projection (Petrel 2009).

Les données sismiques sont référencées par rapport à un plan de référence sismique (Datum Plane) de 500m (fig.1.4).

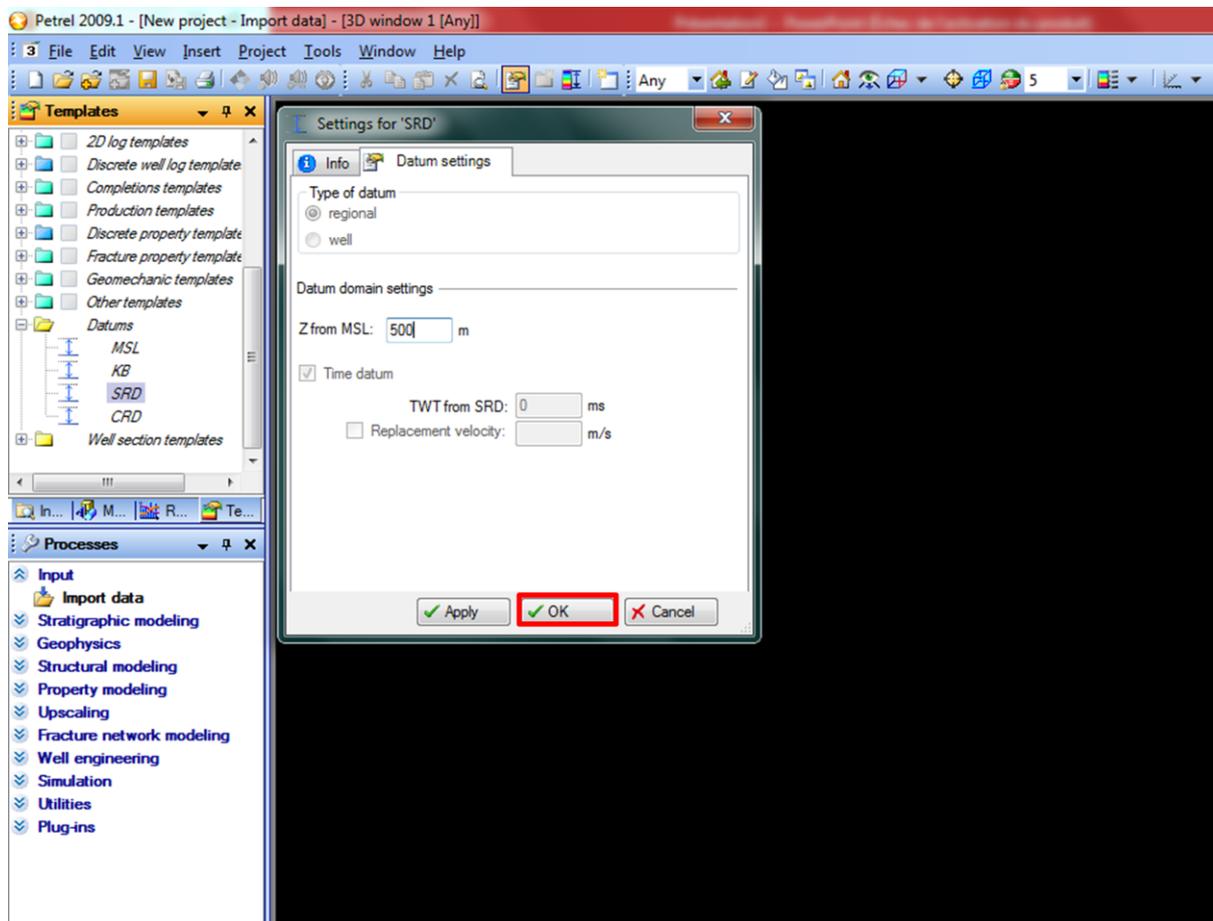
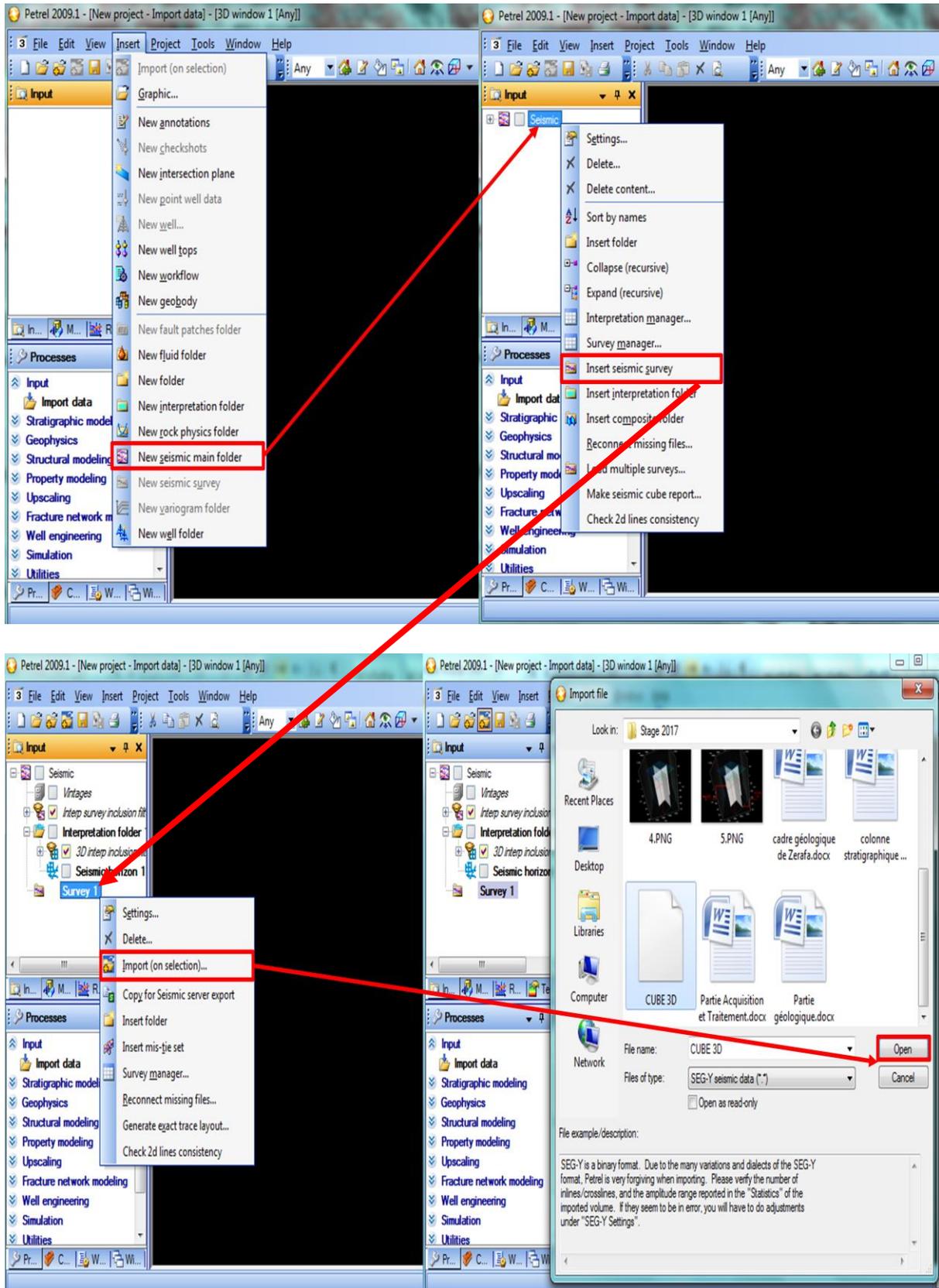


Figure 1.4: Définir un DP (Petrel 2009).

### 1.2.3. Chargement des données sismiques

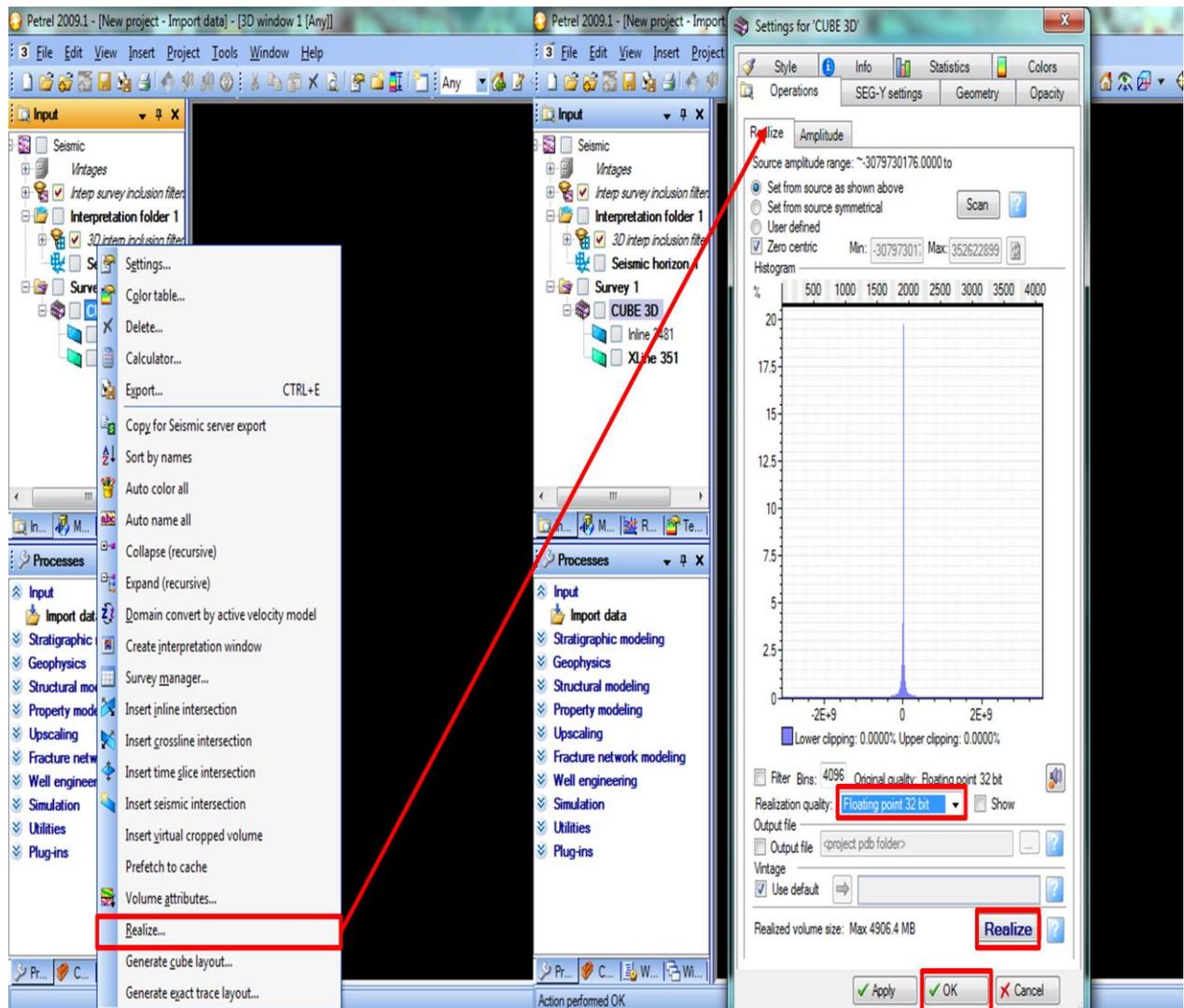
Pour importer les données sismiques, il faut insérer un dossier qui s'appelle *Seismic* à partir de *New seismic main folder* dans le menu insert, puis aller à *Insert new seismic survey*, ( fig.1.5).



**Figure 1.5:** Chargement de la sismique (Petrel 2009).

L'instruction **Realize** permet au logiciel de garder une copie des données sismiques,

(Fig.1.6).



**Figure 1.6:** Utilisation de l'instruction **Realize** (Petrel 2009).

## 1.2.4. Chargement des données de puits

### 1.2.4.1. Insertion des puits

Dans le cas de notre travail, l'insertion des trois puits utilisés s'est faite par l'introduction de leurs coordonnées (Fig.1.7).

Cela s'est fait dans un dossier nommé **Wells** qui est insérer à partir du menu **Insert**.

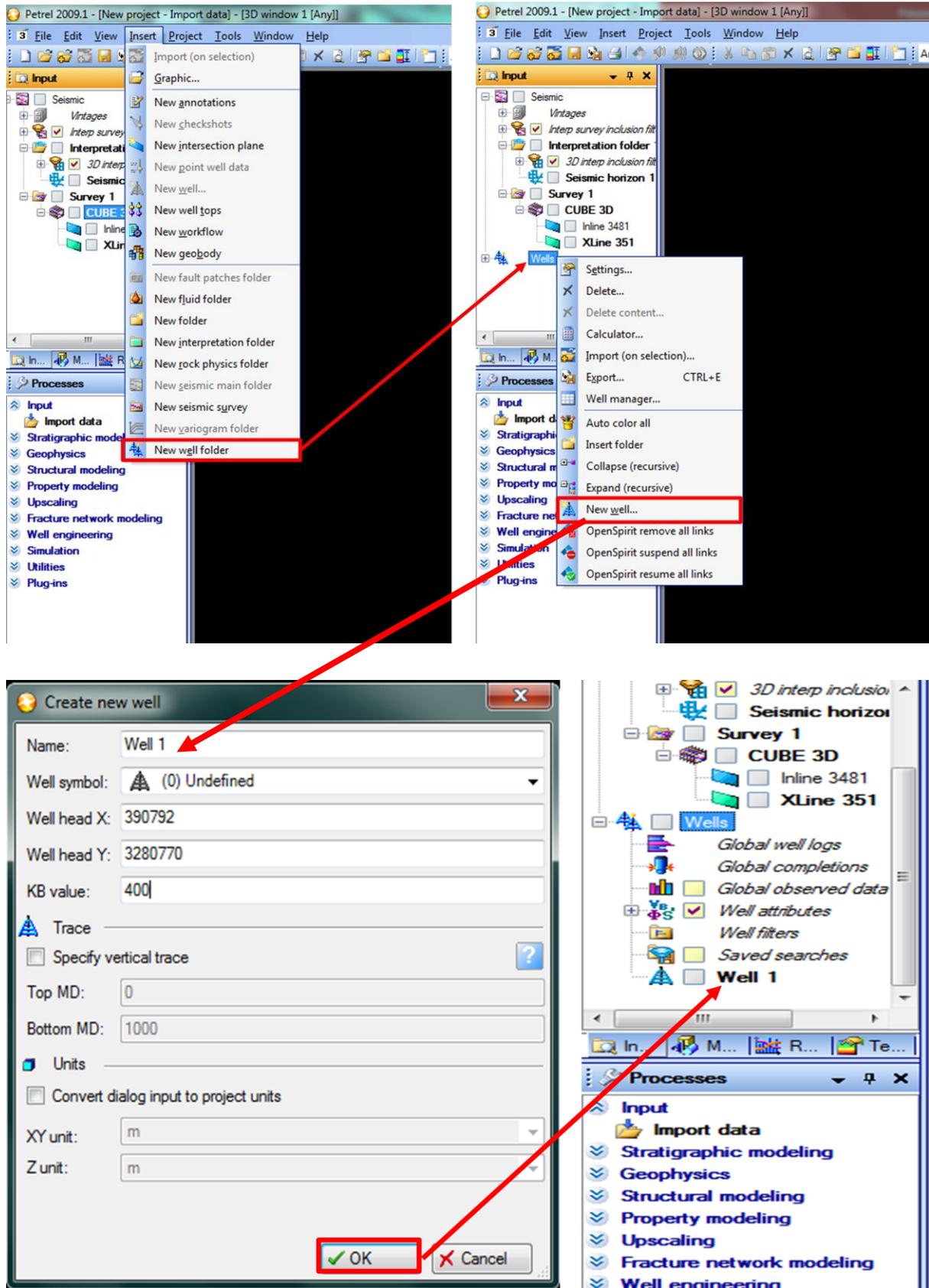


Figure 1.7: Insertion des puits (Petrel 2009).

### 1.2.5. Traçage des horizons

En activant le module *Seismic interpretation*, on peut pointer les horizons sismiques à carter. A partir du dossier *Seismic*, on insère les horizons à pointer dans le dossier *Interpretation Folder* (Fig.1.8).

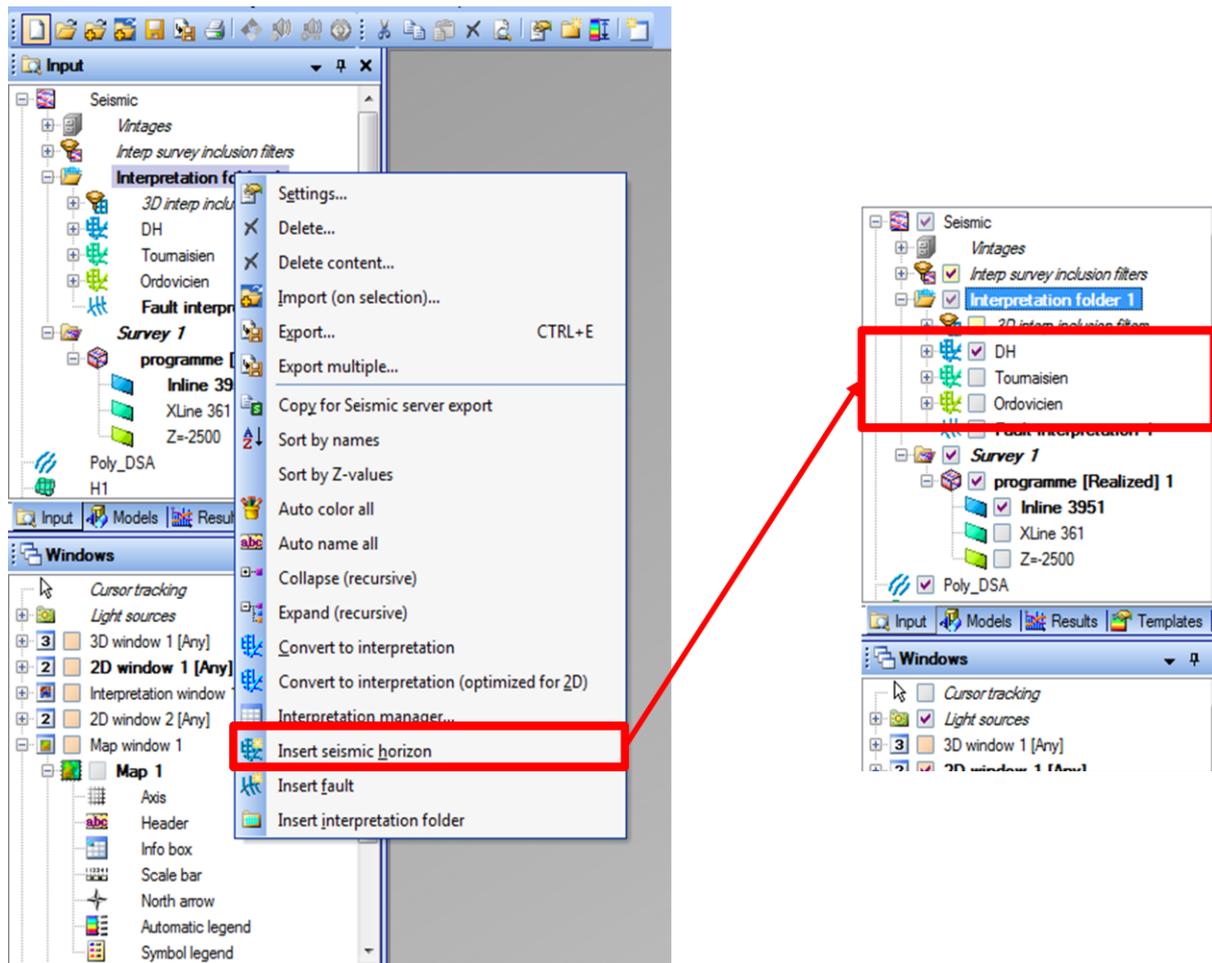


Figure 1.8: Insertion des horizons (Petrel 2009).

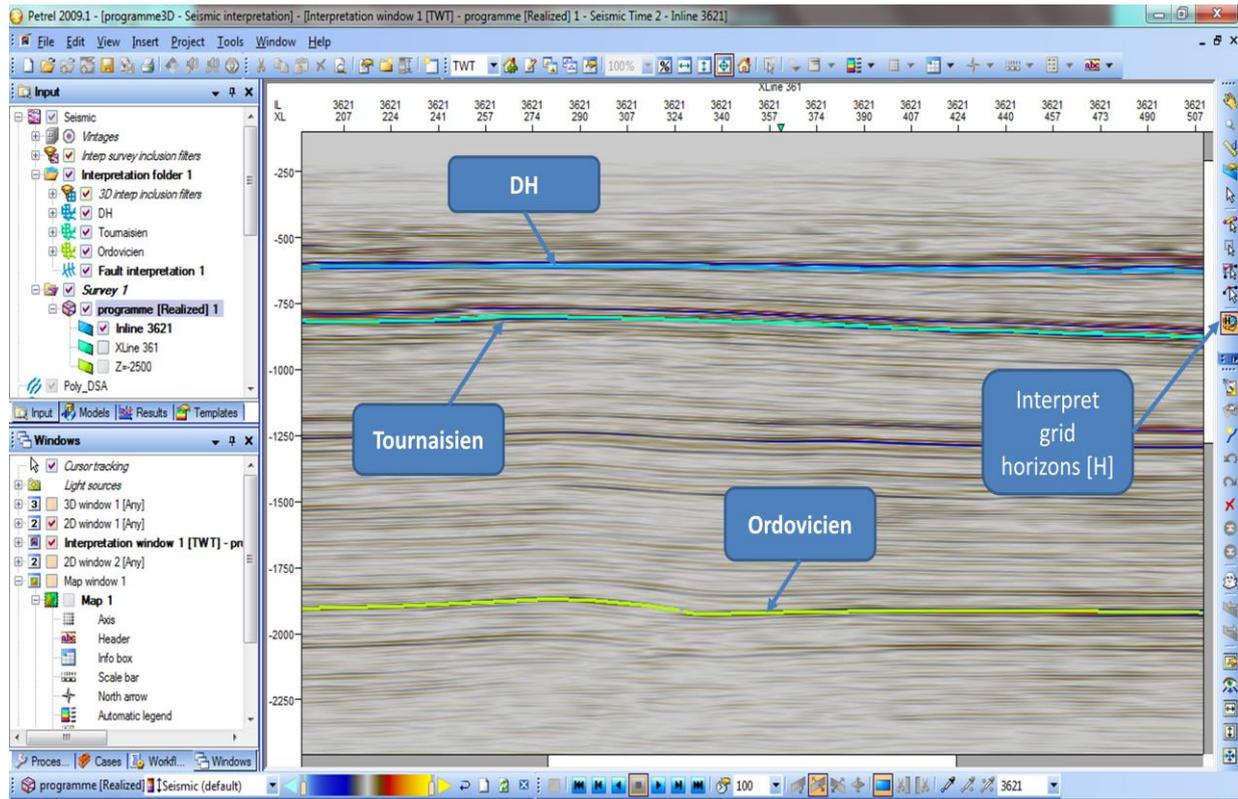


Figure 1.9: Exemple d'une section sismique interprétée (Petrel 2009).

### 1.2.6. Traçage des failles

Le pointé des failles se fait à l'aide du processus *Seismic interpretation* en activant l'icône *Fault interpretation* (Fig.1.10).

Après le pointé des failles, il est nécessaire de définir les polygones qui les entourent pour les insérer dans les cartes structurales. Cela est fait à l'aide du processus *Make edit polygons* (Fig.1.11)..

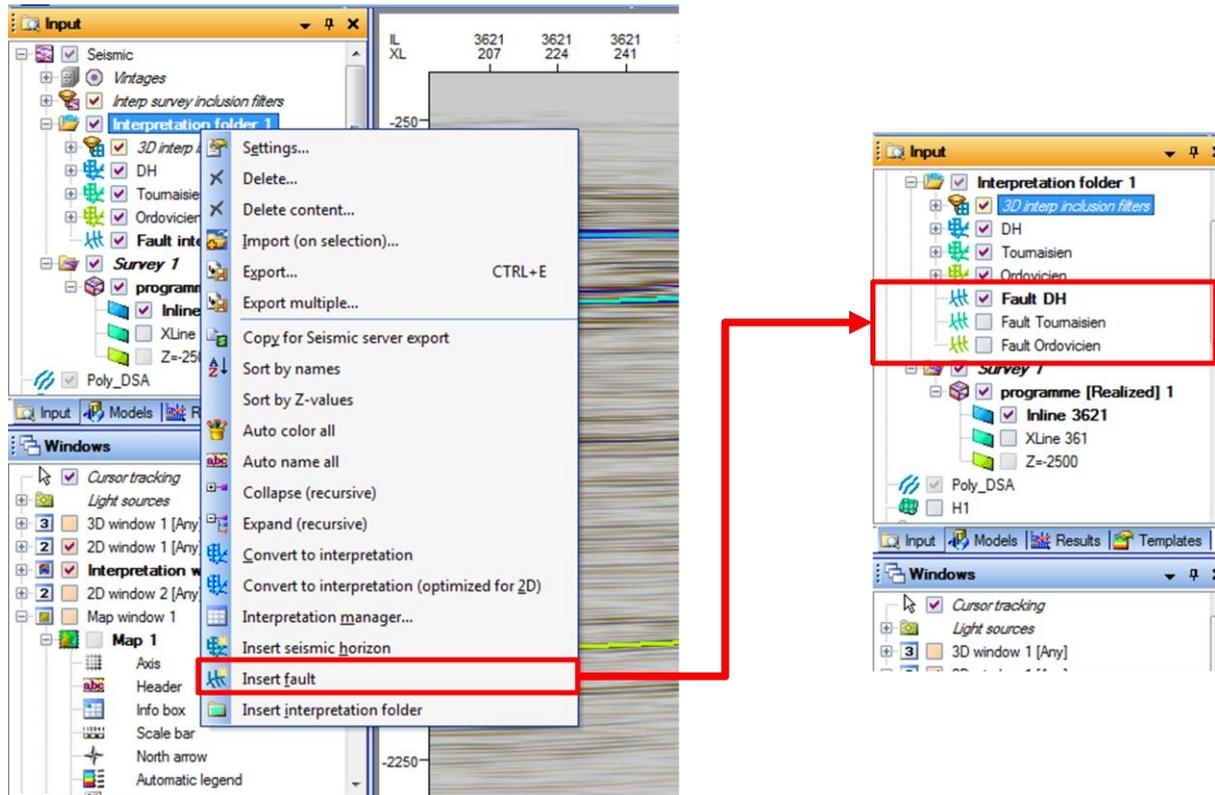


Figure 1.10: Insertion des failles (Petrel 2009).

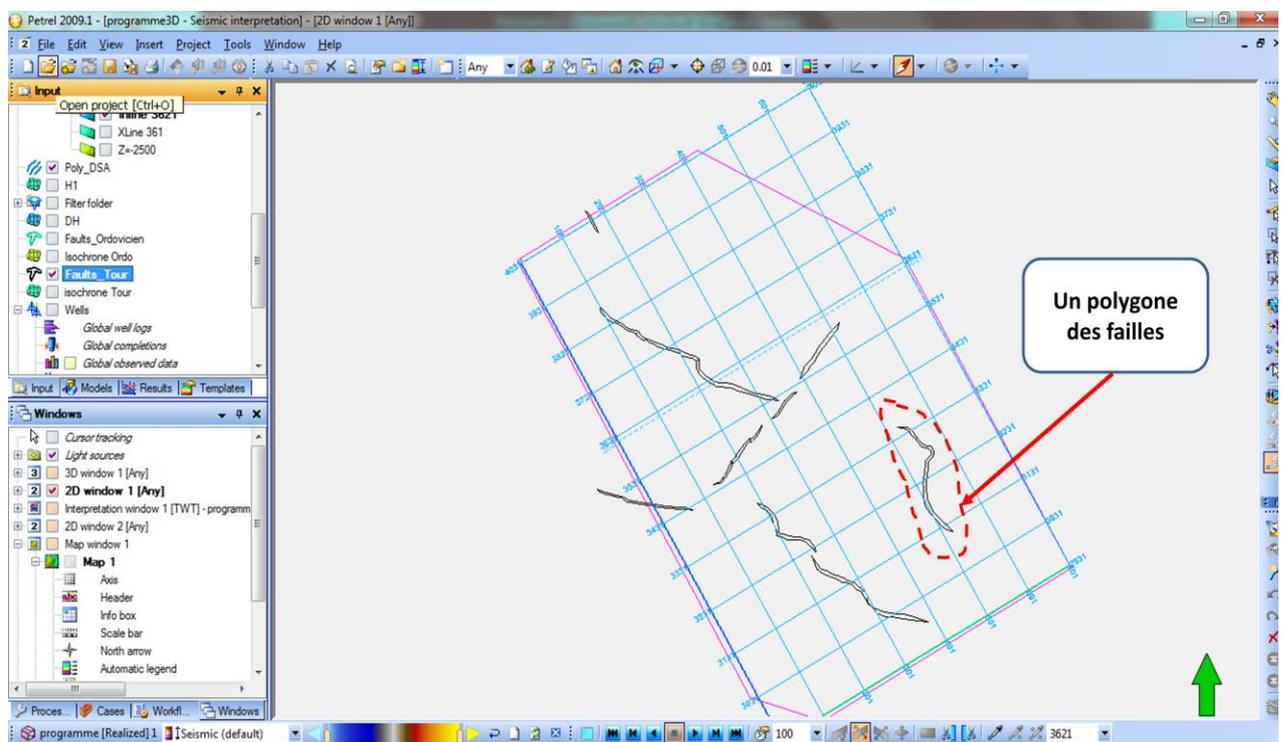


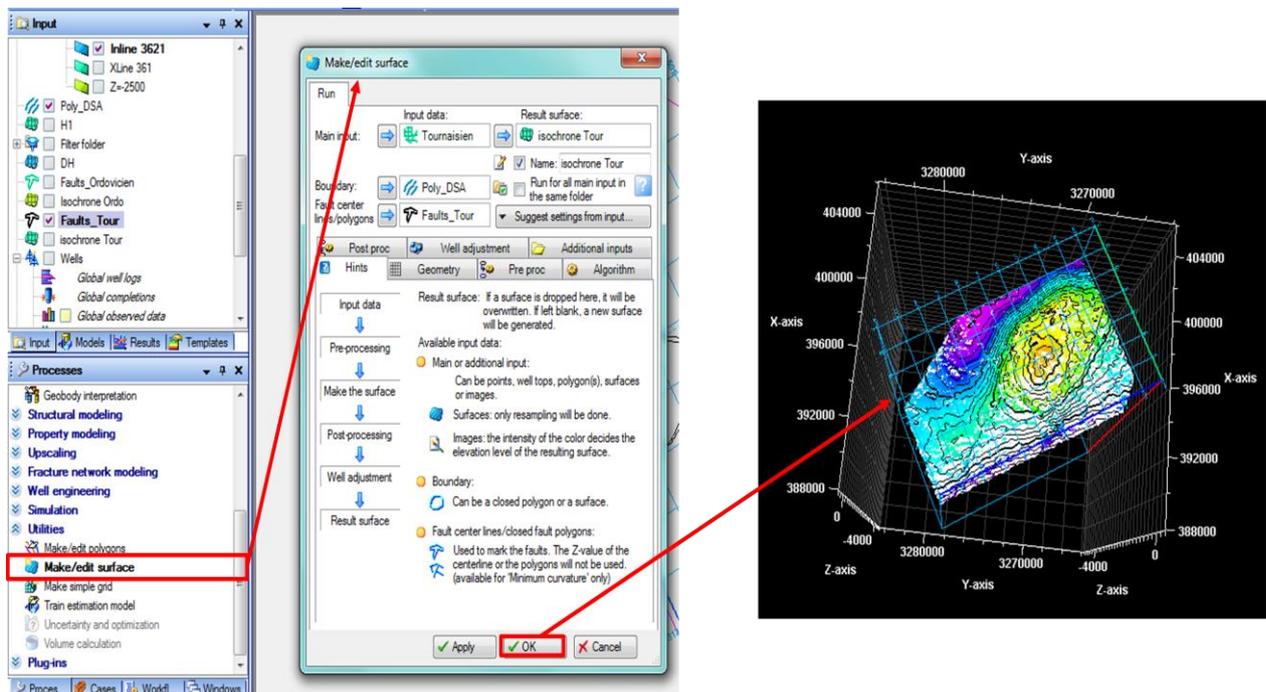
Figure 1.11: Polygone globale du Tournaisien (Petrel 2009).

### 1.2.7. Cartographie

C'est la dernière étape de l'interprétation des horizons dont toutes les cartes ont été tracées par rapport au niveau moyen de la mer (MSL), sachant que le plan de référence sismique est à 500m.

#### 1.2.7.1. Les cartes en isochrones

Pour tracer les cartes en isochrones sous Petrel, on utilise le processus *Make / edit surface* (Fig.1.12).



**Figure 1.12:** Tracé de la carte en isochrone au toit du Tournaisien (Petrel 2009).

La même procédure a été suivie pour les autres horizons.

## 1.2.7.2. La carte en isovitesses

Cette carte représente le passage des cartes en isochrones vers les cartes en isobathes. Dans notre cas les vitesses disponibles pour la conversion temps-profondeur sont les vitesses moyennes au niveau de chaque puits.

Sur Petrel pour tracer de ces cartes, on va créer un *New Folder* puis on importe le fichier des vitesses en format (.prn).

## 1.2.7.3. Les cartes en isobathes

Ces cartes sont le résultat de la multiplication des cartes en isochrones par celle en isovitesses.

On exécute cette opération sur Petrel à l'aide de l'outil *Calculator* (Fig.1.13)..

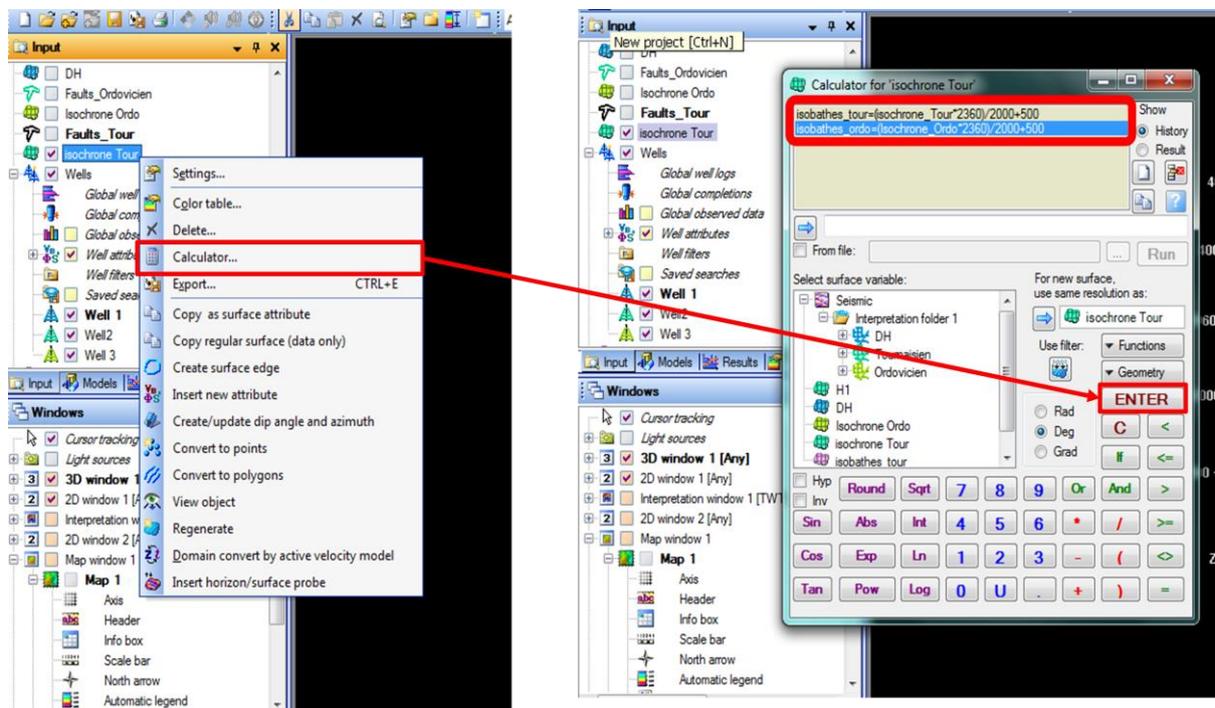


Figure 1.13: Tracé de la carte en isobathe au toit du Tournaisien (Petrel 2009).

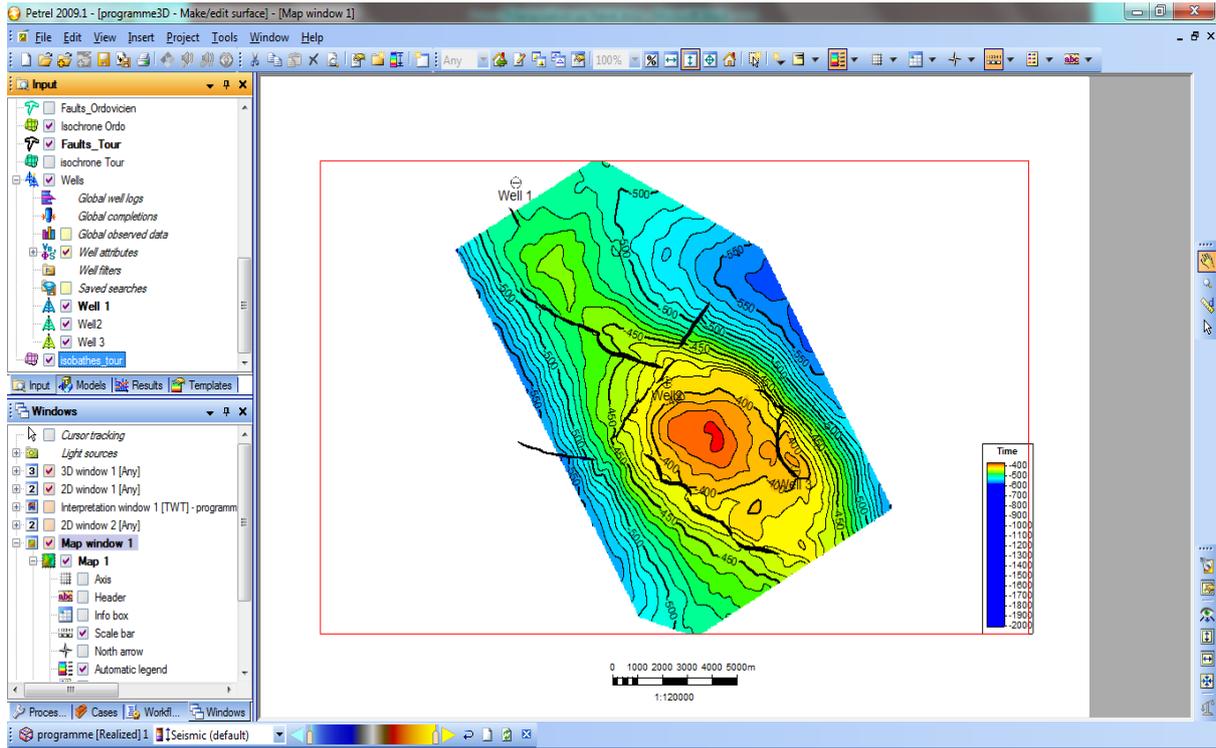


Figure 1.14: La carte en isobathe au toit du Tournaisien "Vue en 2D" (Petrel 2009).

## Planche 1:

Carte en isochrones de la discontinuité  
Hercynienne (DH).

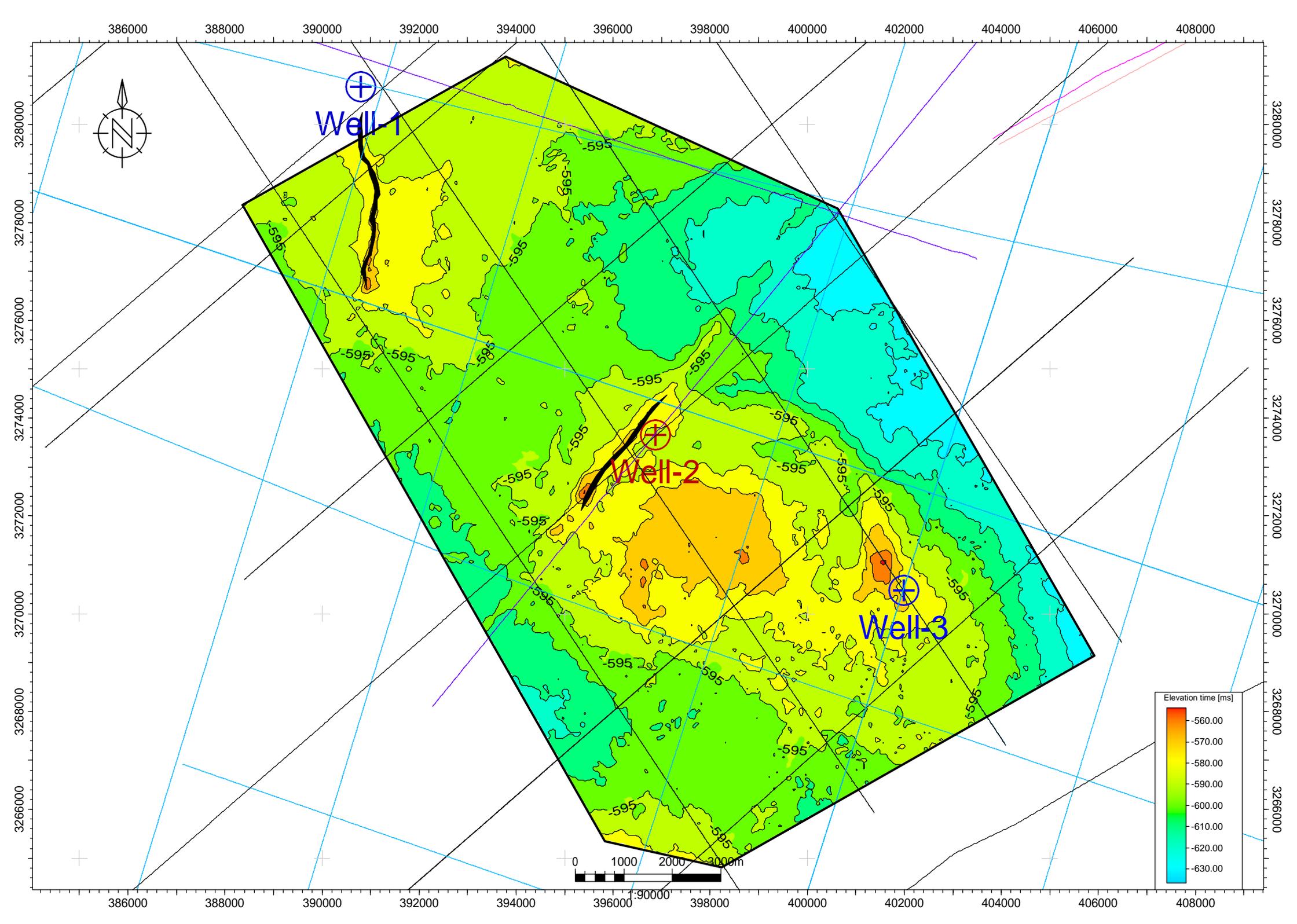


Planche 2:

Carte en isochrones au toit du  
Tournaisien.

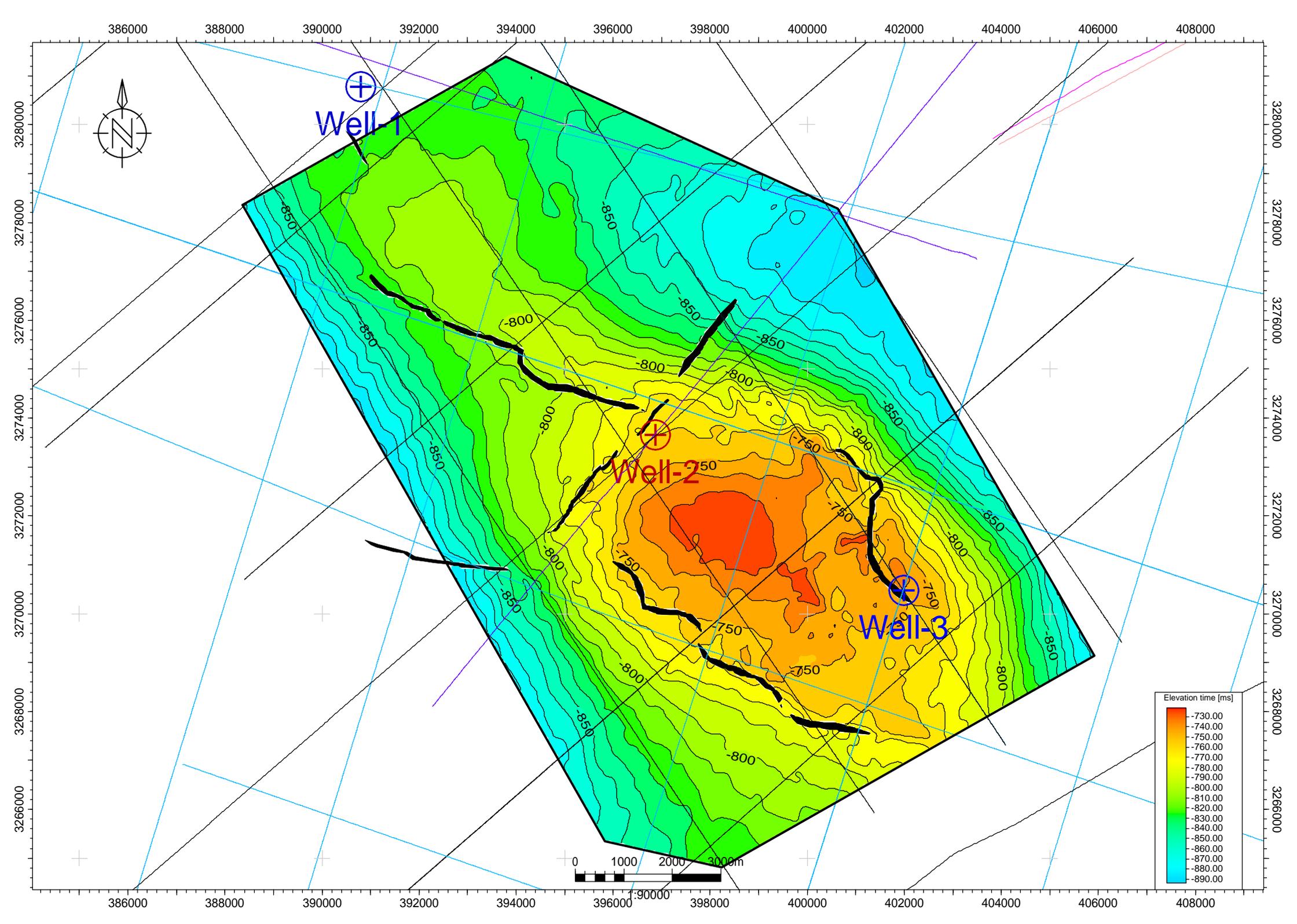


Planche 3:

Carte en isochrones au toit de  
l'Ordovicien.

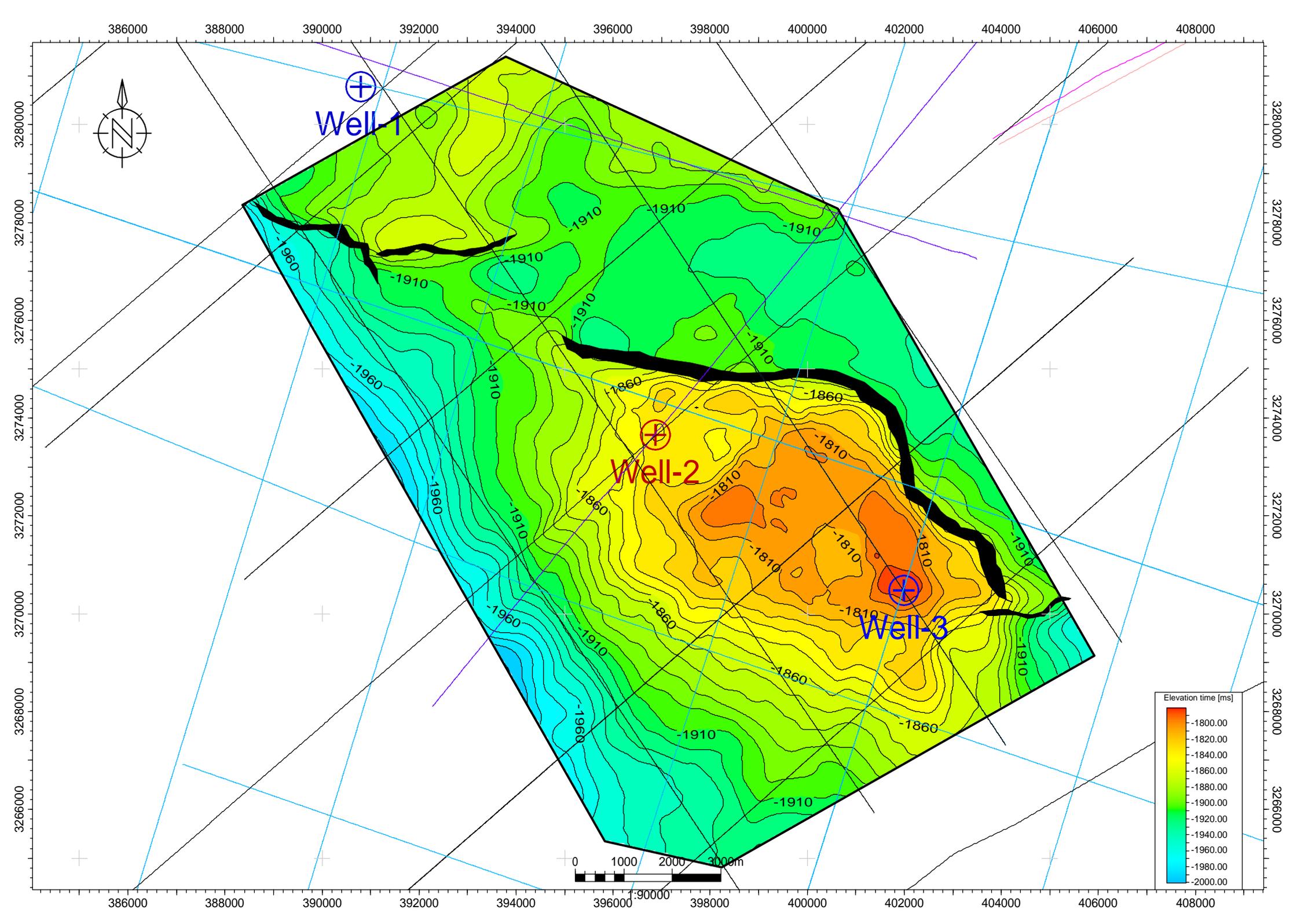
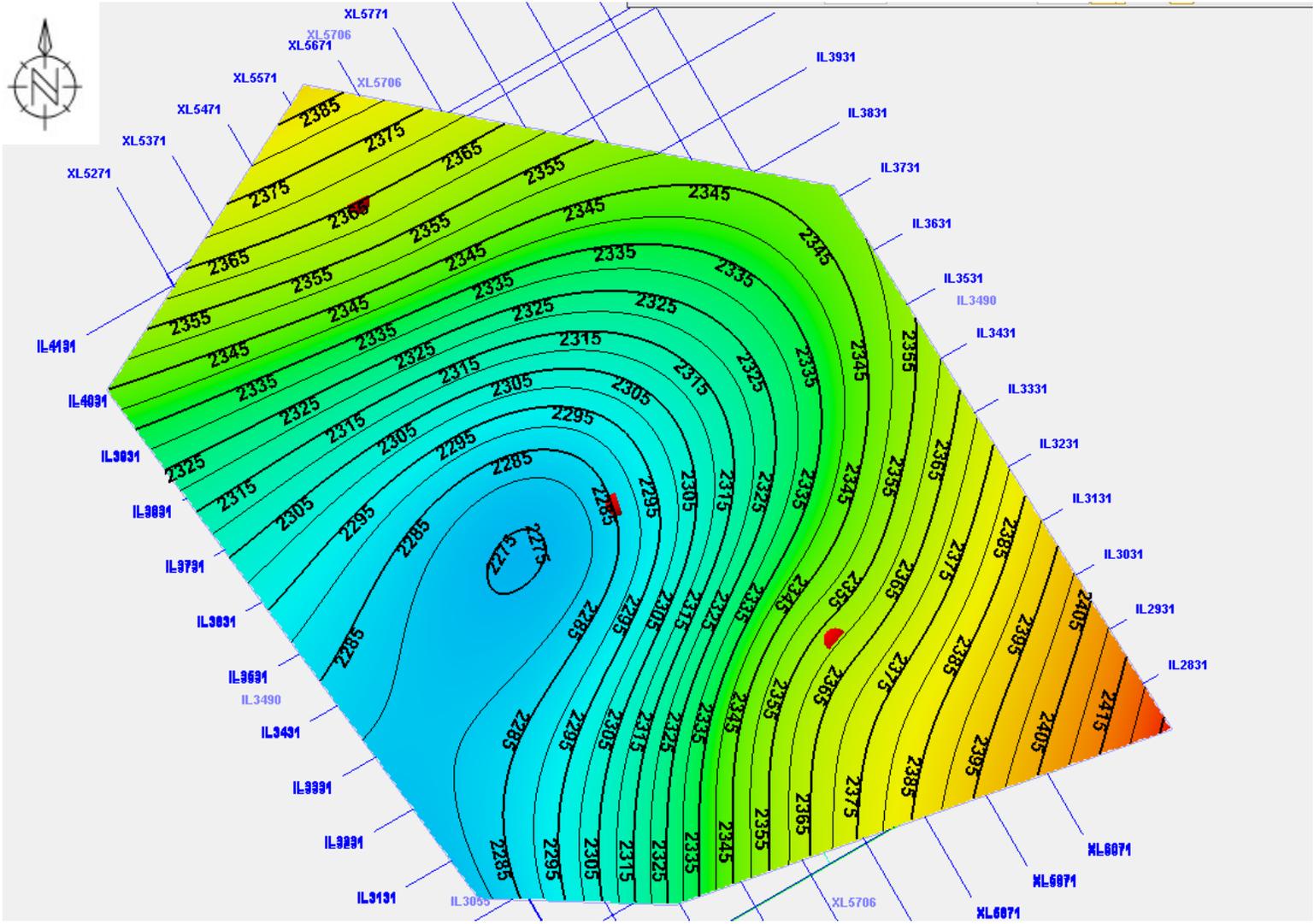


Planche 4:

Carte en isovitesses au toit du  
Tournaisien.



## Planche 5:

Carte en isobathes au toit du  
Tournaisien.

