

**UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA**  
**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET**  
**DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

**Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.**



**MEMOIRE DE FIN D'ETUDE**

*En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie*

**Option :**

*Géologie pétrolière*

**THEME**

**ETUDE DE LA FRACTURATION DANS LES  
RESERVOIRS DE L'ORDOVICIEN  
GARET ELGUFOUL - BASSIN DE L'AHNET**

*Soutenu publiquement par :*

**Mr : Djafer BENNACEUR**  
**Mr : Abdelkader.ABDOU**  
**Mr :Seghir SEBGAG**

*Le 17/06/2021*

**Devant le jury :**

**Président :** *Mr :BELKSIR Mohamed Saleh*  
**Promoteur :** *Mr :LAOUINI Hamza*  
**Examineur :** *Mr :DRAOUI Abdelmalek*

**Année Universitaire : 2020/2021**



# REMERCIEMENTS



*Tout d'abord, nous tenons à remercier Dieu de lui avoir donné la force à bien d'achève ce travail, ainsi que nos sincères remerciements à l'encadreur **LAOUINI HAMZA** pour ses orientations et ses conseils qu'il nous a prodigués.*

*Nous remercions également tous ceux qui nous ont aidé dans le Département de Géologie de la Société Sonatrach, ainsi le Département du réservoir Hassi Messaoud Enfin, nous remercions infiniment tout le membre de juré qui aura discuté ce travail, et tous les responsables de l'Université Kasdi merbah ouargla*

**Djafer BENNACEUR**

**Abdelkader ABDOU**

**Seghir SEBGAG**



## المخلص

التشققات الطبيعية لها تأثير كبير داخل الخزان. في الواقع ، سواء كانت موصلات أو حواجز ، فإنها تتحكم بشكل عام في التدفقات وكذلك قدرات التخزين للخزانات. يتعلق هذا المشروع بتحليل التشققات وتأثيرها على الخصائص الفيزيائية البتروفيزيائية لخزان تتناول المنهجيات المقترحة على التوالي مراحل هذا التحليل ، وهي قارة القفول حقل الغاز

01 - تحديد خصائص التشققات من البيانات الهيكلية والبيانات الزلزالية: بيانات التصوير الصوتي والكهربائي لتحديد المؤشرات الهيكلية للتصدع بما في ذلك شدتها واتجاهاتها

02- تحديد تأثير الفوالق على المسامية والنفاذية بناءً على نتائج تحليل بيانات التصوير وربط البيانات الأساسية وبيانات التسجيل

الكلمات المفتاحية: الحقل - خزان - زلزالي - عينات صخرية - كسور - تصوير - نفاذية مسامية

## Résumé:

Les fractures naturelles ont un impact considérable au sein d'un réservoir. En effet, qu'elles soient conductrices ou barrières, elles contrôlent généralement les écoulements ainsi que les capacités de stockage des réservoirs. Ce projet concerne l'analyse des fractures et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du réservoir de gisement de gaz de **GARET EL GUEFOUL**. Les méthodologies proposées abordent successivement les étapes de cette analyse, à savoir

1. La caractérisation des fractures à partir de données structurales et les données **séismiques** : les données de l'imagerie sonore et électrique afin de déterminer les indicateurs structuraux de fracturation, concernant notamment leurs intensités et leurs orientations.
2. Détermination de l'impact de la fracturation sur la **porosité** et la **perméabilité** en se basent sur les résultats de l'analyse des données de l'**imagerie** et la corrélation des données de **carottes** et de diagraphies.

**Mots clés : Gisement- Réservoir- séismiques- carottes –fractures- Imagerie- porosité perméabilité**

## Abstract

The Natural fractures have a huge impact within a reservoir. Indeed, whether they are conductors or barriers, they generally control the flows as well as the storage capacities of the reservoirs. This project concerns the analysis of fractures and their impact on the petrophysical property of the GARET EL GUEFOUL gas deposit reservoir. The proposed methodologies successively address the stages of this analysis, namely

1. Characterization of fractures from structural data and seismic data: sonic and electrical imagery data to determine structural indicators of fracturing, particularly their intensities and orientations.
2. Determination of the impact of fracturing on porosity and permeability based on the results of analysis of imagery data and correlation of core and log data.

**Key words: Filed - Reservoir - seismic - cores - fractures - Imaging –porosity- permeability**

# SOMMAIRE

## INTRODUCTION GENERALE

### Chapitre I : GENERALITES

<b>I-La plate forme saharienne .....</b>	<b>2</b>
<b>II-La subdivision de la plate forme saharienne.....</b>	<b>3</b>
II.1.LA PROVINCE ORIENTALE -----	3
II.2.LA PROVINCE TRIASIQUE OU CENTRALE -----	3
II.3.LA PROVINCE OCCIDENTALE -----	3
<b>III-les grands traits du bassin de l'ahnet.....</b>	<b>4</b>
III.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE-----	4
III.2.SITUATION GEOLOGIQUE-----	4
III.3.TECTONIQUE-----	5
<i>III.3.1.Ahnet oriental</i> -----	6
<i>III.3.2.Ahnet central</i> -----	6
<i>III.3.3.Ahnet occidental</i> -----	6
III.4.STRATIGRAPHIE -----	6
<i>III.4.1.Le substratum</i> -----	6
<i>III.4.1.1.Le socle</i> -----	6
<i>III.4.1.2.La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet</i> -----	7
<i>III.4.2.La couverture Paléozoïque</i> -----	7
<i>III.4.2.1.Le cambro-ordovicien</i> -----	7
<i>III.4.2.1.1.Le cambrien</i> -----	7
<i>III.4.2.1.2.L'ordovicien</i> -----	8
<i>III.4.2.2.Le Silurien</i> -----	10
<i>III.4.2.3.Le Dévonien</i> -----	10
<i>III.4.2.4.Le Carbonifère</i> -----	12
<i>III.4.3.Le Mésozoïque</i> -----	13
<i>III.4.3.1.Le Crétacé</i> -----	13
III.5.EVOLUTION PALEOSTRUCTURALE DU BASSIN DE L'AHNET -----	15
<i>III.5.1.La phase Panafricaine</i> -----	15
<i>III.5.2.La phase Cambro-Ordovicienne</i> -----	15
<i>III.5.3.La phase Taconique</i> -----	16
<i>III.5.4.La phase Silurienne</i> -----	16
<i>III.5.5.La phase Calédonienne</i> -----	16
<i>III.5.6.La phase Dévonienne</i> -----	17
<i>III.5.7.La phase poste Faménnienne</i> -----	17
<b>IV-cadre géologique de garet el guefoul.....</b>	<b>18</b>
IV.1.SITUATION GEOGRAPHIQUE -----	18
IV.2.SITUATION GEOLOGIQUE-----	18
IV.3.LA STRUCTURE-----	19
IV.4.INTERET PETROLIER -----	19
<i>IV.4.1.Introduction</i> -----	19
<i>IV.4.2.Historique d'exploration</i> -----	19
<i>IV.4.3.Réservoirs Ordovicien</i> -----	21

<i>IV.4.4.Roche mère et maturation</i> -----	21
<i>IV.4.5.Roche couverture</i> -----	21

## **Chapitre II: METHOLOGIE**

<b>I-Introduction</b> .....	<b>22</b>
<b>II-Méthode d'analyse de la courbure</b> .....	<b>22</b>
<b>III-Méthode d'approche de subsurface</b> .....	<b>23</b>
III.1.CARTE EN ISOCHRONES -----	24
III.2.CARTE EN ISOPAQUES -----	24
III.3.LA SISMIQUE-----	24
III.4.LES DIAGRAPHIE -----	26
<i>III.4.1.Le Gamma Ray</i> -----	26
<i>III.4.2.Le Log Neutron</i> -----	27
<i>III.4.3.Le Log Densité</i> -----	27
<i>III.4.4.Le Caliper</i> -----	27
<i>III.4.5.Le Log Sonique</i> -----	27
<i>III.4.6.La Résistivité</i> -----	27
<i>III.4.7.Le Log Habillé</i> -----	28
<i>III.4.8.L'Imagerie U.B.I</i> -----	30
<i>III.4.9.L'Imagerie F.M.S</i> -----	30

## **Chapitre III: ANALUSE STRUCTURALE**

<b>I-Introduction</b> .....	<b>32</b>
<b>II-INTERPRETATION DES CARTES</b> .....	<b>32</b>
II.1.INTERPRETATION DE LA CARTE EN ISOCHRONES-----	34
II.2.INTERPRETATION DE LA CARTE EN ISOPAQUES AU TOIT DE L'UNITE IV-----	34
II.3.INTERPRETATION DE LA CARTE EN ISOPAQUES AU TOIT DE L'UNITE III-2 -----	37
<b>III-Analyse de la courbure</b> .....	<b>37</b>
III.1.INTERPRETATION DE L'ATTRIBUT DE COURBURE A 200 -----	37
III.2.INTERPRETATION DE L'ATTRIBUT DE COURBURE A 100 -----	38
III.3.INTERPRETATION DE L'ATTRIBUT DE COURBURE A 50-----	38
III.4.INTERPRETATION DE L'ATTRIBUT DE COURBURE A 30-----	39
III.5.INTERPRETATION DE L'ATTRIBUT DE COURBURE A 05-----	40
<i>III.5.1.Interprétation de l'histogramme global</i> -----	41
<i>III.5.2 Interprétation de l'histogramme des failles de direction E-W</i> -----	43
<i>III.5.3.Interprétation de l'histogramme des failles de direction NE-SW</i> -----	44
<i>III.5.4 Interprétation de l'histogramme des failles de direction NW-SE</i> -----	45
<i>III.5.5.Interprétation de l'histogramme des failles de direction N-S</i> -----	45
III.6.CONCLUSION -----	46
<b>IV-INTERPRETATION DES PROFILS SISMIQUES</b> .....	<b>46</b>
IV.1.INTERPRETATION DE LA SECTION SISMIQUE QUI PASSE PAR LE PUITGS GF-1 ET GF-5 ---	47
IV.2.INTERPRETATION DE LA SECTION SISMIQUE QUI PASSE PAR LE PUITGS GF-3 -----	47
IV.3.INTERPRETATION DE LA SECTION SISMIQUE QUI PASSE PAR LE PUITGS GF-2 -----	47
IV.4.INTERPRETATION DE LA SECTION SISMIQUE QUI PASSE PAR LE PUITGS GF-4 -----	47
IV.5.INTERPRETATION DE LA SECTION SISMIQUE QUI PASSE PAR LES PUITGS GF-3 ET GF-4 -	48
IV.6.CONCLUSION -----	48
<b>V-INTERPRETATION cinématique</b> .....	<b>49</b>

## Chapitre IV: CARACTERISATION DU RESERVOIR

<b>I-LA FRACTURATION.....</b>	<b>61</b>
I.1.INTRODUCTION -----	61
I.2.THEORIE SUR LA FRACTURATION -----	61
I.2.1.Définition-----	61
I.2.1.1.Les diaclases-----	61
I.2.1.2.Les paraclases-----	61
I.2.1.3.Les stries -----	62
I.2.1.4.Les stylolithes-----	62
I.2.1.5.Les fentes de tensions-----	62
I.2.1.6.Les brèches-----	62
I.2.2.Les types de fractures-----	62
I.2.2.1.Les fractures naturelles -----	62
I.2.2.2.Les fractures induites-----	63
I.2.2.3.Les fractures provoquées -----	63
I.2.3.Les systèmes de fracture -----	63
I.2.3.1.Les systèmes de fractures associées au pli -----	63
I.2.3.2.Les systèmes de fractures associées aux failles-----	63
I.2.4.Origine et role de la fracturation dans les réservoirs -----	64
I.2.5.Caractéristiques spécifiques des fractures -----	65
I.2.5.1.Ouverture de la fracture et ses conséquences sur la perméabilité-----	65
I.2.5.2.Dimensions de la fracture dans l'espace -----	65
I.2.5.3.Orientation des fractures -----	65
I.2.5.4.Déplacement -----	66
I.2.5.5.Influence des paramètres sédimentologiques sur la fracturation-----	66
I.3.INTERPRETATION DES RESULTATS DE L'ANALYSE DES CAROTTES-----	66
I.3.1.Observation des carottes-----	66
I.3.1.1.Le Puits GF-1-----	66
I.3.1.2.Le Puits GF-2-----	67
I.3.2.Interprétation des résultats de carottes -----	68
I.4.INTERPRETATION DES RESULTATS DE L'IMAGERIE -----	72
I.4.1.Imagerie GF-2-----	73
I.4.2.Imagerie GF-5-----	73
I.4.3.Conclusion -----	73
<b>II-INTERPRETATION DES resultats petrophysiques .....</b>	<b>76</b>
II.1.LA POROSITE -----	76
II.1.1.La porosité primaire-----	76
II.1.2.La porosité secondaire -----	76
II.1.3.La porosité effective -----	76
II.2.LA PERMEABILITE -----	76
II.3.INTERPRETATION DES PROFILS DE POROSITE-----	77
II.3.1.Le Puits GF-1-----	77
II.3.2.Le Puits GF-2-----	77
II.3.3.Le Puits GF-3-----	77
II.3.4.Le Puits GF-4-----	77
II.4.INTERPRETATION DES RESULTATS DE PERMEABILITE-----	78

**CONCLUSION GENERALE**

**LISTE DES FIGURES**

**BIBLIOGRAPHIE**

## **CONCLUSION GENERALE**

Les accumulations gaz découvertes récemment dans les réservoirs de l'Ordovicien de la structure de Garet El Guefoul dans le bassin de l'Ahnet et plus particulièrement, l'unité IV et l'unité III-2 (quartzites de Hamra), indiquent que cette région renferme un important potentiel pétrolier qui reste à définir.

Etant données les températures auxquelles ont été soumises les roches mères, nous pouvons supposer que ces dernières ont expulsé l'essentiel des hydrocarbures liquides avant la phase de plissement principale.

Les caractères pétrophysiques sont plutôt médiocres mais le degré de structuration et l'intensité de la déformation a engendré de la fracturation qui améliore considérablement la perméabilité.

La structure de Garet el Guefoul se présente sous forme d'un vaste anticlinal d'organisation générale N-S. Pour expliquer le dispositif structural actuel, nous proposons une déformation en trois phases :

➤ **La première phase :**

Elle est définie par un régime compressif où la contrainte de déformation  $\sigma_1$  est orientée 040 permet le développement d'un décrochement dextre. Cette phase serait une phase précoce de l'orogénèse hercynienne.

➤ **La deuxième phase :**

Elle correspond à la rotation de la contrainte  $\sigma_1$  (N120) et il y a réorientation de l'axe du pli dans la partie méridionale de la structure.

L'accident majeur de direction E-W qui passe par la partie méridionale du pli correspond à un décrochement transpressif définissant une structure en fleur positive observée sur les sections sismiques.

➤ **La troisième phase :**

Elle correspond à un relâchement des contraintes représentées par des failles normales au niveau de la partie septentrionale de la région de Garet El Guefoul.

On peut conclure que la fracturation joue positivement en améliorant les qualités du réservoir qui permettent un meilleur drainage des fluides contenues dans la roche.





# ***INTRODUCTION***



## **INTRODUCTION GENERALE**

Dans le bassin de l'Ahnet, la productivité ne semble pas être liée à des variations lithologiques dans les réservoirs. Dans les vastes structures de l'Ahnet central comme la région de Garet El Guefoul qui est une grande structure anticlinale, la présence de gaz a été prouvée mais seuls quelques puits ont donné un débit raisonnable.

La structure de Garet el Guefoul fait partie des structures les plus importantes, en termes de dimension, du bassin de l'Ahnet où le Cambro-Ordovicien représente le réservoir principal. Les caractéristiques pétrophysiques primaires de ce réservoir sont médiocres et sa productivité est directement liée à la présence d'un réseau de fractures facilitant le drainage des hydrocarbures.

Cette structure a été reconnue et testée par cinq forages à travers les réservoirs du Dévonien inférieur et l'Ordovicien. Deux puits ( GF-2 et GF-3 ) ont enregistré des débits de gaz appréciables (9523 et 9336 m<sup>3</sup>/h ) dans le réservoir Ordovicien, le premier et le quatrième forage (GF-1 et GF-4) réalisés ont donné des résultats pétroliers peu encourageants avec un réservoir Ordovicien soit compact soit envahi d'eau salée.

Le forage de délimitation GF- 5 a permis de prouver les réserves probables et possibles dans la structure de Garet el Guefoul et d'apprécier le potentiel des réservoirs de l'Ordovicien.

Pour vérifier plusieurs hypothèses, nous avons utilisé une approche combinant plusieurs concepts pour répondre à ces problèmes, les processus de déformation, la prédiction des zones à forte densité de fractures et à leur répartition spatiale à l'échelle du réservoir à partir de la méthode d'analyse de la courbure.



# Chapitre I

# GENERALITES



## I. LA PLATE FORME SAHARIENNE

Elle est située au sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord Africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. On distingue d'ouest en est:

- les bassins de Tindouf et de Reggan situés sur les bordures nord et nord-est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000m dans le bassin de Tindouf et 6500 m dans celui de Reggan. Dans cette zone peu explorée, les formations paléozoïques pourraient se révéler à hydrocarbures liquides et gazeux ;
- le bassin de Béchar limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne d'Ougarta. Sa couverture sédimentaire atteindrait 8000 m. Les réservoirs se trouvent dans le détritique paléozoïque inférieur et les récifs carbonifères;
- le bassin d'Ahnet-Timimoun limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par la dorsale d'Idjerane-M'zab. La couverture serait en moyenne de 4000 m. Dans le Sud, les réservoirs ordoviciens et dévoniens inférieurs sont gazéifiées. Au nord, dans la cuvette de Sbaa, de l'huile a été découverte dans la totalité du Paléozoïque;
- les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued M'ya sont limités à l'ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab et à l'est par la dorsale Amguid-El Biod. Au sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir. Au nord, dans la dépression d'Aguemour-Oued Mya, comblée par une puissante série paléozoïque et Mésocénozoïque (5000m à Oued Mya), d'importants gisements ont été mis en évidence dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (Hassi R'mel);
- la synclise d'Illizi-Ghadamès est limitée à l'ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire (supérieure à 6000 m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias.

## II. La subdivision de la plate forme Saharienne :

La plate forme saharienne est constituée par trois (03) provinces

### II. 1. La province orientale :

Cette province, appelée synéclyse Est Algérie, se compose des bassins d'Illizi et de Ghadamès séparés par le môle d'Ahara. La série sédimentaire type est en discordance sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien à l'Actuel. Une série sableuse d'âge Miopliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque.

Enfin le Quaternaire discontinu, de faible épaisseur, constitue le dernier élément de la série stratigraphique.

### II. 2. La province triasique ou centrale :

Située dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction Est -Ouest où les éléments majeurs suivants ont été individualisés :

- la voûte de Tirlhemt et le haut fond de Talemzane;
- le système structural de Djemâa-Touggourt;
- le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud;
- le môle de Dahar.

Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued M'ya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. (Fig. 9b) Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés, aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien. Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une série détritique du Mi pliocène.

### II. 3. La province occidentale :

La province occidentale comprend les bassins de Béchar, Tindouf, Reggane, Ahnet, Mouydir, Timimoun et Sbaa. Ces dépressions sont à remplissage paléozoïque, Cambrien à Namurien. Le Mésocénozoïque y est peu développé (Fig. 9a). La puissance des séries varie de 3500 à 8000 m. Les bassins de Tindouf et de Reggane sont des dépressions dissymétriques situées sur les bordures N et NE du massif des Eglab. Les sédiments paléozoïques atteindraient 8000m

dans le bassin de Tindouf et 6000m dans celui de Reggane. Le bassin de Béchar est limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne de l'Ougarta et à l'est par le haut fond de Meharez. La puissance des séries est de l'ordre de 8000 m. Le bassin de l'Ahnet-Timimoun est limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par les dorsales de Foum Belrem et du Mzab. Le bassin du Mouydir est limité à l'ouest par la dorsale de Foum Belrem et à l'est par celle d'Amguid-El Biod. La série sédimentaire peut atteindre plus de 3000 m.

### **III. LES GRANDS TRAITES DU BASSIN DE L'AHNET**

#### **III.1. Situation géographique :**

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud Ouest du Sahara Algérien.

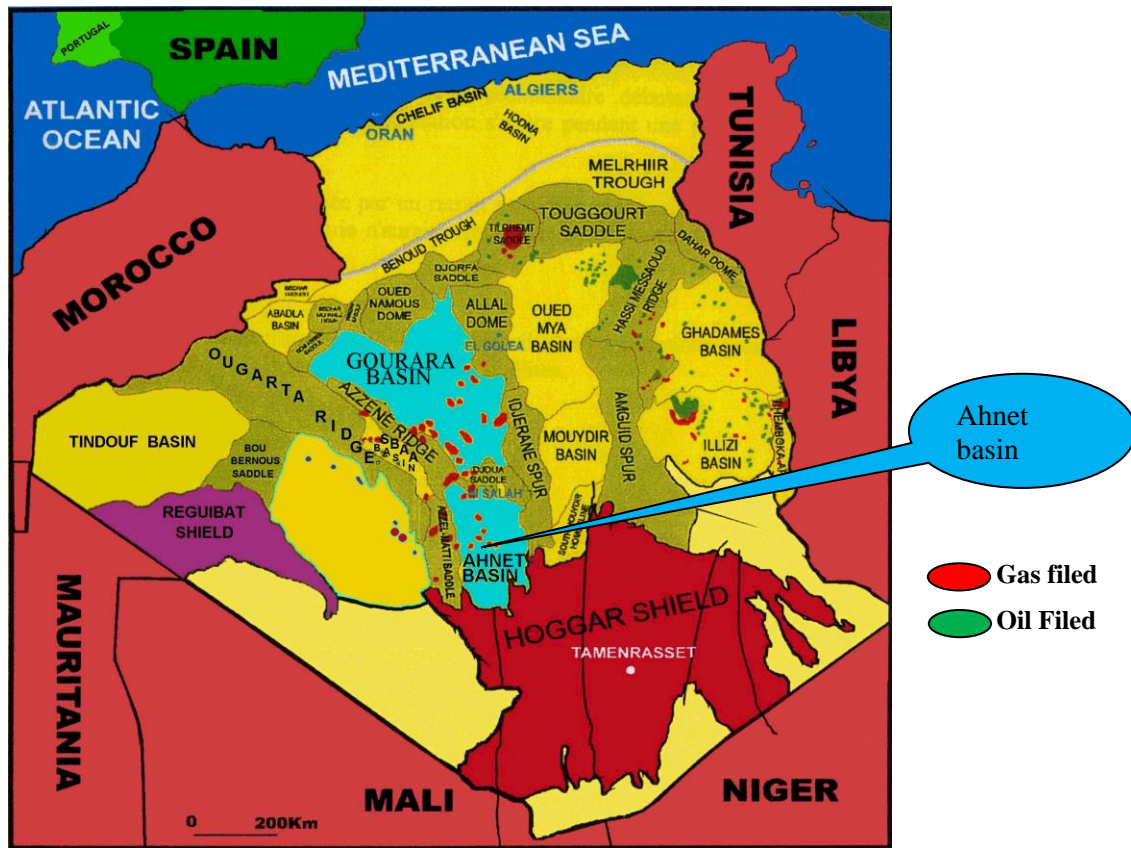
Il fait partie de la province occidentale de la Plate-forme Saharienne.

Limité par les méridiens 1° 00 et 3° 00 et les parallèles 24° 00 et 27° 00, il s'étend sur près de 50.000 km<sup>2</sup>.

#### **III.2. Situation géologique (FIG I-1) :**

Il est limité :

- Au nord par le plateau de Tademaït et l'ensellement de Djoua, qui le sépare du bassin de Timimoun.
- Au Sud il admet le bouclier Touareg, comme limite méridionale.
- A l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti, le séparant du bassin de Reggane et la cuvette de Sbaa.
- A l'Est par le mole d'Arak-Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.



*FIG I-1 : Situation géologique du bassin Ahnet*

### III.3.TECTONIQUE :

Le bassin de l’Ahnet se distingue des autres bassins de la plate forme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. Le bassin de l’Ahnet se présente sous forme d’une dépression avec un axe d’allongement Nord- Sud.

Par sa position, le bassin de l’Ahnet se trouve à l’approche de la zone de suture entre le Craton Ouest Africain stable depuis l’Orogenèse Eburnéene et le bouclier Targui cratonisé au cours du cycle Panafricain, leur collision a certainement crée une tectonique cassante au niveau du substratum.

L’image structurale actuelle a principalement été acquise lors de l’Orogenèse hercynienne qui a complètement modelé ce bassin fortement influencé par la tectonique héritée du Panafricain, (A. Rahmani).

Ces évènements ont donné naissance à trois domaines structuraux bien distincts qui sont :

### III.3.1. Ahnet oriental :

C'est une zone structurellement haute, limitée :

- A l'Est par le mole d'Idjerane M'Zab.
- A l'Ouest par l'accident sub méridien de Fogarrét Ezzoua, Foug Belrem.
- Au Sud passant par Zini et Gour Bouchreiss.

### III.3.2. Ahnet central :

Elle est située entre l'Ahnet occidental et l'Ahnet oriental. Elle constitue la zone la plus profonde du bassin révélant des aspects structuraux légèrement différents des zones précédentes.

Elle montre de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hammar, Garet El Guefoul, Oued Djaret, Tirechoumine.

Ces structures sont associées à des failles verticales avec des rejets importants pour une plate forme considérée stable.

### III.3.3. Ahnet occidental :

Elle représente un môle séparant le bassin de l'Ahnet de celui de Reggane. Cette zone est structurellement haute et étroite, elle est limitée à l'est par un accident venant du Nord d'Akabli et passant approximativement par l'Adrar Morat au Sud.

## III. 4. STRATIGRAPHIE ( FIG I-2 ) :

### III.4.1. Le substratum :

Les dépôts paléozoïques de l'Ahnet repose en discordance sur le substratum .Ce dernier est d'âge Précambrien il pourrait être de même nature que celui des Egglabs (W.E.C, 1995).il comprend deux unités différentes ; le socle et la partie sommitale infracambrienne.

#### III.4.1.1. Le socle :

Il est de nature volcano-métamorphique, formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boujemaa, 1987) il semble être de même nature et de même âge que le pharusien occidental affleurant au Hoggar occidental (Beicip, 1972).



### III.4.1.2. La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet :

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

La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par Ait Kaci en 1984, Fabre et Al en 1985, comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, conservés au niveau des bordures du Craton Ouest africain.

Considérée en partie d'âge Cambrien, (Caby, 1970), elle correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire et présentant les produits de démantèlement de la chaîne pharusienne.

Le précambrien est formé essentiellement par des roches ignées, associés a des roches métamorphiques qui ont été le résultat des attribues au cambrien précoce et déformés avant une phase érosive conduisant à la formation d'une vaste pédiplaine marquant le top de l'unité par la discordance tassilienne.

### III.4.2. La couverture paléozoïque :

Au niveau du bassin de l'Ahnet les terrains paléozoïques sont assez complets présentant des séries allant du cambrien inférieur au carbonifère (Beuf, 1971).

Cette couverture est séparée du socle par la discordance infra- tassilienne ; et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne.

Cette couverture paléozoïque 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.
- Avant pays tassilien ou plateau pré-tassilien.

### III.4.2.1. Le Cambro-Ordovicien :

#### III.4.2.1.1. Le Cambrien (Unité II):

Le cambrien est séparé du précambrien par la discordance infra- tassilienne.

Cette unité est formée de bas vers le haut par :

- Des grés grossiers à conglomératiques à stratification oblique indiquant le milieu de dépôt fluviatile avec une influence marine vers le sommet.
- Au dessus de ces derniers dépôts, on rencontre des grés de plus en plus fin, bien lités avec la présence de Skolithos, et l'apparition de faune marine, ce qui indique le faciès mixte ou de transition.

#### III.4.2.1.2. L'Ordovicien :

L'Ordovicien se compose des formations suivantes de la base vers le sommet :

- **l'Ordovicien inférieur :**

Il comprend les unités **III<sub>1</sub>**, **III<sub>2</sub>** de la formation des Ajjers, limité à la base par les grés de Méribel et au toit par les quartzites de Hamra.

- ❖ **Unité III<sub>1</sub> :**

Allant de quelques dizaines de mètres à l'Est du bassin, à plus de 200m vers le Nord Ouest enregistrant une transgression. Cette unité comprend :

- **Les Grés de Miribel :**

Le top de la formation est un Complexe argilo gréseux, composé d'une alternance de grés quartzitiques gris vert, notons la présence de glauconie et la pyrite (Dépôts tidaux et deltaïques).

- **Les argiles d'El Gassi :**

Argiles noires et micacées à passées de silstones avec la présence de la glauconie qui représente le résultats d'une transgression majeure (plate-forme ouverte et rampe) ;

- **Les grés d'El Atchane :**

Formées essentiellement par des grés moyens à grossiers gris clair à blanchâtre, moyennement consolidés contenant des débris de brachiopodes, la glauconieux et silico-argileux avec de rares passées argileuses indurées et silteuses (marin peu profond à deltaïque) ;

**❖ Unité III<sub>2</sub> :**

Cette unité correspond a :

**➤ Les quartzites de Hamra :**

Ce sont des dépôts marins peu profonds, qui reposent en discordance sur les grés d'El Atchane, elles sont formées essentiellement de grés quartzitiques et de quartzites ; On note aussi la présence de Skolithos avec des passées d'argile,elles sont généralement fissurées .

L'épaisseur de ce niveau est estimée de 50 à 250 m et qui est sus jacente à la discordance anté Arénigienne (Dévonien inférieur), marquant un épisode de soulèvement (Plate-forme sous influence de la tempête) ;

**❖ Unité III<sub>3</sub> :**

Elle s'est formée suite a un autre soulèvement, suivi d'une transgression marine Nord et Nord Ouest. Cette unité repose en discordance sur la formation des Ajjers

**➤ Les grés et les argiles de d'Ouargla :**

Cette formation repose en discordance sur les quartzites de Hamra. Elle est représentée par des alternances de grés blancs à gris clair, avec des argiles légèrement carbonatées.

**➤ Les argiles de Tiferouine :**

C'est une formation d'argile noire indurée silteuse et micacée parfois pyriteuse avec des fines passées variées de grés quartzitique ou quartzite gris clair très fin.

**➤ Les argiles d'Azzel :**

Formées généralement d'argiles gris foncé à gris noir, indurées, silteuses, micacées parfois carbonatées avec des passées de grés gris à gris clair, fins à très fins, quartzitiques, compacts et durs (plate-forme ouverte et rampe) ;

**• l'Ordovicien moyen :**

Il comprend l'unité IV :

**❖ Unité IV :**

Ces formations sont installées suite à un soulèvement et sur cette surface s'est installée une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre (04) cycles de glaciation avec une importante surface de discordance attribuée à cette unité qui comprend les formations suivantes :

➤ **Les grés d'Oued Saret :**

Sont représentés par des grés gris clair à gris foncé, compacts, à ciment silico-argileux à fines passées d'argiles noires parfois légèrement dolomitiques (fluviale à tidal) ;

➤ **Les grés d'El Goléa :**

Ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argile et de silstones.

• **l'Ordovicien supérieur :**

Il comprend de bas vers le haut :

➤ **Les argiles micro -conglomératiques ou les argiles d'El Goléa :**

Ce sont des argiles noires, indurées, micacées pyriteuses avec des grains de quartz épais, subanguleux et anguleux avec parfois de fines intercalations de silstones argileux (front deltaïque, influence glaciaire) avec des passages de grés fins.

➤ **Les grés de Ramade (Dalle de M'ekratta) :**

Ils forment la partie sommitale de l'Ordovicien et présentent un faciès gréseux et quartzique ; ces grés quartziques sont gris à blancs, fins à moyens parfois grossiers avec parfois de fines intercalations d'argiles.

Ces dépôts ont subi une sédimentation rapide dans des conditions lacustres et fluvio – deltaïques, juste après les différentes périodes de glaciations.

**III.4.2.2. Le Silurien :**

Les dépôts siluriens reposent en discordance stratigraphique sur les grés de Ramade. Suite à la fonte des glaces ordoviciennes, la transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organique dans les paléovallées glaciaires avant de venir recouvrir l'ensemble des paléoreliefs. Il est composé essentiellement par des argiles qui sont subdivisées en trois membres :

- **Membre inférieur :** (Llandovérien moyen au Wenlockien supérieur) : C'est des argiles gris noir silteuses, micacées et pyriteuses avec quelques bancs calcaires et gréseux ;

- **Membre moyen :** (Ludlovien au Pridolien supérieur) :

Sédimentation argileuse avec quelques passées calcaires et gréseuses ;

- **Membre supérieur :** (fin du Pridolien supérieur – base du Lochkovien) :

Sédimentation argileuse avec augmentation des niveaux gréseux annonçant les dépôts argilo-gréseux de la zone de passage d'âge Dévonien.

### III.4.2.3. Le Dévonien :

Il est subdivisé en trois sous systèmes :

- Dévonien inférieur
- Dévonien moyen
- Dévonien supérieur.

- **Dévonien inférieur :**

Comparativement aux deux sous-systèmes, il présente une plus grande extension géographique.

- **Gédinnien :**

C'est un ensemble argilo-gréseux, composé essentiellement d'alternances plus ou moins régulières d'argiles grises à gris foncé, feuilletées, silteuses, micacées, légèrement dolomitiques, et de grés gris à blancs, fins à moyens, localement grossiers à ciment siliceux devenant parfois quartzitiques et de fines passées de silstones gris, argileux, micacés et durs compacts.

- **Siegénien :** *barre quartzique.*

Cette barre massive, compacte, complètement azoïque est représentée par des grés fins à moyens parfois grossiers, gris clair et gris brun à ciment siliceux à silico-carbonatés, micacés, avec de rares passées d'argiles gris foncé à noires, siliceuses, micacées et localement pyriteuses.

- **Emsien :**

Il est d'une large extension dans les deux bassins où a été épargné par l'érosion hercynienne. Par contre, il est érodé sur les parties élevées des ensembles d'Azzène et d'Azzel Mati. L'Emsien est représenté par une série argilo-gréseuse grise à gris noir, silteuse, micacée, souvent très fossilifère.

- **Le Dévonien moyen :**

Le Dévonien moyen connaît un retour à des conditions marines avec dépôts des argiles puis des calcaires du Givétien.

Il est représenté par les étages ; l'Eifelien et Givétien.

➤ **L'Eifelien** (ancien Couvinien) :

Il est composé d'argiles gris foncé localement carbonatées à passées de silstones et de calcaires argileux.

➤ **Givétien** :

Il est représenté à prédominance calcaire avec encore quelques intercalations argileuses noires plus ou moins schisteuses.

• **Le Dévonien supérieur** :

Il correspond aux formations des argiles de Marhouma ou de Temertasset, son épaisseur atteignant 1400 m dans les parties les plus subsidentes du bassin de Timimoun. Il est subdivisé en trois formations : Frasnien, Famennien et Strunien.

➤ **Frasnien** :

Il débute par un banc calcaire microcristallin souvent argileux avant de laisser place à des argiles gris foncé à noires parfois entrecoupées de bancs de calcaires blanchâtres. Les argiles basales noires et radioactives constituent d'excellentes roches mères, comparables au Hot Shales du Silurien basal.

➤ **Famennien** :

Il se compose d'argiles gris foncé à noires, plus ou moins charbonneuses, pyriteuses et très fossilifères avec quelques bancs calcaires gris foncé.

Le Frasnien et le Famennien (excepté le Strunien) sont dans la logique de dépôts du Dévonien moyen avec une sédimentation franchement marine (argiles). Il faudra attendre la fin du Famennien (Strunien) pour voir réapparaître du matériel terrigène en relation avec une régression.

Le passage Dévonien supérieur – Carbonifère est marqué par le Strunien (actuellement rattaché au Famennien terminal). Le Strunien correspond à la formation des grés inférieurs de Kahla composés d'alternances de grés fins siliceux à silico-quartziques, de silstones gris blanc à gris clair et d'argiles vertes à gris foncé fossilifères.

#### III.4.2.4. Le Carbonifère :

Il est très épais dans le bassin de Timimoun (plus de 1500 m dans la partie centrale) qui faisait partie à cette époque du grand bassin carbonifère de Bechar – Timimoun – Ahnet. Il comprend deux termes :

➤ **Tournaisien :**

Généralement il débute par des argiles noires, indurées, feuilletées, silteuses, pyriteuses, micacées avec de fines passées de grés gris blanc, fins avec un ciment siliceux. Vers le milieu de cette formation en tendance à voir des argiles gris foncé à noires, finement micacées, traversées par endroits par des tubulures gréseuses verticales, comprenant de fines intercalations irrégulières lenticulaires ou nodulaires de grés fins gris à gris verdâtre.

➤ **Le Viséen :**

Il est formé d'argiles grises à gris foncé, silteuses, micacées, parfois légèrement carbonatées avec de films centimétriques de grés blancs à gris clair, fins, légèrement micacés. Du point de vue paléontologique, on a rencontré dans les argiles des Crinoïdes, des débris de Lamellibranches et des Brachiopodes. On note aussi un affleurement des argiles à Goniatites donnant un âge Viséen supérieur.

Ainsi, on peut, par endroit, trouver le Namurien qui est représenté essentiellement par de grés parfois rouges caractérisant le Namurien continental, avec des intercalations de calcaires et d'argiles

#### III.4.3. Le Mésozoïque :

Les séries mésozoïques sont peu répondues dans le bassin de l'Ahnet, il sont représentés par des dépôts continentaux intercalaires ou de roches tertiaires plus jeunes, qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques.

##### III.4.3.1. Le Crétacé :

• **Le Crétacé inférieur :**

Il est représenté par des argiles versicolores, avec des passées de calcaire dolomitiques micro cristallin.

• Le Crétacé supérieur :

Il est représenté par des formations gypsifère à gypse saccharoïde argiles, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques rouges légèrement carbonatées.

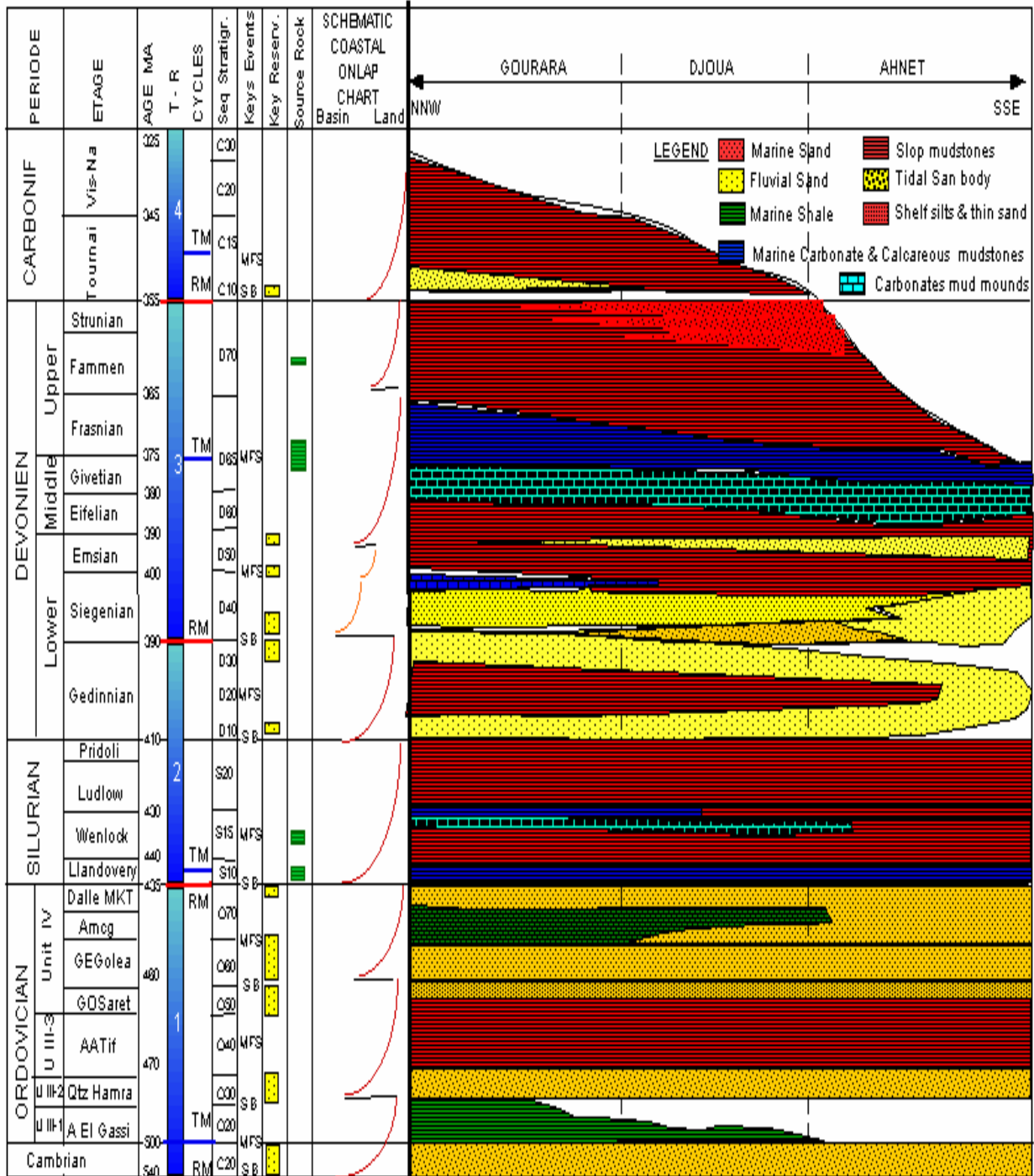


FIG I-2 : Colonne stratigraphique du bassin Ahnet (Wec- 2007)



### **III.5. Evolution paléostructurale du bassin de l'Ahnet :**

La reconstitution du cadre géodynamique global ainsi que l'évolution des environnements de dépôts et leurs relations avec la succession des contextes paléogéographiques commandés par la paléoclimatologie, la pléohydrogéologie, la structuration des bassins et la dynamique des milieux dans un cadre général, vue planétaire, permet la compréhension de l'origine des discontinuités dans un but d'établir l'architecture du bassin et les attribués aux grandes phases ayant joué à l'échelle planétaire.

#### **III.5.1. La phase Panafricaine :**

La tectonique précambrienne et particulièrement la phase panafricaine sont à l'origine d'un grand réseau de fracturation caractérisé par des accidents sub-méridiens verticaux, soulignés par des mylonites. Ces accidents sont interprétés comme des décrochements à rejet horizontal pouvant atteindre 100 km. Les accidents dextres sont décalés par un réseau de failles conjuguées Nord Est -Sud Ouest tandis que les sénestres sont affectées de failles Nord Ouest-Sud Est. Ce système est interprété comme résultant d'une contrainte compressive maximale horizontale orientée Est Ouest. Il s'étend du Hoggar au Nigeria et s'explique par le poinçonnement d'un bouclier est africain plastique par le Craton Ouest Africain plus rigide. Ces accidents sont au moins d'âge panafricain tardif et peut-être plus anciens.

#### **III.5.2. La phase Cambro-Ordovicienne :**

La phase orogénique panafricaine, prenant fin au cours du Cambrien, est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les structures et les reliefs. Il se forme une vaste pédiplaine caractérisée par un léger plongement vers le nord comme en témoigne l'homogénéité parfaite des directions de transport observées dans les dépôts sus-jacents.

Les séries Cambro-Ordoviciennes montrent, localement, qu'une instabilité tectonique a accompagné leur dépôt. Des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre d'accidents N-S sont visibles tant en surface à Foum Belrem qu'en subsurface dans la zone orientale du môle d'El Biod. Des roches volcaniques, intercalées dans les grès du Cambrien ou les argiles trémadocienne d'El Gassi, ont été forées dans la région d'Hassi Messaoud. Des épisodes volcaniques équivalents sont signalés dans le sud tunisien où deux niveaux de basaltes sont intercalés dans la formation argilo gréseuse trémadocienne de Sanhar.

Ces phénomènes et, tout particulièrement l'importance des roches volcaniques, sont en faveur d'une distension non négligeable. La subsidence initiale a créé une architecture de bassins en blocs basculés dont les apex, diversement décapés, vont être scellés par les formations marines post-rift. Ces formations, d'âge variant de l'Arenig supérieur au Llanvirnien, reposent en discordance sur les séries antérieures et même parfois sur le socle.

### **III.5.3. La phase Taconique ( Caradoc) :**

La distension Cambro-Ordovicienne, où l'on décèle déjà les grandes lignes des futurs bassins de la Plate-forme Saharienne, est suivie d'une transgression généralisée d'âge Arénigien-Llanvirnien.

Au Caradoc, un changement de contraintes avec des mouvements compressifs le long des accidents sub-méridiens entraîne des bombements régionaux, en particulier sur les boucliers Réguibate (Eglab) et Touareg (Hoggar). Ces soulèvements entraînent une érosion atteignant le socle. On leur attribue un âge allant du Caradoc à l'Ashgill, pouvant donc correspondre à la phase de compression taconique. A la même période, un changement climatique provoque l'installation d'une calotte glaciaire centrée sur le Sahara central. Les dépôts sont, en effet, à caractère glaciaire et périglaciaire avec de nombreuses discordances de ravinement atteignant parfois le socle.

### **III.5.4. La phase Silurienne :**

A la phase glaciaire succède la fonte de la calotte, et l'eustatisme engendre une transgression généralisée. Celle-ci atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à Graptolites, riches en matière organique. Des sondages ont traversé des séries volcaniques indiquant un régime distensif.

### **III.5.5. La phase Calédonienne :**

Le Silurien est caractérisé par des argiles noires se chargeant progressivement de matériel détritique provenant du Sud Est. Un certain nombre de discordances locales sont le signe avant-coureur de la phase tectonique fin Silurien et Dévonien précoce. Le soulèvement général qu'entraîne cette phase est suivi d'une période d'érosion et de nivellement des structures.

### **III.5.6. La phase Dévonienne :**

Le Dévonien inférieur est le siège de différents phénomènes tectono-sédimentaires.

D'une part, on observe des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens. D'autre part, dans les parties méridionales et orientales du Hoggar, du volcanisme est connu sous forme de coulées basiques intercalées et parfois remaniées dans la formation d'Efeimazerta. Ces phénomènes sédimentaires et volcaniques indiquent une phase distension d'âge Lochkovien-Praguien qui a provoqué le rejeu synsédimentaire de failles et de structures préexistantes. Mouvements du Dévonien moyen et supérieur La discordance frasnienne est en fait la superposition de deux discordances. La première d'entre elles est située juste au dessus de l'Emsien, et en érode parfois la partie supérieure. La seconde, située au mur du pic radioactif intra-Dévonien supérieur, érode les formations antérieures pour se superposer à la discordance précédente. Cette discordance est suivie d'une sédimentation transgressive marine. Au stade actuel, il est difficile de dire si ces discordances résultent de mouvements compressifs, distensifs ou de variations eustatiques entraînant de légères érosions locales.

### **III.5.7. La phase poste Faménnienne :**

La micropaléontologie met en évidence une lacune du Famennien. En effet, les bassins ouest et nord sahariens montrent, dans un dispositif en arête de poisson, un onlap général du Carbonifère sur différents termes dévoniens. Les diagraphies ont confirmé le même phénomène de discordance à la base du Carbonifère qui amène le Tournaisien supérieur en discordance sur le Dévonien anté-Famennien.

### **III.5.8. Les mouvements Hercyniens :**

Ils sont divisés en mouvements précoces (Viséen) et majeurs (Paléozoïque terminal). Les cartes isopaques de l'ensemble Tournaisien-Viséen inférieur du bassin d'Illizi montrent l'influence des mouvements tectoniques sur la sédimentation. L'analyse microstructurale indique une direction de serrage N40°, compatible avec les structures Nord Ouest-Sud Est.

## IV. CADRE GEOLOGIQUE DE GARET EL GUEFOUL :

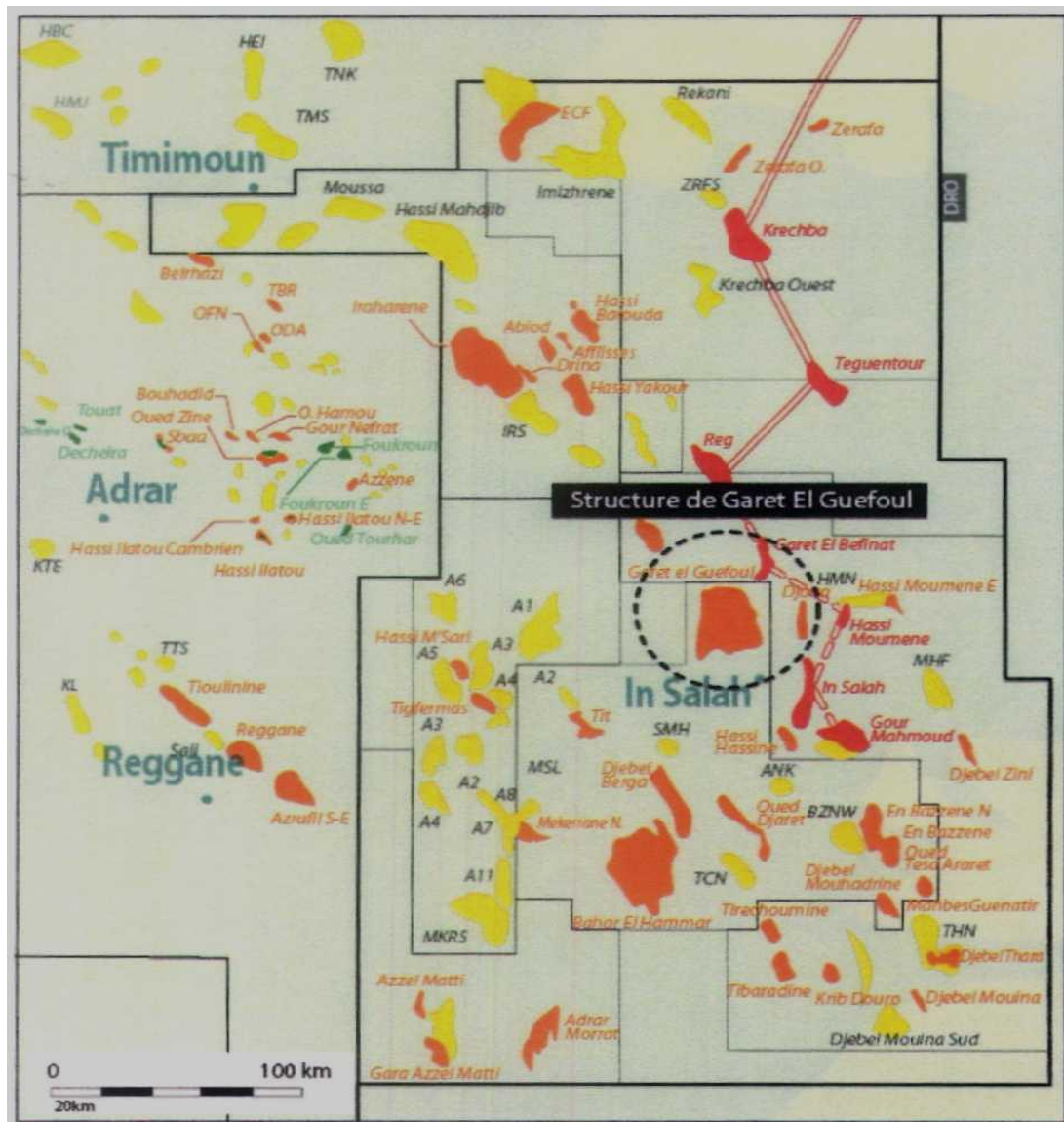
### IV.1. Situation géographique :

La structure de Garet El Guefoul se situe dans la partie centrale du sud algérien, à environ :45 km Ouest de la ville d'IN SALAH et 1250 km sud d'Alger.

Plus précisément entre les parallèles 27°15'-27°35' Nord et les méridiens 2°00'-2°15' Est

### IV.2. Situation géologique ( FIG I-3 ) :

La structure de Garet El Guefoul se situe au Nord de la partie centrale du bassin de l'Ahnet. Sur la zone de jonction entre les deux dépressions Ahnet et Gourara. Cette structure est située sur le bloc 341b du périmètre de l'Ahnet.



*FIG I-3 : Situation géographique du champ de Garet El Guefoul*

### IV.3. La structure :

Cette structure est compartimentée par de nombreuses failles inverses orientées Nord Ouest / Sud Est et Nord Sud.

L'accumulation de Garet el Guefoul qui est située dans la partie Nord Est du bloc 341 à moins de 40 km à l'ouest de la ville de In Salah ; représente une imposante structure anticlinale de direction générale Nord Nord Ouest-Sud Sud Est compliquée par de nombreuses failles.

La vaste structure anticlinale de Garet el Guefoul, de forme circulaire avec un flanc Ouest relativement plus raide que le flanc Est

Dans la partie centre –sud se dessinent deux culminations séparées par un graben et semble se présentées comme deux entités bien distinctes.

La surface fermée au toit des principaux réservoirs de l'ordovicien est de l'ordre de 750 km<sup>2</sup> et la fermeture verticale de 1200 m.

### IV.4. Intérêt pétrolier :

#### IV.4.1. Introduction :

Les accumulations d'huile et de gaz rencontrées récemment dans les réservoirs

Cambro- Ordovicien de Garet El Guefoul et plus particulièrement, les unités **IV** et **III** de l'Ordovicien, et qui sont alimentées par les argiles de Silurien qui constitue la roche mère principale, indiquent que cette région renferme un important potentiel pétrolier qui reste à définir.

#### IV.4.2. Historique d'exploration :

Cette structure anticlinale a été mise en évidence par l'interprétation des travaux gravimétriques et magnétométriques réalisés par la CREPS entre 1955 et 1956 précisée et confirmée par l'interprétation des travaux sismiques réalisés par SONATRACH entre 1971 et 1981

Cinq (05) forages profonds ont été réalisés :

➤ *Puits Garet El Guefoul 1 (GF-1) :*

Il a été réalisé par la Sonatrach en 1973 implanté sur le flanc Est, a reconnu les principaux réserves du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien et arrêté dans la série des Quartzites de Hamra à 2482 m

Le Gédinnien a livré un très faible débit de gaz inférieur à 500 m<sup>3</sup>/h

➤ ***Puits Garet El Guefoul 2 (GF-2) :***

Il a été réalisé par la Sonatrach en 1990/1991, implanté et réalisé sur une culmination secondaire du périclité Sud de la structure, a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et du Cambro-Ordovicien.

Il a été arrêté dans l'Infracambrien à la profondeur 2791 m.

Le réservoir de la partie supérieure de l'Ordovicien (unité IV) est productif de gaz sec (Environ 228.500 m<sup>3</sup>/j).

➤ ***Puits Garet El Guefoul 3 (GF-3) :***

Il a été réalisé par la Sonatrach en 1991, implanté et réalisé au top de la structure, a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et du Cambro-Ordovicien.

Il a été arrêté dans le Cambrien à la profondeur 2506 m.

Le réservoir de la partie supérieure de l'Ordovicien est productif de gaz sec (Environ 224.000 m<sup>3</sup>/j).

➤ ***Puits Garet El Guefoul 4 (GF-4) :***

Il a été réalisé par la Sonatrach en 1992, implanté et réalisé dans la partie Nord Ouest de la structure, a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et du Cambro-Ordovicien.

Il a été arrêté dans la série des Quartzites de Hamra à la profondeur 2575 m

Seuls quelques indices de gaz ont été enregistrés au niveau des réservoirs du top de l'Ordovicien.

➤ ***Puits Garet El Guefoul 5 (GF-5) :***

Il a été réalisé par la Sonatrach en 2006, implanté et réalisé sur le flanc sud de la structure, a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et du Cambro-Ordovicien.

Il a été arrêté dans le Cambrien à la profondeur 2750 m.

#### **IV.4.3. Réservoirs Ordovicien :**

Au niveau du gisement de Garet El Guefoul les principaux réservoirs sont représentés par les séries gréseuses du Cambro-Ordovicien comme objectif primaire.

Seuls les réservoirs de la partie supérieure représentés par les séries gréseuses de l'unité IV (grés d'El Goléa et dalle de M'krata) et le réservoir de l'unité III-2 (les Quartzites de Hamra)

se sont avérés intéressants à Garet El Guefoul. A cette époque, l'actuel désert du Sahara est alors proche du pôle sud sous un climat froid atteignant un pic glaciaire. Il est représenté par des dépôts fluviatiles et deltaïques, généralement par des grès quartziques néanmoins dans les zones où la fracturation est importante.

Grès d'El Goléa Si les qualités pétro physiques primaires sont relativement faibles, la fracturation qui est très dense, particulièrement dans la zone centrale de la structure, a grandement contribué à l'amélioration des qualités de réservoir et par voie de conséquence au drainage des hydrocarbures.

Grès d'Oued Saret: ce réservoir est siliceux et relativement compact.

Quartzites de Hamra représenté par des grès quartzitiques compacts, localement fracturés.

#### **IV.4.4. Roche mère et maturation :**

Les roches mères potentielles génératrices de gaz dans le bassin de l'Ahnet sont essentiellement les argiles radioactives de la base du Silurien et du Frasnien, avec un potentiel en gaz assez important.

L'épaisseur des argiles radioactives du Silurien varie de quelques mètres au niveau de la structure de Garet El Guefoul.

Actuellement on reconnaît au moins deux (02) phases de génération de gaz:

- une première à partir du Dévonien supérieur avant la structuration hercynienne, et qui est la plus importante
- la seconde synchrone à la structuration hercynienne et relativement moins importante que la précédente.

#### **IV.4.5. Roche couvertures :**

L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs du l'Unité IV. Quant à l'unité III-2, ce sont les argiles ordoviciennes de l'Unité III qui forment leur couverture.

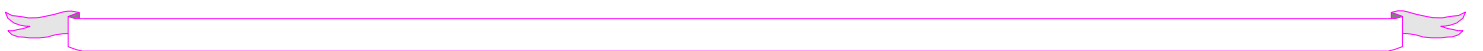
La présence des failles à fort rejet est de nature à favoriser une dismigration et réduit par conséquence le taux de remplissage des structures.

Pour les réservoirs du Dévonien inférieur, la couverture est assurée par les argiles du Frasnien et de l'Emsien.



*Chapitre II*  
*Chapitre II*

**METHODOLOGIE**





## I. INTRODUCTION :

L'analyse et l'interprétation des données géologiques sur la région de Garet El Gueffoul sont nécessaires à la reconstitution de l'évolution structurale. Cette analyse comporte une approche de surface et une approche de subsurface afin de retrouver l'agencement des différentes couches en profondeur, déterminer leurs natures, leurs contenus, et retracer l'histoire géologique.

## II. Méthode d'Analyse de la courbure :

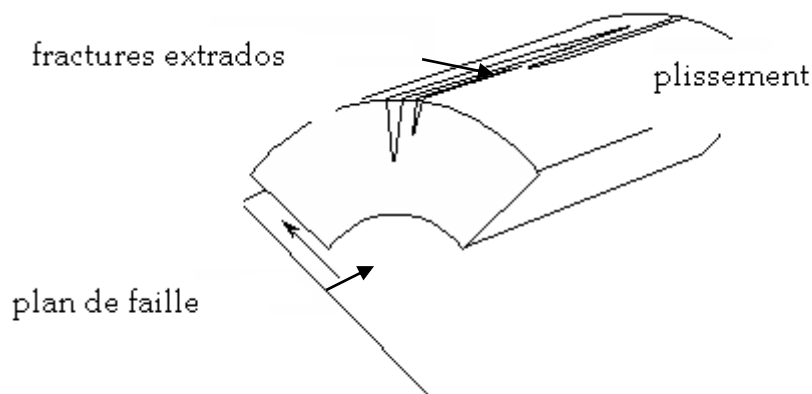
L'analyse de la courbure peut être utilisée pour définir des failles peu importantes quelque fois (c'est-à-dire des failles avec des rejets verticaux inférieur à la résolution sismique) ou bien les régions hautement fracturés (Stewart & Podolski, 1998). Cette analyse comporte deux (02) étapes

### I° Etape :

On charge le cube sismique 3D de la région d'étude sur le soft PETREL afin de faire une corrélation sismique du toit de l'Ordovicien pour générer une grille sismique (surface sismique) de résolution 25m/25m.

Nous tenons à préciser que cette corrélation c'est faite par la méthode automatique pour mettre en évidence le faible saut d'amplitude parce que ces sauts d'amplitudes peuvent marquer la présence de faille subsismique ou bien les couloirs de fracturation. Dans ce cas, l'emplacement de fractures a souvent été en rapport avec les failles peu importantes et permet de déduire de petites flexures.

De l'autre côté, beaucoup d'auteurs ont aussi décrit le rapport entre les plis et le développement de fractures à une variété de balances. Elles sont connues des fractures extradors (FIG II-1). Dans ce cas, la fracturation a été en rapport avec la variation spatiale des tensions. Plusieurs travaux ont déjà noté un rapport entre les régions de haute courbure et la densité des fractures: dans la mer du nord (Rijks & Jauffred, 1991) et en Amérique du Nord (Antonellini & Aydin, 1995).



**FIG II-1 : fracturation liée à un plissement**

*Etape 2 :*

Les surfaces géologiques interprétées de la sismique 3D sont décrites généralement sur les grilles sismiques (surface sismique) qu'on charge sur le modélisateur de fracturation « FRACA » pour exécuté quelques lissages de ces surfaces a différents degrés de 200 à 05. Ce filtrage est appliqué pour enlever le bruit sismique. Il est aussi exécuté pour enlever les traits structuraux de plus courte longueur d'onde. La longueur d'onde qui a l'influence la plus forte en fracturant, l'intensité et la distribution de différents sauts d'amplitudes sont encore des problèmes de discussion. Par conséquent, plusieurs intensités du lissage doivent être vérifiées par enchaînement.

Après l'établissement de différentes cartes d'attribut de courbures a différents degrés de lissage, nous analysons la courbure dans chaque carte à fin de générer des cartes de linéament et déterminer ainsi l'emplacement du potentiel déformé ou fracturé du toit de l'horizon étudié.

### **III. Méthodes d'approche de subsurface :**

Les cartes en isobathes et en isopaques sont des outils de base qui servent à illustrer l'architecture d'un horizon en profondeur. Les aspects abordés sont : les ensembles topographiques, les types de structures, les types de reliefs, la géomorphologie dynamique.

Leur but est de développer une approche méthodologique en photo-interprétation.

**III. 1. Carte en isochrones :**

Elle montre en plan la géométrie d'un horizon en subsurface, les courbes en isochrones sont exprimées en temps double ou simple mis par l'onde sismique pour parcourir la distance entre la surface et l'horizon en question.

**III. 2. Carte en isopaques :**

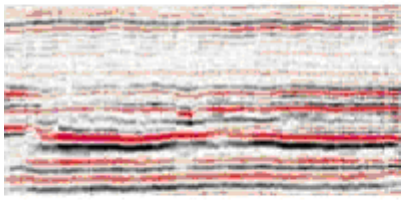
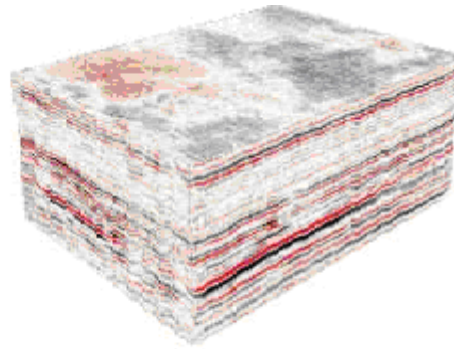
Elle permet d'indiquer l'extension régionale et l'épaisseur d'une unité stratigraphique ou lithologique. Les valeurs indiquées correspondent à l'épaisseur de sédiment compacté (en fonction de la profondeur) et parfois à l'épaisseur résiduelle, si celle-ci se trouve sous une surface d'érosion.

Dans notre cas, la majeure partie des formations s'est déposée sur une plate-forme continentale sous une tranche d'eau souvent faible. Les épaisseurs ainsi exprimées seront intimement liées aux mouvements verticaux du substratum. La succession de ces images statiques pour une tranche de temps considéré retrace l'évolution géologique du champ. La correction de pendage n'est pas effectuée car il est négligeable.

**III. 3. La sismique :**

C'est la méthode géophysique la plus utilisée elle étudie les variations de la vitesse sismique du sous-sol, qui sont en relation avec la dureté, le degré de consolidation et la saturation. Avec cette méthode on peut distinguer la roche compacte du terrain meuble, la roche compacte et la roche altérée, les zones fracturées dans une roche saine, le niveau de la nappe phréatique.

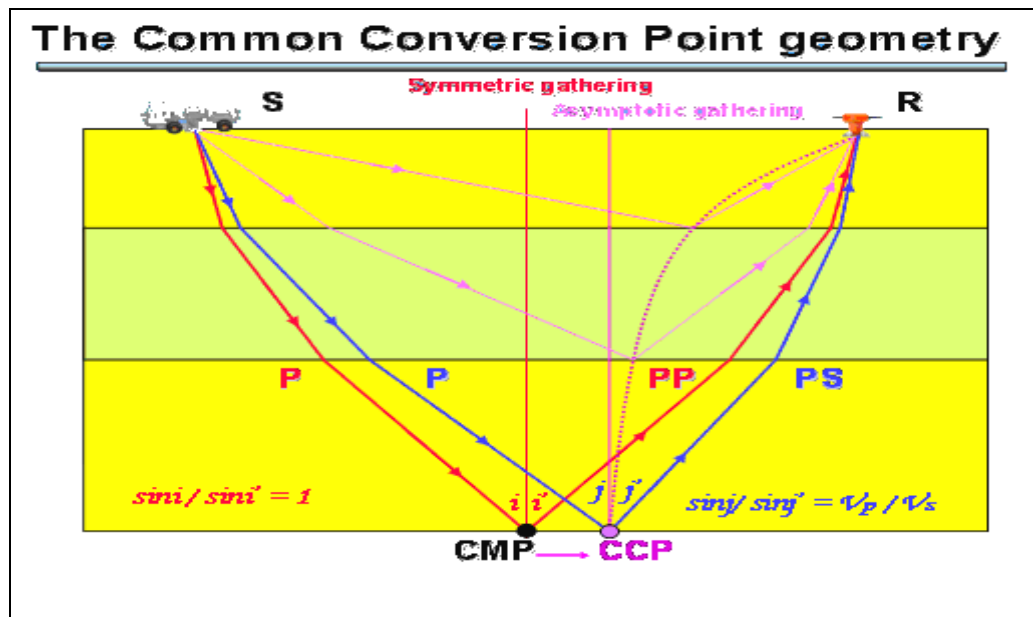
En recherche pétrolière il s'agit essentiellement de sismique réflexion. Cette technique fournit une échographie du sous-sol à 2 dimensions (FIG II-2) ou à 3 dimensions (FIG II-3). Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu en utilisant les vitesses issues des données sismiques de surface.

**FIG II-2 : Sismique réflexion 2D****FIG II-3 : Sismique réflexion 3D**

La sismique de puits est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais peut être également utilisée en phase d'exploitation en sismique répétitive pour l'étude du gisement au cours du temps

La réflexion sismique fait appel à des sources d'énergie artificielles, comme la dynamite ou des vibrations provoquées par le vibroseis, pour produire des ondes de choc. L'énergie sismique se déplace vers le bas et traverse différentes couches de roches, puis est renvoyée à la surface où, à l'aide de géophones, elle est captée et enregistrée sur des instruments numériques. Ces données sont ensuite traitées de façon à produire des profils sismiques. Les lignes pâles et foncées permettent de savoir dans quelle mesure il y a eu réflexion à partir des couches de roches. L'axe vertical des profils, le plus souvent en unités de temps, révèle la durée des déplacements de l'énergie vers le bas jusqu'au point de réflexion, puis de leur remontée vers le haut (FIG II-4).

L'analyse des données recueillies par la voie de la réflexion sismique, surtout de concert avec les résultats de forages d'exploration, peut en dire beaucoup au sujet des roches se trouvant sous la surface. La réflexion sismique est désormais un élément important de l'exploration pétrolière car elle permet de produire des cartes en courbes des couches souterraines et d'en dégager les types de roches présents, la composition des milieux sédimentaires et l'évolution d'origine tectonique.



**FIG II-4 : Principe de la sismique réflexion**

Généralement le profil sismique nous fournit :

- Les épaisseurs de couches distinctes de la partie du sous-sol non consolidée.
- La profondeur à la roche du fond.
- Le type de la roche du fond.
- L'intégrité du sous-sol et de la roche du fond.

### III. 4. Les Diagraphies :

Les diagraphies font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires et électriques ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide. Les plus couramment utilisés sont : le gamma ray, qui est une mesure de la radioactivité naturelle, le log gamma-gamma ou log densité et le log neutron- neutron qui sont des mesures de radioactivité provoquée.

#### III. 4. 1. Le Gamma Ray :

Le gamma ray permet de mesurer la radioactivité naturelle des roches au cours du forage. Son principe consiste à descendre dans le forage une sonde mesurant la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. Cet enregistrement apporte des informations lithologiques. Il met bien en évidence les charbons, comme les niveaux d'argiles (radioactivité élevée) qui constituent

souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol. D'autre part, le log gamma ray permet d'estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses.

#### **III. 4. 2. Le Log Neutron :**

Diagraphie de radioactivité provoquée qui fournit, après calibration, un indice d'hydrogène qui peut être directement relié à la porosité. Il nous permet de faire un découpage lithologique très précis.

#### **III. 4. 3. Le Log Densité :**

Aussi appelé Gamma-Gamma, c'est une diagraphie de radioactivité provoquée qui fournit après calibration la densité de la formation en  $g/cm^3$ . Il nous permet de faire un découpage lithologique très précis.

#### **III. 4. 4. Le Caliper :**

C'est un outil utilisé au cours du forage, il permet de mesurer le diamètre du trou de forage. Avec cet enregistrement on peut détecter une faille si le diamètre du trou est différent à ce lui que nous avons prévu.

#### **III. 4. 5. Le Log Sonique :**

Il est appelé aussi acoustique, c'est l'enregistrement du caractère des ondes qui sont transmises à travers la formation. Un enregistrement du temps de transit entre les deux récepteurs, en micro sec/pieds, est appelé log de lenteur. Lorsque l'on enregistre tout le train d'ondes à chaque récepteur, on parle alors d'acoustique.

#### **III. 4. 6. La Résistivité :**

C'est la Capacité d'un matériel à s'opposer au passage du courant électrique, exprimée en ohm.m, inverse de la conductibilité exprimée en mho/m. Cet enregistrement permet de détecter la présence d'une faille si on reçoit une contradiction sur une même zone traversée.

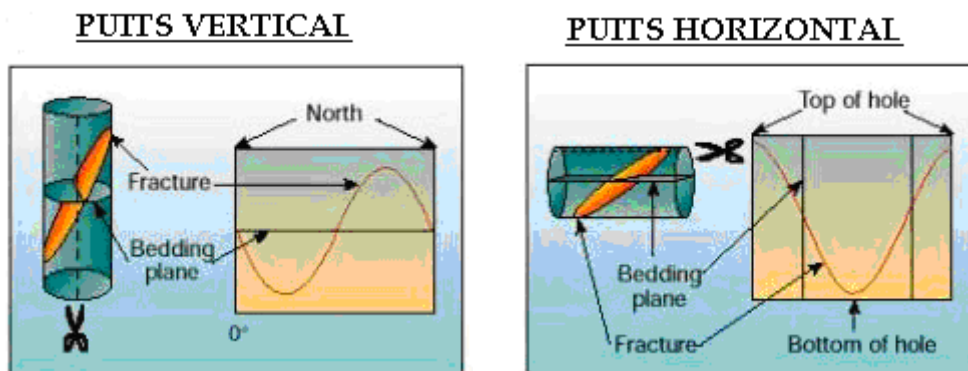
#### **III. 4. 7. Le log habillé :**

Il représente une colonne stratigraphique où on décrit les différents faciès pour chaque formation, des informations sur le pendage, et le positionnement des carottes prélevées et les Diagraphies effectués comme le Gamma ray et la Caliper.

**III. 4. 8. L'Imagerie U.B.I (FIG II-6) :**

L'imagerie acoustique et électrique a fait un pas considérable dans le domaine de la reconnaissance des formations en sub-surface tout en apportant des réponses aux questions qui bien souvent ont fait l'objet de polémiques dans l'interprétation des milieux de dépôts. Cet apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche dans le domaine de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour une fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes (imagerie de surface).

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'offrir une information détaillée de toute la paroi (couverte des fois jusqu'à 100%). Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au Top du trou dans un puits horizontal (FIG II-5).

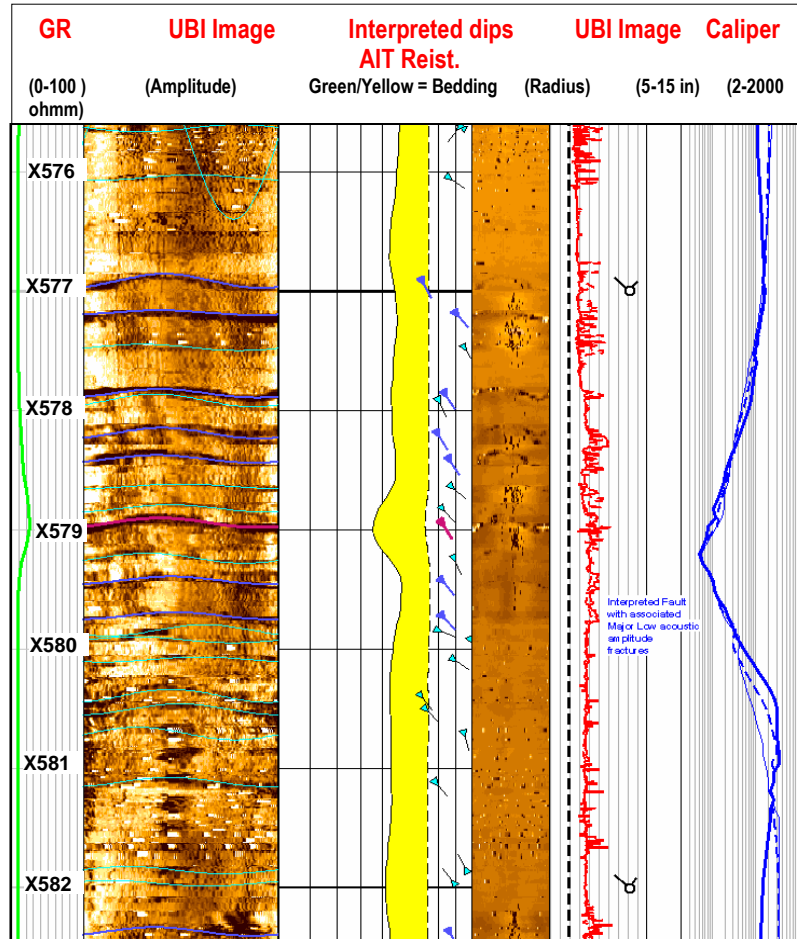


**FIG II-5 : Orientation de l'image sur puits verticale et horizontale**

Cette orientation est indispensable pour :

- . •La représentation complète du trou par image 360°.
- . •La détermination de pendage.
- . •La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- . •La détermination de la limite gré/argile, des intervalles de stratification minces.

- Fournit des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- Fournit une image détaillé du trou, avec une boue salé et une boue a base d'huile.
- Localisation et évaluation des intervalles de corrosions, l'usage mécanique,
- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.



**FIG II-6 : Le Log Imagerie U.B.I**

**III. 4. 8. 1. L'Outils utilisé et principe de fonctionnement**

L'outil d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se base sur les mêmes principes fondamentaux de la physique :

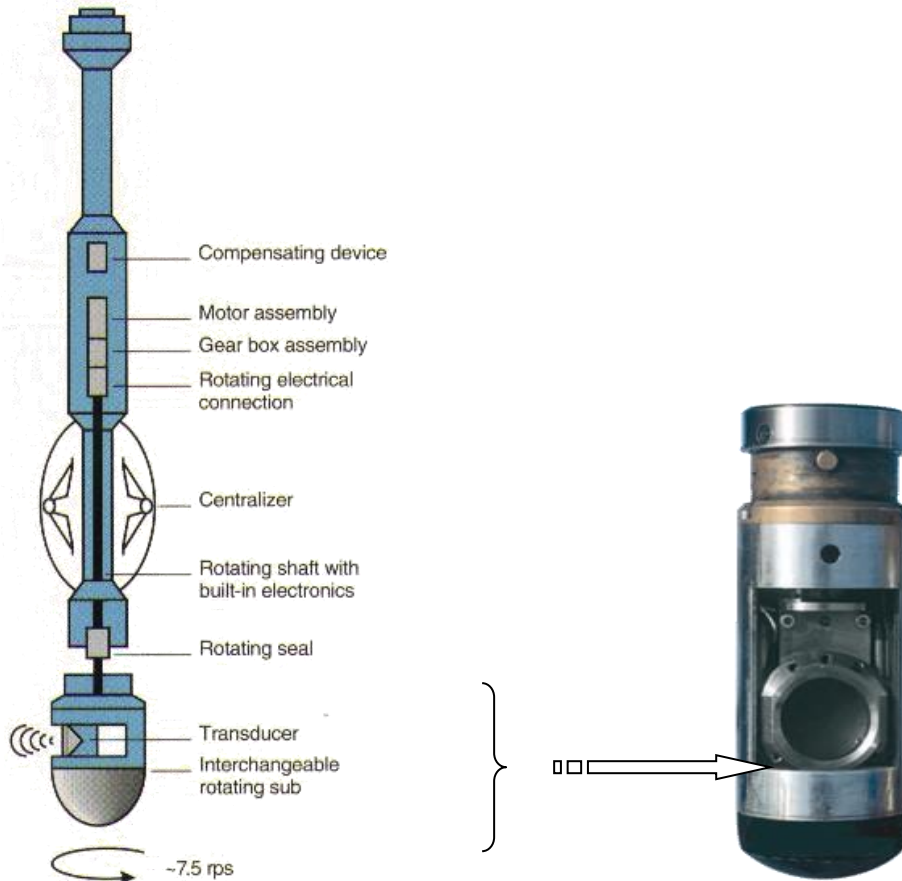
- Propagation des ondes acoustique dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchie.



- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

### L'UBI (Ultrasonic Borehole Imager) (FIG II-7):

L'UBI de la compagnie internationale Schlumberger présente les mêmes caractéristiques que celles de CBIL quoi que sa forme soit un peu différente ; il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continuité des parois d'un trou non tubé.



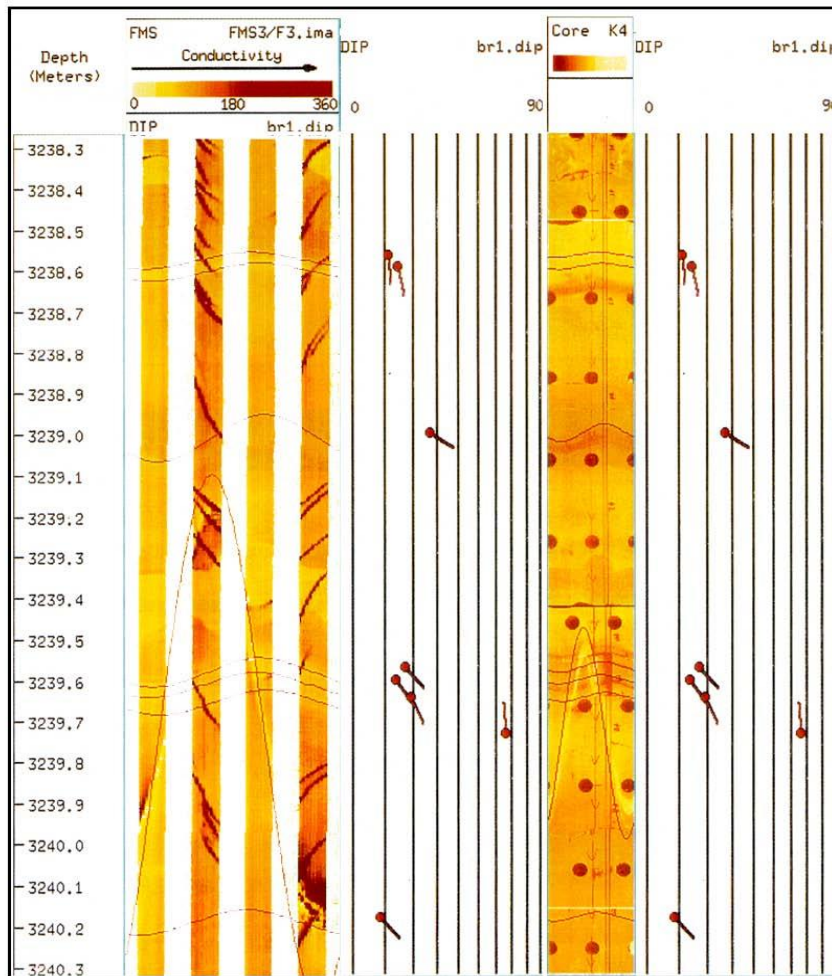
**FIG II-7: L'OUTILS U B I**

### III. 4. 9. L'imagerie F.M.S (FIG II-8) :

Les diagraphies d'imagerie permettent la translation d'un plan 3D vers un plan 2D. Nous obtenons ainsi une multitude de plans dont l'angle d'inclinaison (le pendage) varie entre  $0^\circ$  (couche gisant horizontalement) à près de  $90^\circ$  (couche gisant presque verticalement). La représentation du gisement de ces couches (ou fractures, joints stylolitiques etc..) passe par une normalisation graphique que nous représentons ci-dessous.

L'image FMS est enregistrée de l'axe du trou vers la périphérie. La carotte a été photographiée dans le sens périphérie vers l'axe du trou. C'est pourquoi, il convient d'inverser l'image de la carotte pour la mettre dans le même sens. En cas d'oubli, il n'y a pas à s'inquiéter sur les valeurs des pendages, mais leur orientation serait diamétralement opposée.

Du fait que l'image FMS est orientée, sa représentation est possible sur une piste standard, possible sur une piste déroulée et recommandée sur une piste cylindrique.



**FIG II-8 : Le Log Imagerie F.M.S**



# Chapitre III

## ANALYSE STRUCTURALE



## **I. INTRODUCTION :**

La structure de Garet El Guefoul est située au Nord de la partie centrale du bassin de l'Ahnet, c'est un anticlinal allongé possédant une superficie de plus de 800 km<sup>2</sup> et une fermeture de 800m.

## **II. INTERPRETATION DES CARTES ;**

### **II -1-Interprétation de la carte en isochrones :**

D'après la carte en isochrones au toit de l'Ordovicien, la structure de Garet el Guefoul se présente sous forme d'un vaste anticlinal d'organisation générale N-S et qui est de forme sub-arrondie ayant son sommet entrecoupé par un réseau de failles, lui donnant ainsi la configuration d'un système horst graben. La partie septentrionale de la structure est de forme plus ou moins pincée. Elle est bordée à l'Est et à l'Ouest par de profonds synclinaux qui lui donnent un caractère de position haute. L'allure générale de la structure reflète un axe arqué qui prend une direction sub-méridienne vers le nord et SW-NE vers le sud. D'autre part, on remarque que le flanc Est présente un pendage beaucoup plus faible que le flanc Ouest qui présente une grande flexure très importante.

La partie méridionale de la structure au niveau du puits GF-2, représente le sommet de la structure, elle reflète une organisation E-W bien marquée par deux accidents E-W.

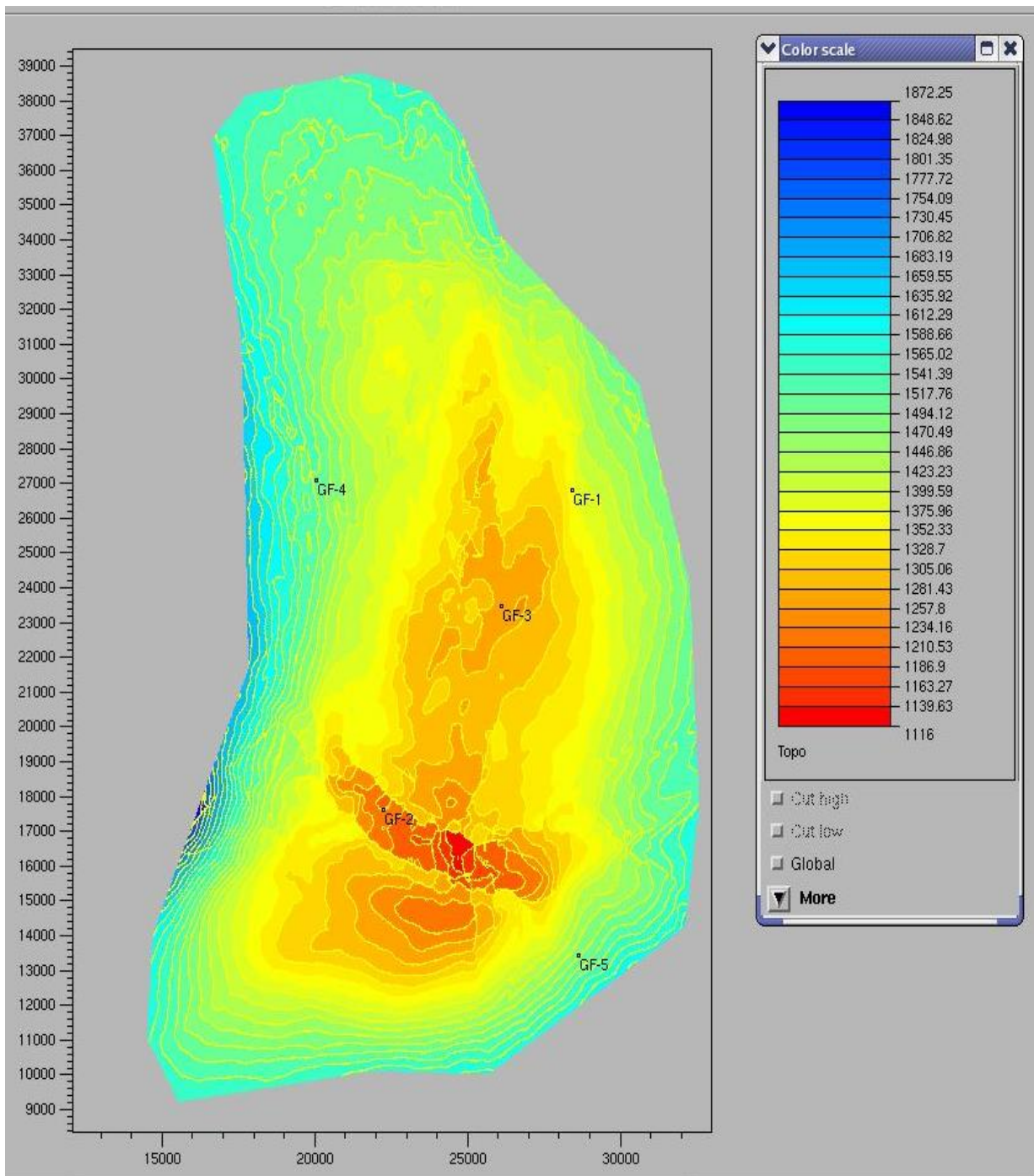


FIG III-1 : Carte en isochrones au toit de l'Ordovicien

**II -2-Interprétation de la carte en isopaques au toit de l'unité IV :****(FIG III-2)**

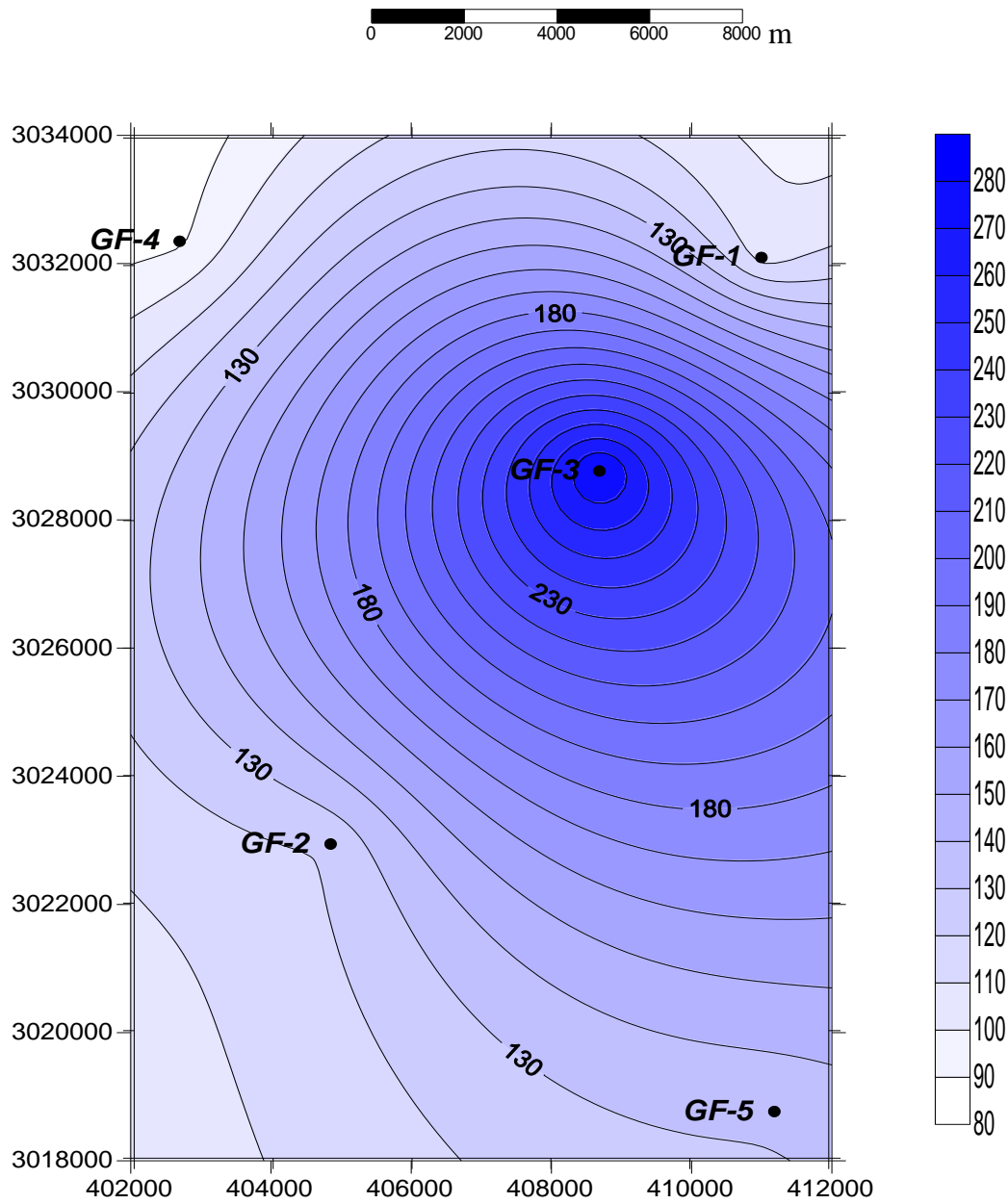
Dans ce cas, les isolignes dessinent une seule anomalie aux alentours de puits GF-3 qui se rapporte à une zone haute. Les épaisseurs diminuent progressivement à partir de GF-3 de façon radiale.

Les isolignes montrent ainsi des orientations plus au moins constantes et avec un gradient de variation plus au moins régulier.

**II -3-Interprétation de la carte en isopaques au toit de l'unité III-2 (quartzite de hamra) :****(FIG III-3)**

On remarque que les épaisseurs sont faibles dans le périmètre du puits GF-4 qui représente la partie Nord Ouest de la structure. Elles augmentent progressivement vers le Sud Est, en montrant une orientation NW-SE bien marquée avec un gradient de variation plus au moins régulier.

**ECHELLE**

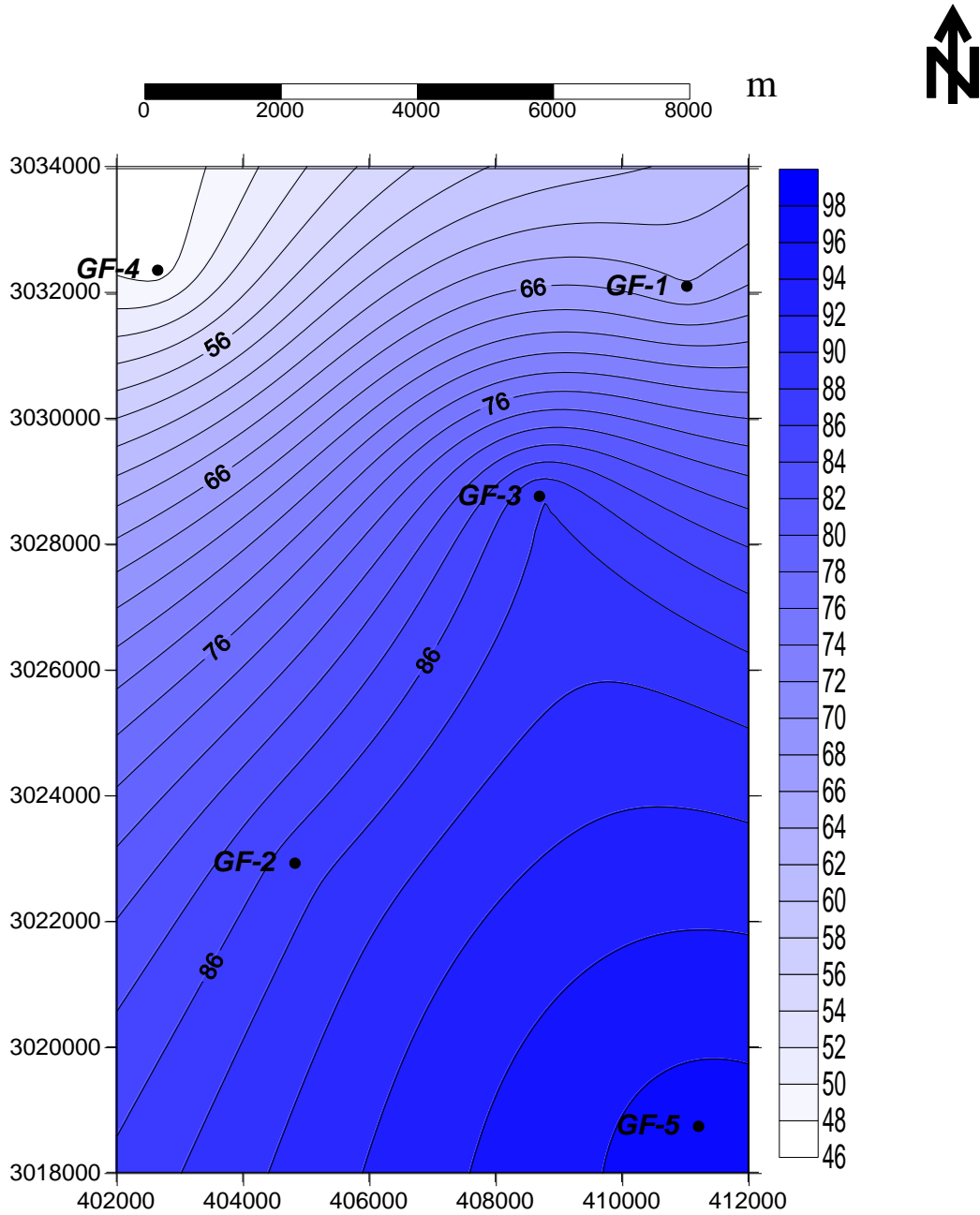


**LEGENDE :**

- GF-2
- ◆ : SONDAGE.
- 130 : ISOVALEURS

**FIG III-2 : CARTE EN ISOPAQUES DE L'UNITE IV**

**ECHELLE**



**LEGENDE :**

- GF-2  
◆ : SONDAGE.
- 76 : ISOVALEURS

**FIG III-3 CARTE EN ISOPAQUES DE L'UNITE III-2**



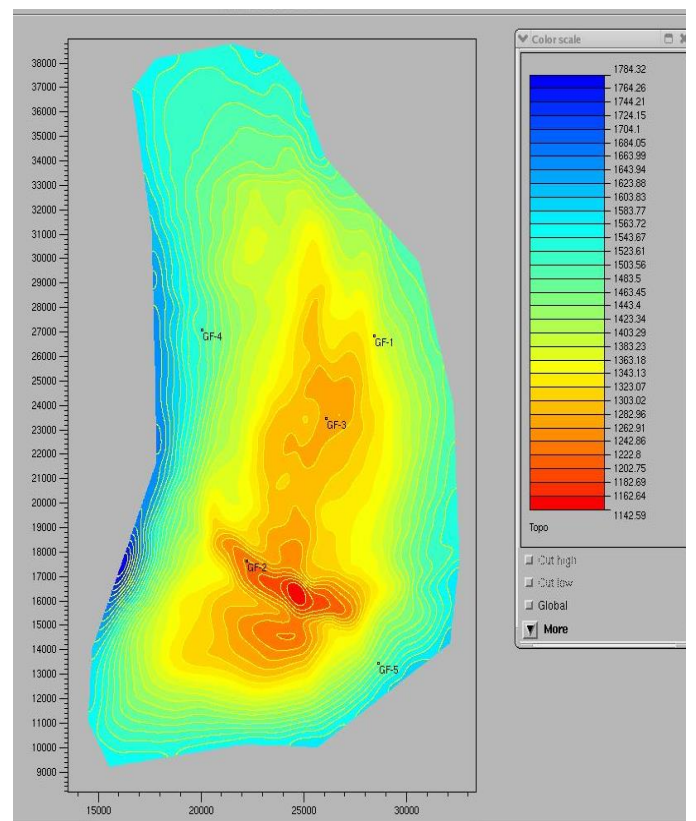
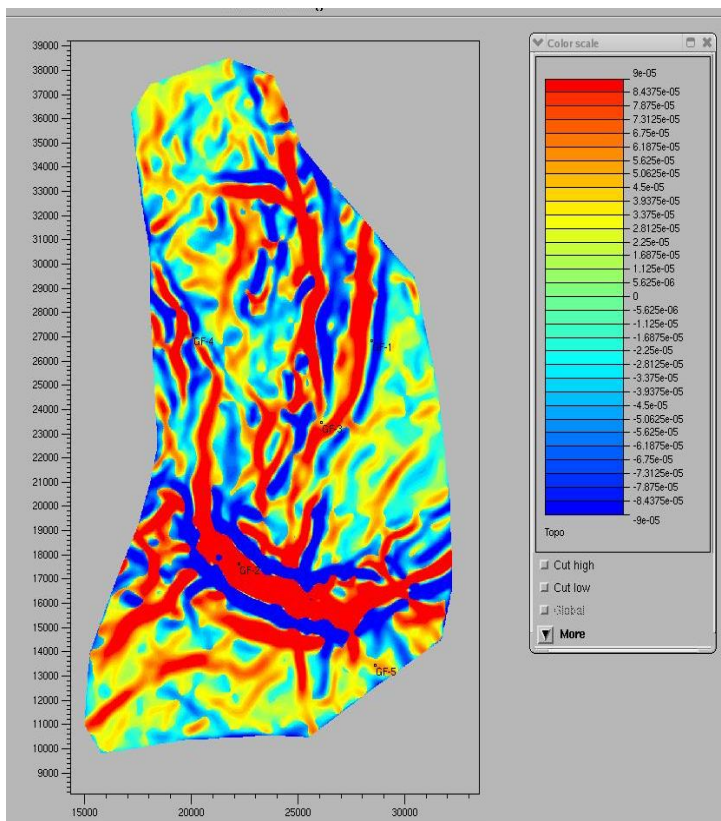
**III. ANALYSE DE LA COURBURE :**

***III -1-Interprétation de la carte d'attribut de courbure à 200 (FIG III-4) :***

Cette carte nous montre le lissage de la courbure à un grand degré (200) ; ce lissage nous permet de voir les évènements majeurs :

- Failles majeures sismiques.
- Flexure.

L'analyse de cette carte nous permet d'observer que les différentes fractures liées à la courbure sont orientées suivant quatre (04) directions. L'organisation principale est de direction N-S, elle est bien marquée dans la partie septentrionale de la structure ; la direction NW-SE est marquée dans la partie méridionale et occidentale de la structure, la direction NE- SW marquée dans la partie méridionale, tandis que la direction E-W apparaît dans la partie septentrionale .



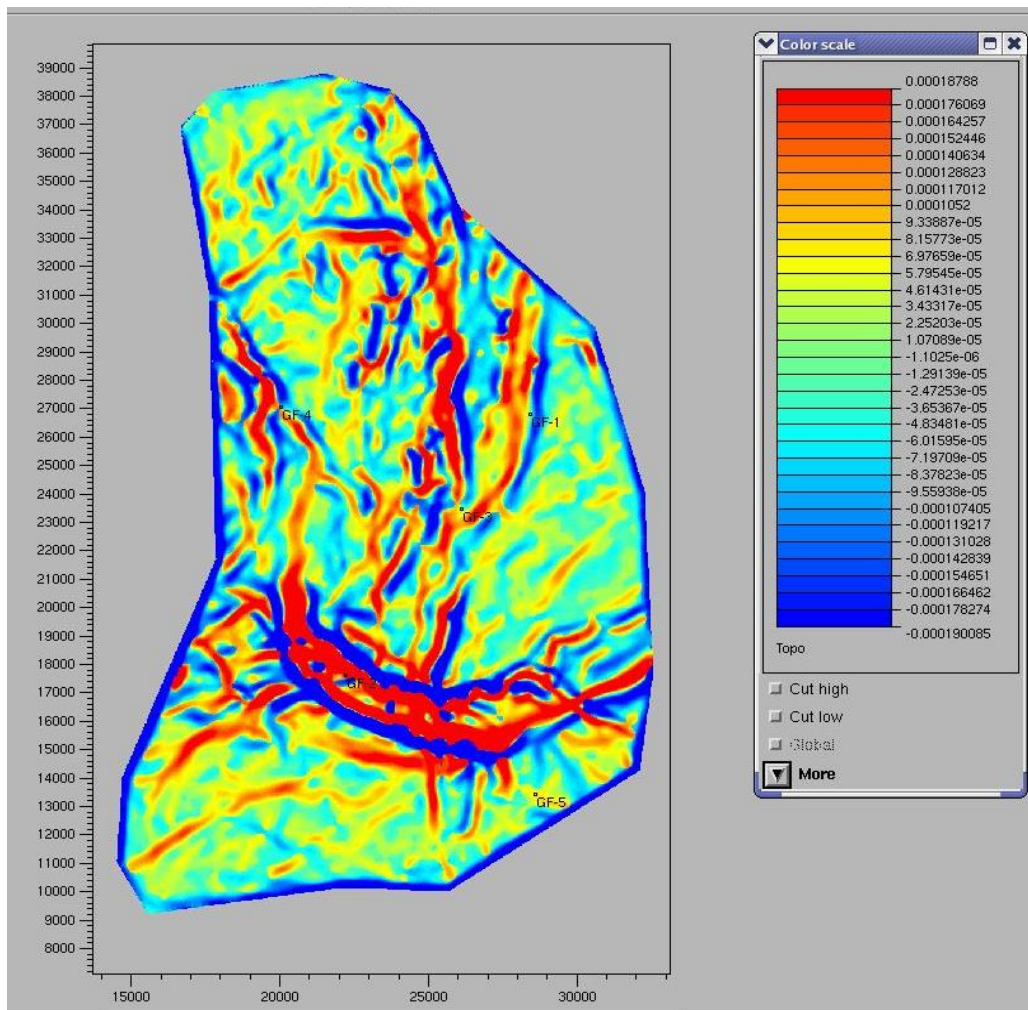
**FIG III-4 : Carte d'attribut de courbure à 200**

**FIG III-5 : Carte en isochrones avec lissage de la courbure à 200**

**III -2-Interprétation de la carte d'attribue de courbure à 100 (FIG III-6):**

Cette carte nous montre le lissage de la courbure à un grand degré (100) ; ce lissage nous permet de voir aussi les grands linéaments :

Cette carte nous montre la même organisation de failles que la carte d'attribut de courbure à 200 à savoir la prédominance de failles de direction N-S dans la partie septentrionale et dans la partie méridionale, on note aussi l'apparition de quelques failles de direction NW-SE et de direction NE-SW



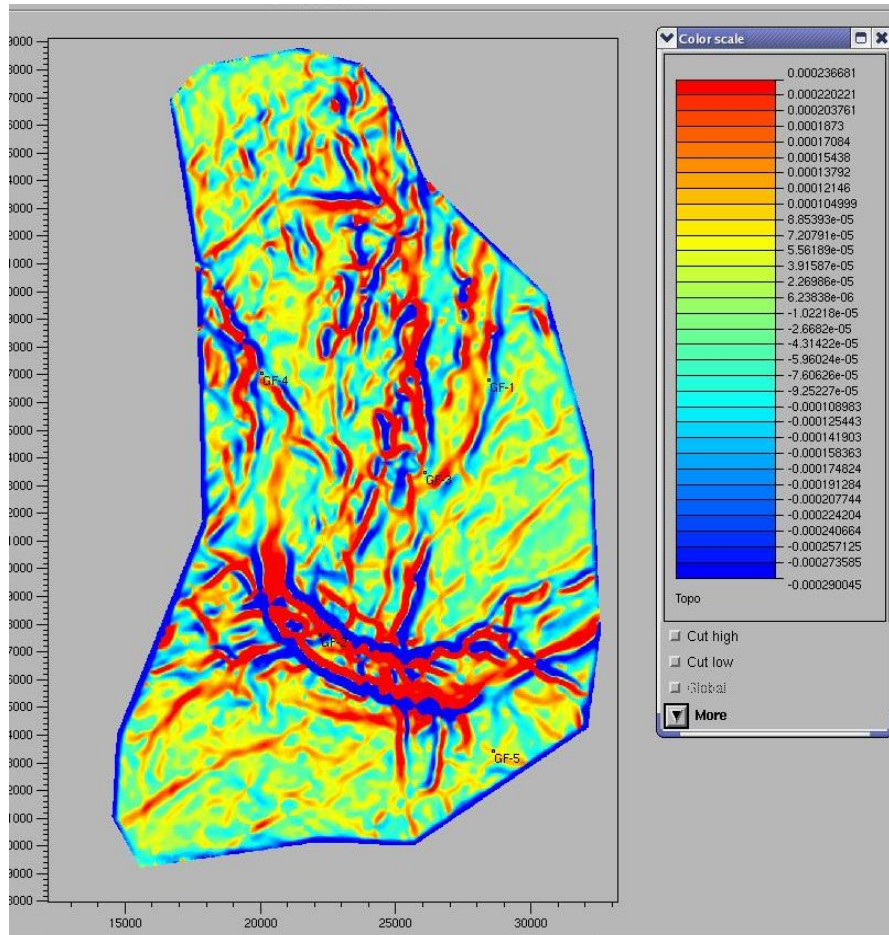
**FIG III-6 : Carte d'attribut de courbure à 100**

**III -3-Interprétation de la carte d'attribut de courbure à 50 (FIG III-7) :**

Cette carte nous montre le lissage de la courbure à un petit degré (50) ; ce lissage nous permet de voir les éléments subsismiques:

- les Failles subsismiques (elles ont un rejet inférieur à la résolution sismique).
- Les couloirs de fracturation.

Avec ce degré de lissage la direction N-S et les directions NW-SE et NE-SW sont bien marqués, tandis que la direction E-W commence à apparaître dans les deux parties septentrionale et méridionale de la carte.

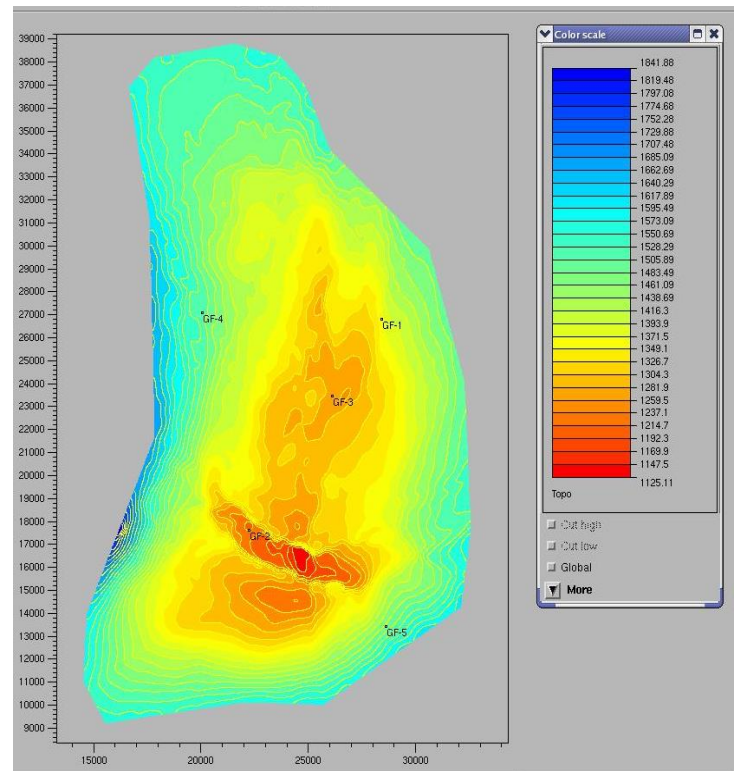
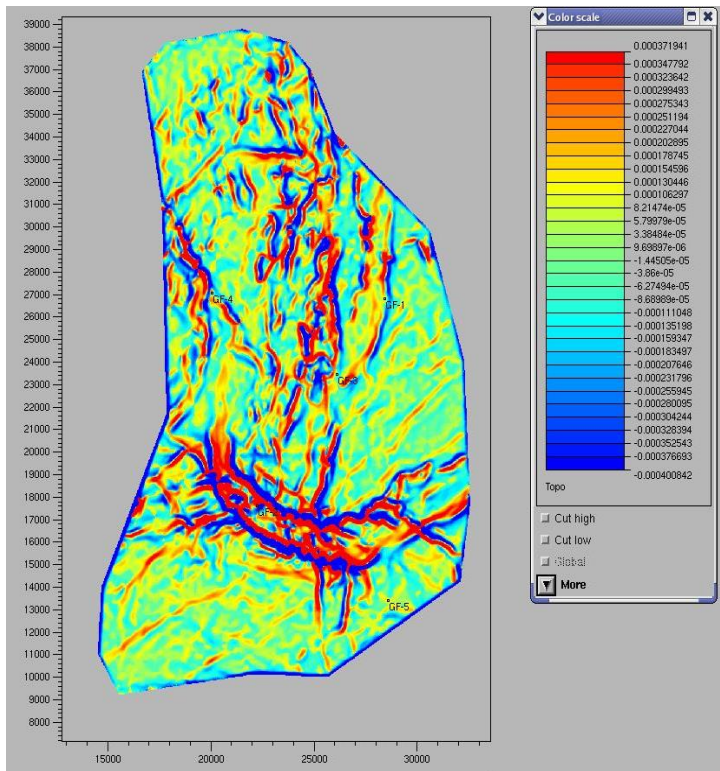


**FIG III-7 : Carte d'attribut de courbure à 50**

#### **III -4-Interprétation de la carte d'attribut de courbure à 30 (FIG III-8) :**

Cette carte nous montre le lissage de la courbure à un grand degré (30) ; ce lissage aussi comme celui à 50 nous permet de voir les éléments subsismiques :

Avec cette carte on remarque la même organisation de failles, les N-S qui sont prédominantes puis viennent les failles de direction NE-SW. Nous remarquons que le nombre de failles augmente suivant les directions déjà définies.



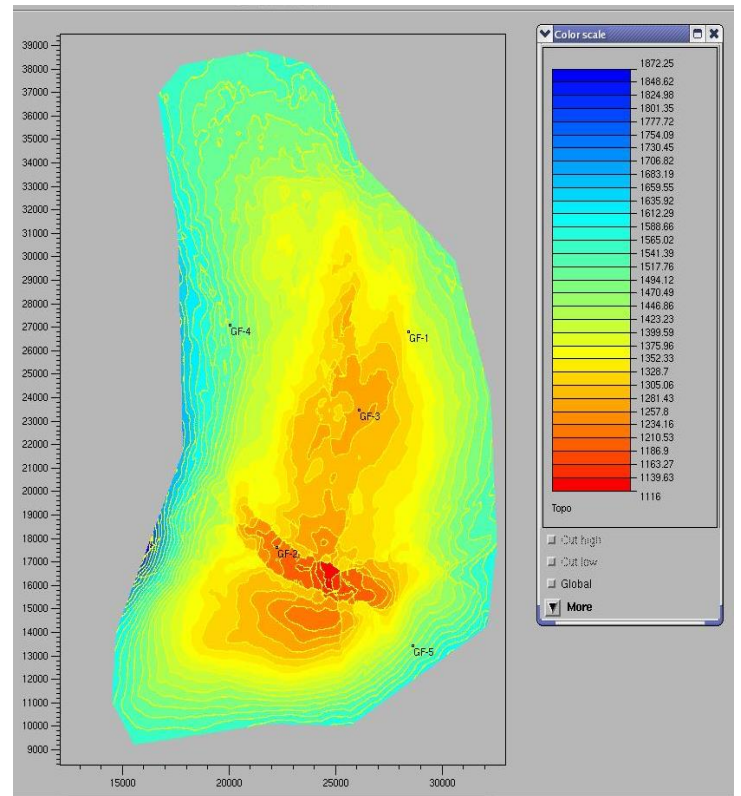
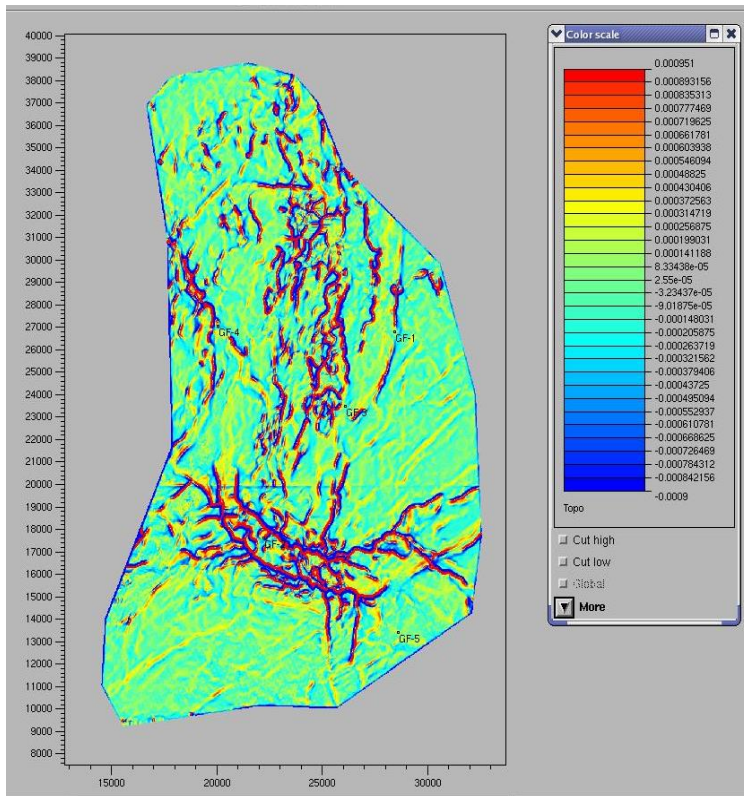
**FIG III-8 : Carte d'attribut de courbure à 30**

**FIG III-9 : Carte en isochrones avec lissage de la courbure à 30**

**III -5-Interprétation de la carte d'attribut de courbure à 05 (FIG III-10) :**

Cette carte nous montre le lissage de la courbure à un grand degré (05) ; ce lissage aussi comme celui à 30 mais avec une très grande précision nous permet de voir les évènements subsismiques cités ci-dessus :

Cette carte représente le dernier degré de lissage qu'on a effectués, la détermination de différentes failles qui existent dans cette structure nous permet de voir la même organisation de direction de failles que les attribues précédentes, et pour une meilleurs interprétation on a demander au Soft Fraca ou on a reporter toute les failles de la carte, d'effectuer un traitement statistiques avec des histogramme qui nous montrent les fréquences des failles en fonctions de leurs directions afin de réalisés une analyse de fractures très précise.



**FIG III-10 : Carte d'attribut de courbure à 05**

**FIG III-11 : Carte en isochrones sans lissage de la courbure**

**III -5- 1. Interprétation de l'histogramme global :**

Cet histogramme nous présente les résultats de l'analyse statistiques globale de la fréquence des linéaments en fonction de leurs directions (FIG III -13).

Il semble en effet d'après les attribues de courbures établies au toit de l'ordovicien dans la structure de Garet El Guefoul que les failles sont direction variables. Les failles de directions N-S sont les plus abondantes avec un pourcentage de **50.6 %**, tandis que les failles de directions NE-SW occupent la deuxième position avec **24.8 %**, les failles de direction NW-SE représente **13.8 %** et les failles de direction E-W sont les moins fréquentes représentent **10.8 %**.

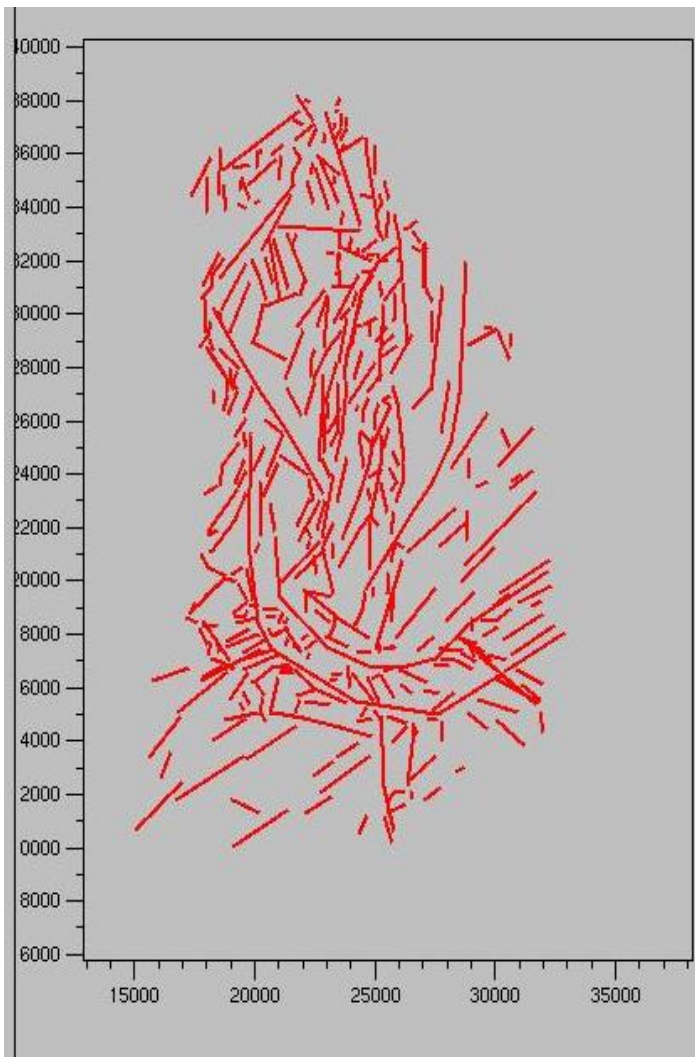


FIG III-12 : Carte linéamentaire globale

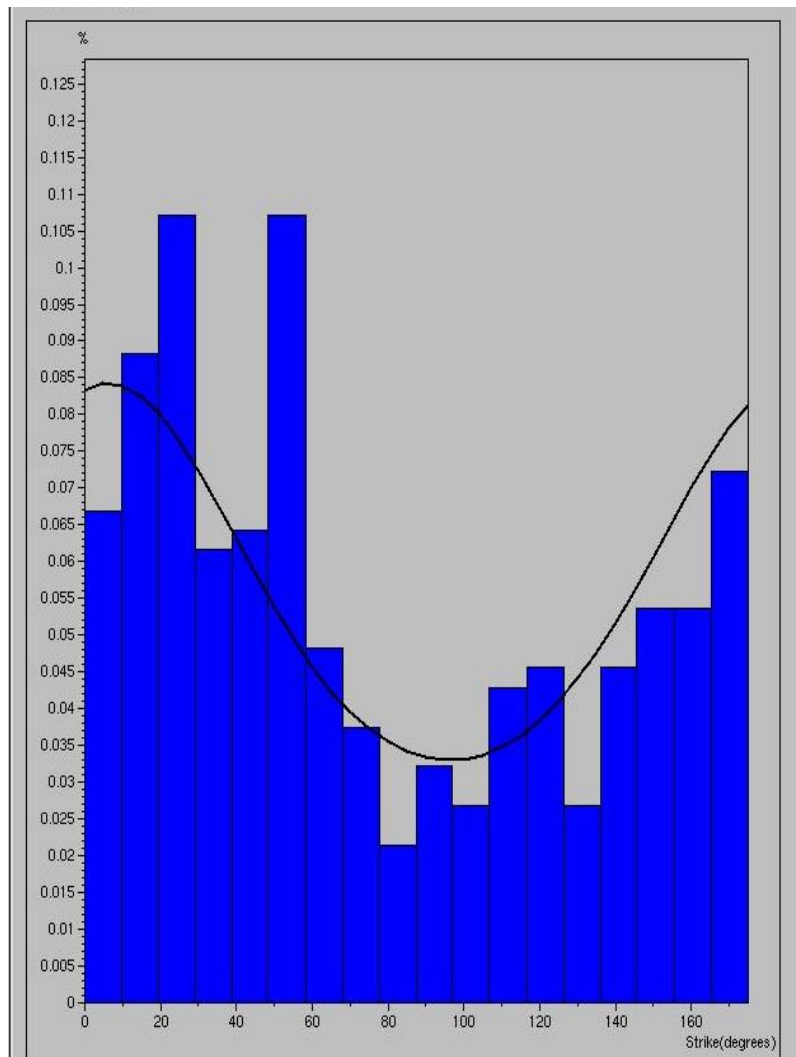
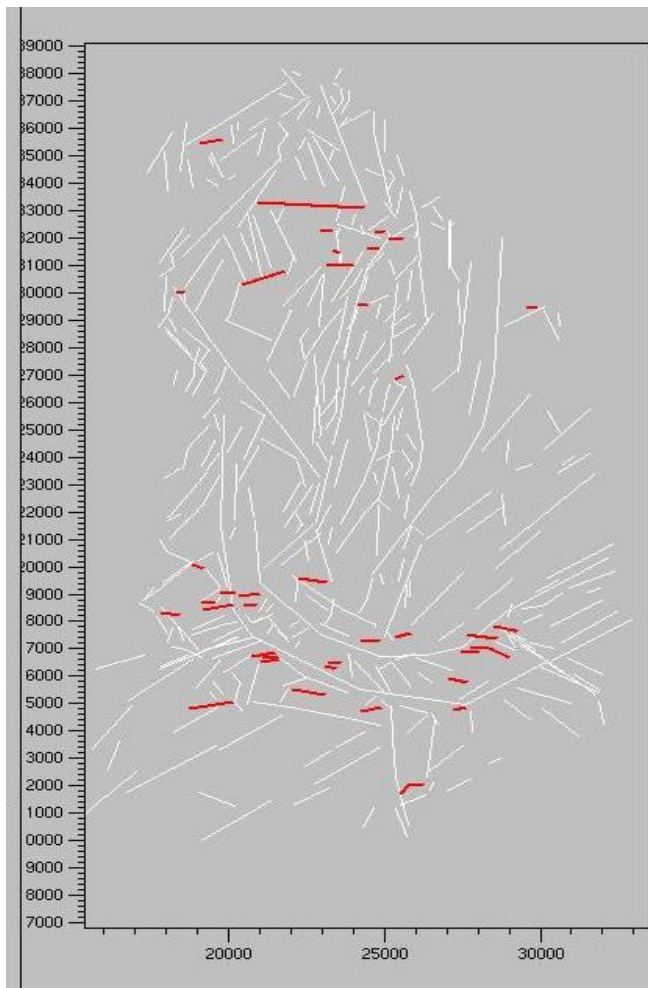


FIG III-13 : Histogramme de direction des linéaments

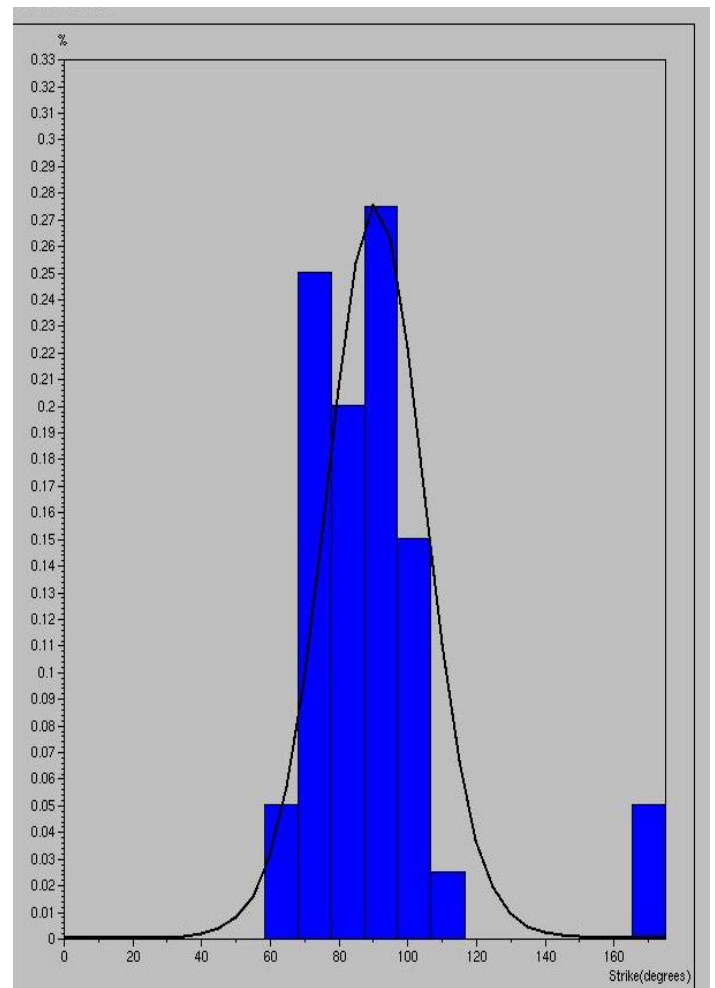
### III -5- 2. Interprétation de l'histogramme des linéaments E-W :

Les linéaments d'orientations E-W sont les moins représentés dans la structure de Garet El Guefoul au toit de l'ordovicien avec un pourcentage de **10.8 %**.

Elle sont réparties en gros dans la partie méridionale et moins dans la partie septentrionale. D'après l'histogramme ( FIG III-15) on remarque que la majorité des failles E-W détectées ont une direction moyenne comprise entre N60 et N115 ; elle sont surtout représentées par deux directions majeures comprises entres N70 – N80 et N90 – N100.



**FIG III-14 : Carte des linéaments E-W**



**FIG III-15 : Histogramme des fréquences des Linéaments E-W**

### **III -5- 3. Interprétation de l'histogramme des linéaments NE-SW :**

Les linéaments d'orientations NE-SW sont représentés dans la structure de Garet El Guefoul au toit de l'ordovicien avec un pourcentage de **24.8 %**.

Elles sont représentées dans toute la structure. D'après l'histogramme ( FIG III-17) on remarque que la majorité des failles NE SW détectées ont une direction moyenne comprise entre N10 et N80 ; elle sont surtout représentées par deux directions comprises entre N20 – N30 et N60 – N50.

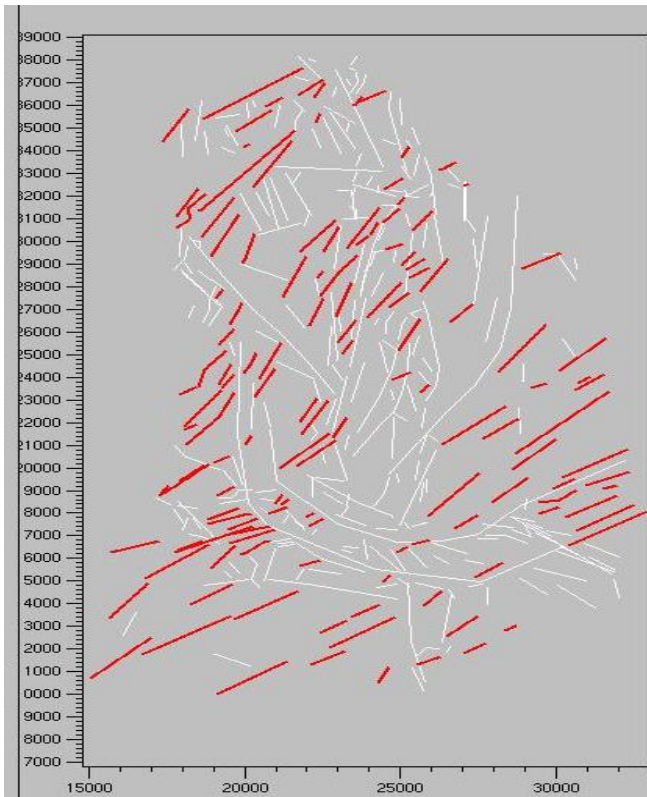


FIG III-16 : Carte des linéaments NE-SW

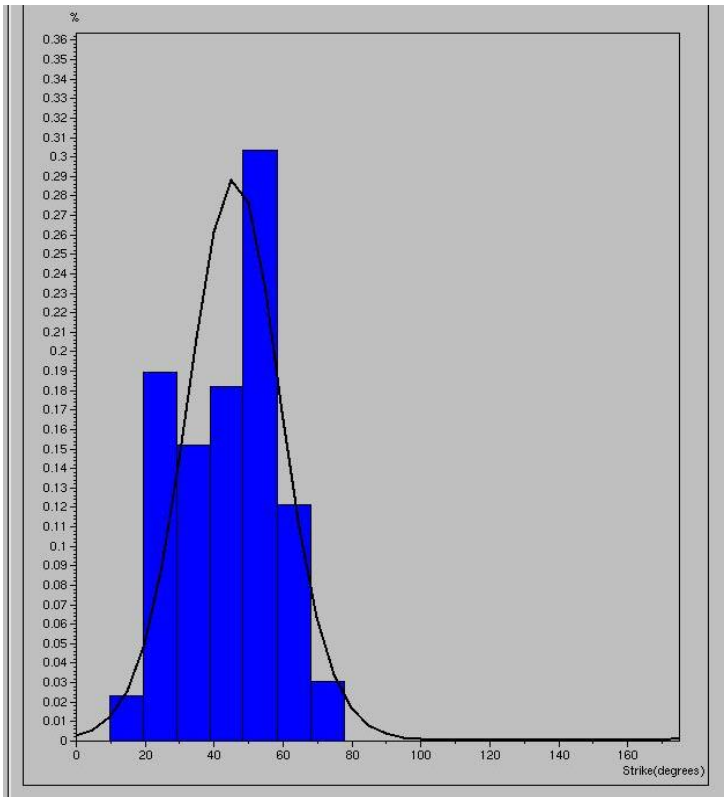


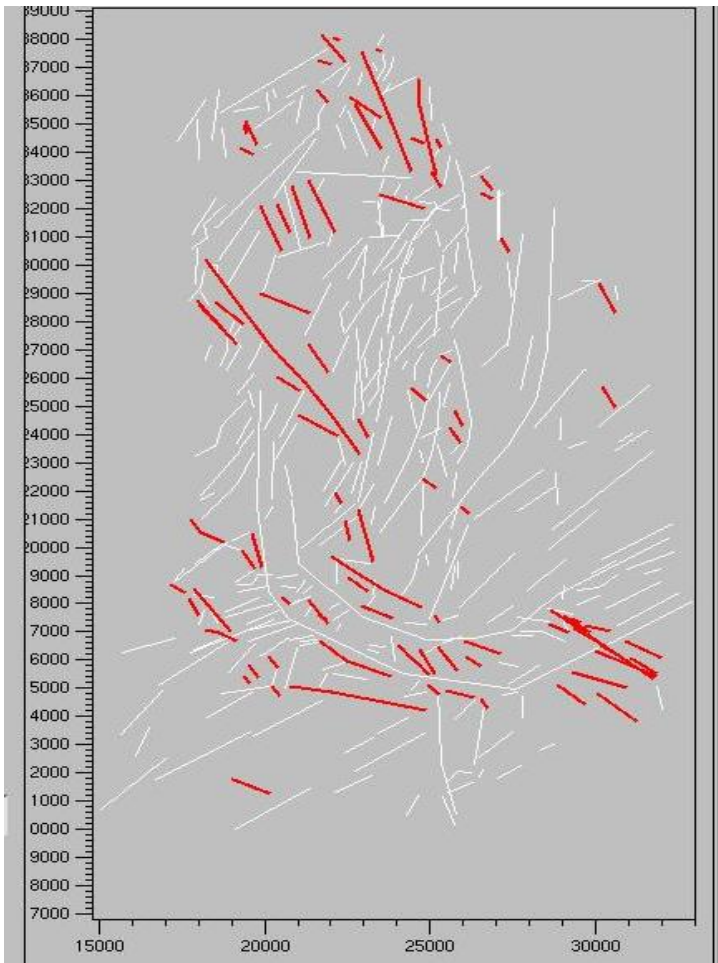
FIG III-17 : Histogramme des fréquences des linéaments NE-SW

**III -5- 4. Interprétation de l’histogramme des linéaments NW-SE :**

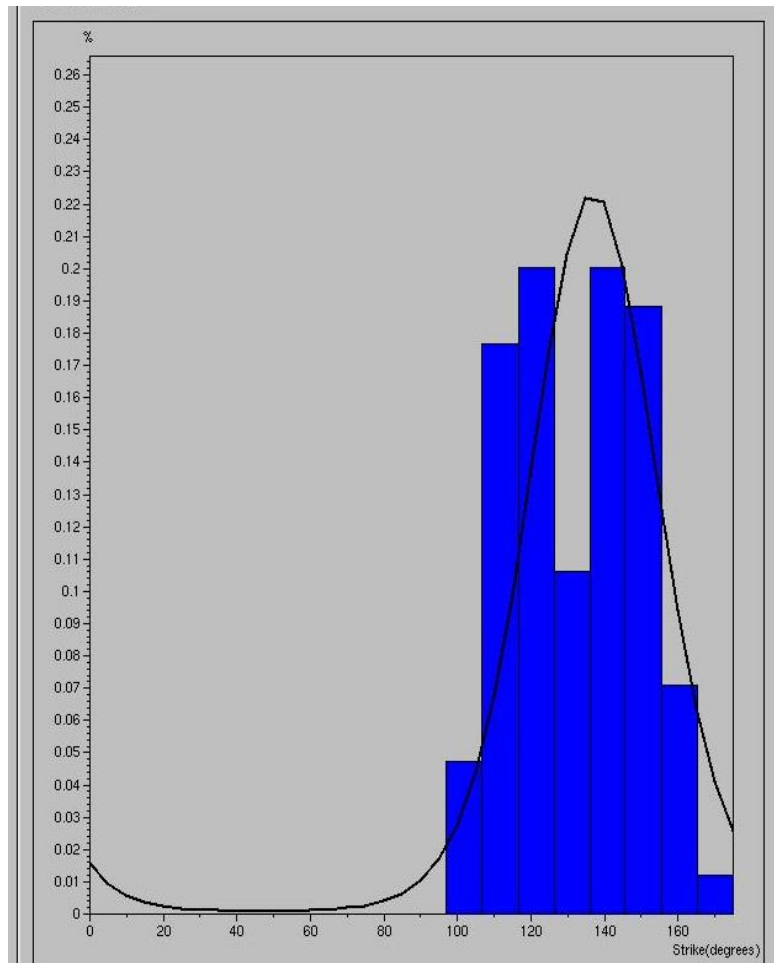
Les linéaments d’orientations NE-SW sont représentés dans la structure de Garet El Guefoul au toit de l’ordovicien avec un pourcentage de **13.8 %**.

Elles apparaissent dans toute la structure. D’après l’histogramme ( FIG III-19) nous remarquons que la majorité des failles NW-SE détectées ont a une direction moyenne comprise entre N100 et N180 mais elles sont surtout représentées par deux directions comprises entres N120 – N130 et N140 – N150.





**FIG III-18 : Carte des linéaments NW-SE**



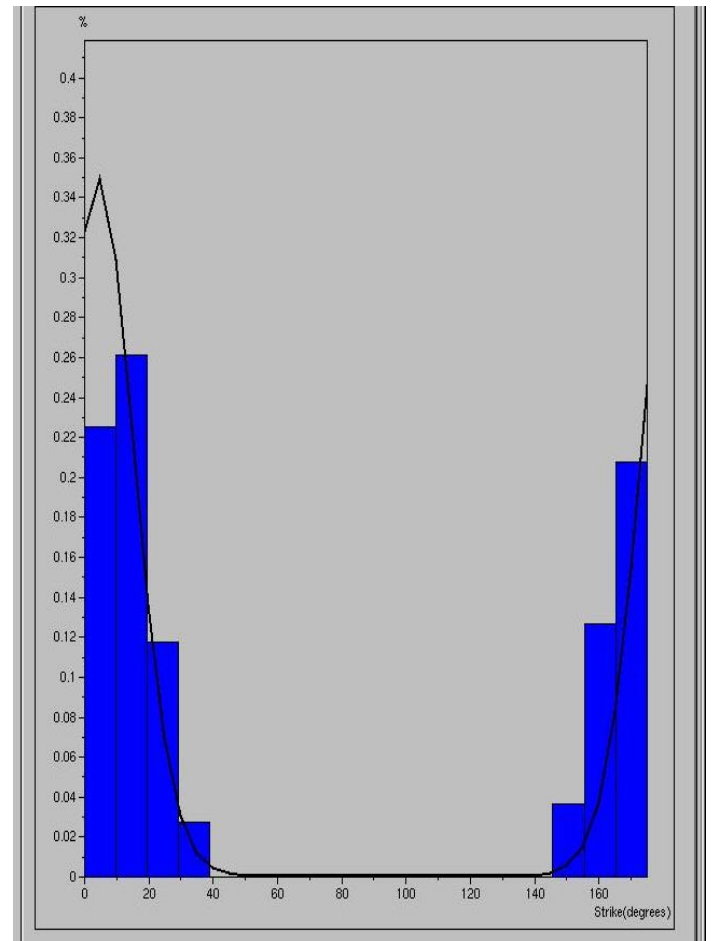
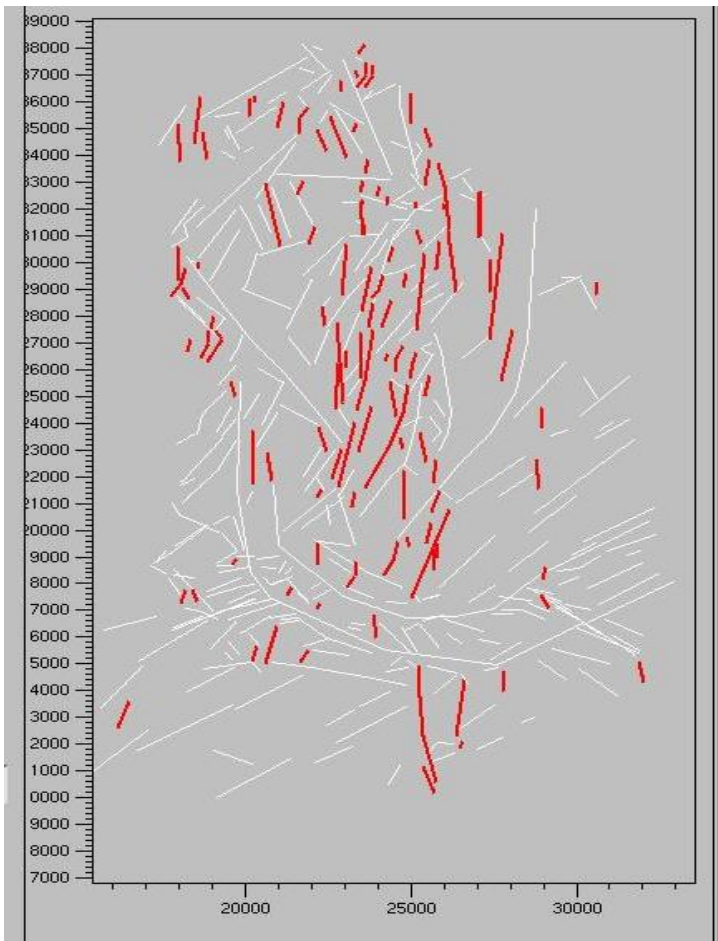
**FIG III-19 : Histogramme des fréquences des Linéaments NW-SE**

### III -5- 5. Interprétation de l'histogramme des linéaments de direction N-S :

Les linéaments de direction N-S représentent la famille la plus développée dans la structure de Garet El Guefoul au toit de l'ordovicien avec un pourcentage de **50.6 %**.

Elles apparaissent essentiellement dans la partie septentrionale et la partie centrale.

D'après l'histogramme (FIG III-21) on remarque que la majorité des failles N-S détectées ont une direction moyenne comprise entre 040 et 330 mais elles sont surtout représentées par deux directions qui sont comprises entre N10 – N20 et 330– 010.



**FIG III-20 : Carte des linéaments N-S**

**FIG III-21: Histogramme des fréquences des Linéaments N-S**

**III -6-Conclusion:**

D’après les histogrammes établis à partir des attributs de courbure nous concluons que la majorité des failles affectant la structure sont de direction N-S, et elles sont représentées dans toutes les cartes de courbure.

**IV. INTERPRETATION DES PROFILS SISMIQUES :**

Dans le but d’établir un schéma structural au toit de l’Ordovicien, il est nécessaire d’interpréter de nombreuses sections sismiques pour mener à bien cette tâche. Nous avons choisi quatre profils sismiques parallèles a la direction globale de la structure (Nord Sud), et un cinquième de direction Nord West –Sud Est.

**IV -1-Interprétation de la section sismique qui passe par les puits GF-1 ET GF-5 :**

Ce profil sismique de direction N-S est situé dans la partie orientale de l'anticlinal Garet El Guefoul (FIG III-22).

L'anticlinale est affecté par plusieurs failles inverse ou la plus importante traverse tous les niveaux du paléozoïque avec un pendage important et qui arrive au cambrien avec une pente douce ; l'ensemble de ces failles dessine une structure en fleur positive.

**IV -2-Interprétation de la section sismique qui passe par le puits GF-3 :**

Ce profil sismique de direction N-S est situé dans la partie centrale Est de l'anticlinal Garet El Guefoul (FIG III-23).

La section sismique nous donne une image du même anticlinal, sa partie méridionale présente un soulèvement qui est le résultat d'un chevauchement provoqué par une faille inverse majeur. Elle coïncide en surface avec la discordance Hercynienne. Cette faille a un rejet très important jusqu'à l'ordovicien. Son inclinaison diminue en bas ; la partie Nord de ce profil présente un bombement (au niveau du puits GF-3) et il est traversé par plusieurs failles inverses et normales à regard.

**IV -3-Interprétation de la section sismique qui passe par le puits GF-2 :**

Ce profil sismique de direction N-S est situé dans la partie centrale Ouest de l'anticlinal Garet El Guefoul (FIG III-24).

La section sismique nous donne une image d'un même anticlinal qui présente un soulèvement dans la partie méridionale de la structure de Garet El Gueffoul suite à un réseau de failles inverses, donnant une structure en fleur positive qui est propre à un régime compressif.

Ces failles affectent tous les horizons du Paléozoïque ; seules trois failles qui ont des rejets très importants. La première affecte le Dévonien et le Silurien ; la deuxième est aux Sud de GF-2 ; elle affecte l'Ordovicien et le cambrien, la troisième est plus au Nord et de regard vers le Nord et qui coïncide avec la discordance Hercynienne.

**IV -4-Interprétation de la section sismique qui passe par le puits GF-4 :**

Ce profil sismique de direction N-S est situé dans la partie la partie occidentale de l'anticlinal Gare El Guefoul (FIG III-25).

Ce profil sismique nous donne une image du même anticlinal dans la partie méridionale qui est relayé par une dépression dans la partie centrale au niveau de puits GF-4.

Des failles inverses, apparaissent sur le flanc Nord de l'anticlinal au niveau du toit de Givitien et le toit de l'ordovicien dont la partie haute plus que dans la partie basse ces failles doivent représenteraient la phase de relâchement de contraintes.

Cependant il est probable que ces failles aient joué plusieurs fois :

- La première phase de distension (Jeu normal).
- La deuxième phase de compression (Jeu inverse).
- La troisième phase relâchement des contraintes ( jeu normal)

**IV -5-Interprétation de la section sismique qui passe par les puits GF-4 et GF-3 :**

Ce profil sismique de direction NW-SE, est situé dans la partie centrale de l'anticlinal Gare El Guefoul (FIG III-26).

Le profil E-W permet de mieux cerner la structure N-S de Gare El Guefoul car ce profil lui est perpendiculaire. La partie occidentale est affectée de failles normales. De la partie orientale nous avons relevés une seule faille qui est inverse.

Dans la charnière nous avons relevés deux failles a vergence opposées et qui semblent enregistrer deux phases de déformation normale et inverse ; La phase distensive serait probablement la plus ancienne.

**IV. 6. CONCLUSION :**

D'après l'analyse des profils sismique ; il apparaît que la région Gare El Guefoul a subit plusieurs phases de déformations.

La chronologie probable serait la suivante :

- Une première phase ditenssive.
- Une deuxième phase compressive hercynienne.
- Une troisième phase ditenssive due au relâchement des contraintes.

## V. INTERPRETATION CINEMATIQUE:

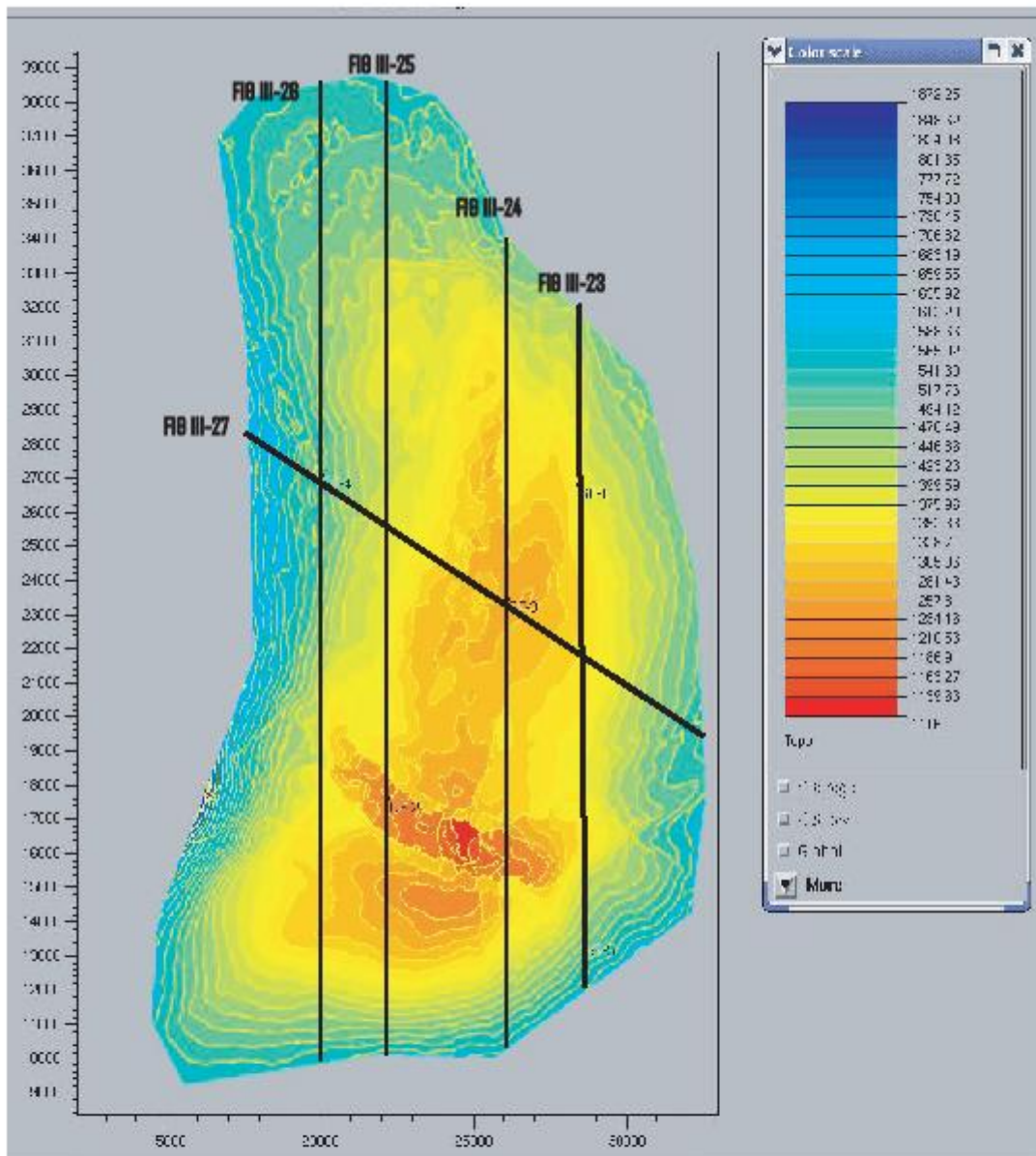
D'après l'analyse des profils sismiques et l'analyse de la courbure ; il apparaît que la région a subi plusieurs phases de déformations qui ont compliqué la structure.

Les profils sismiques ont permis d'établir la chronologie suivante :

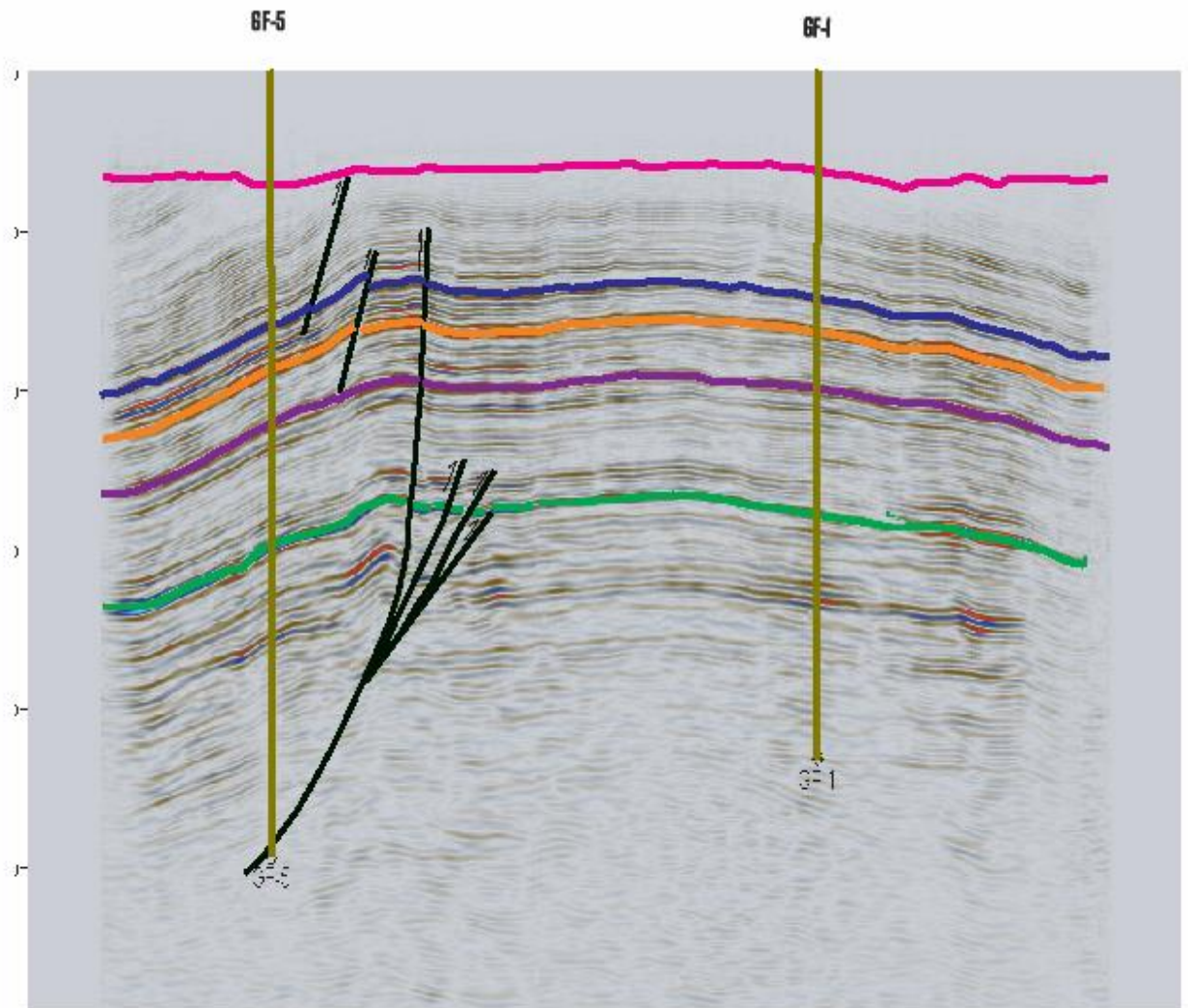
- Phase distensive.
- Phase compressive hercynienne.
- Phase distensive due au relâchement des contraintes.

Néanmoins l'analyse de la courbure permet de voir :

- La première phase est compressive ( $\sigma_1 = 040$ ).
- Une deuxième phase représente un décrochevement dextre ( $\sigma_1 = 120^\circ$ ) marqué par l'accident E-W majeur dans les cartes de courbures.
- La troisième phase correspond au relâchement des contraintes.



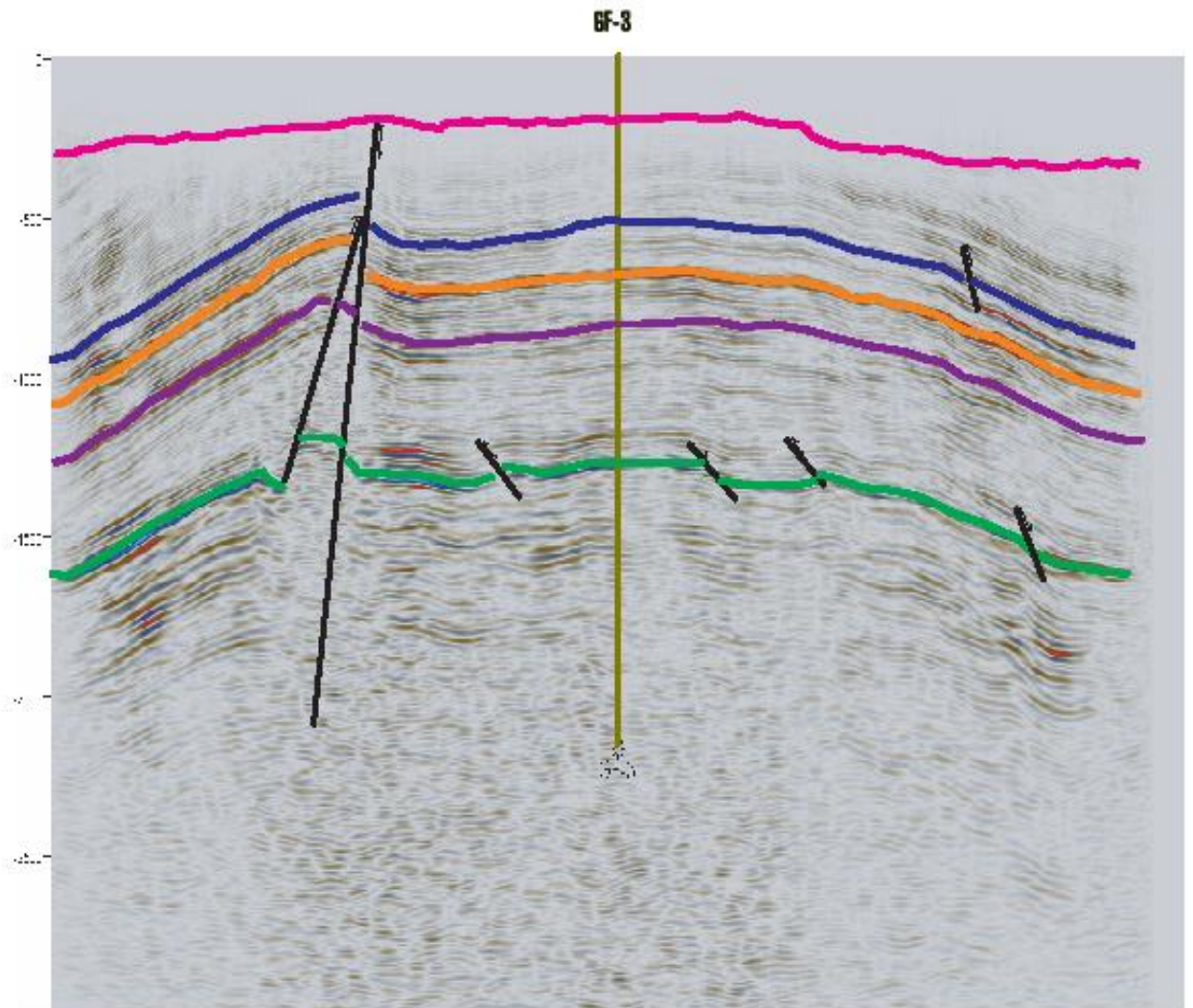
*FIG III-22 : Carte de positionnement des Profils sismiques*



**LEGENDE :**

—	Faille
—	La Discordance Hercynienne
—	Toit du Frasnien
—	Toit de Givétien
—	Toit de Silurien
—	Toit de l'ordovicien

*FIG III-23 : Profil sismique passant par les puits GF-1 et GF-5*

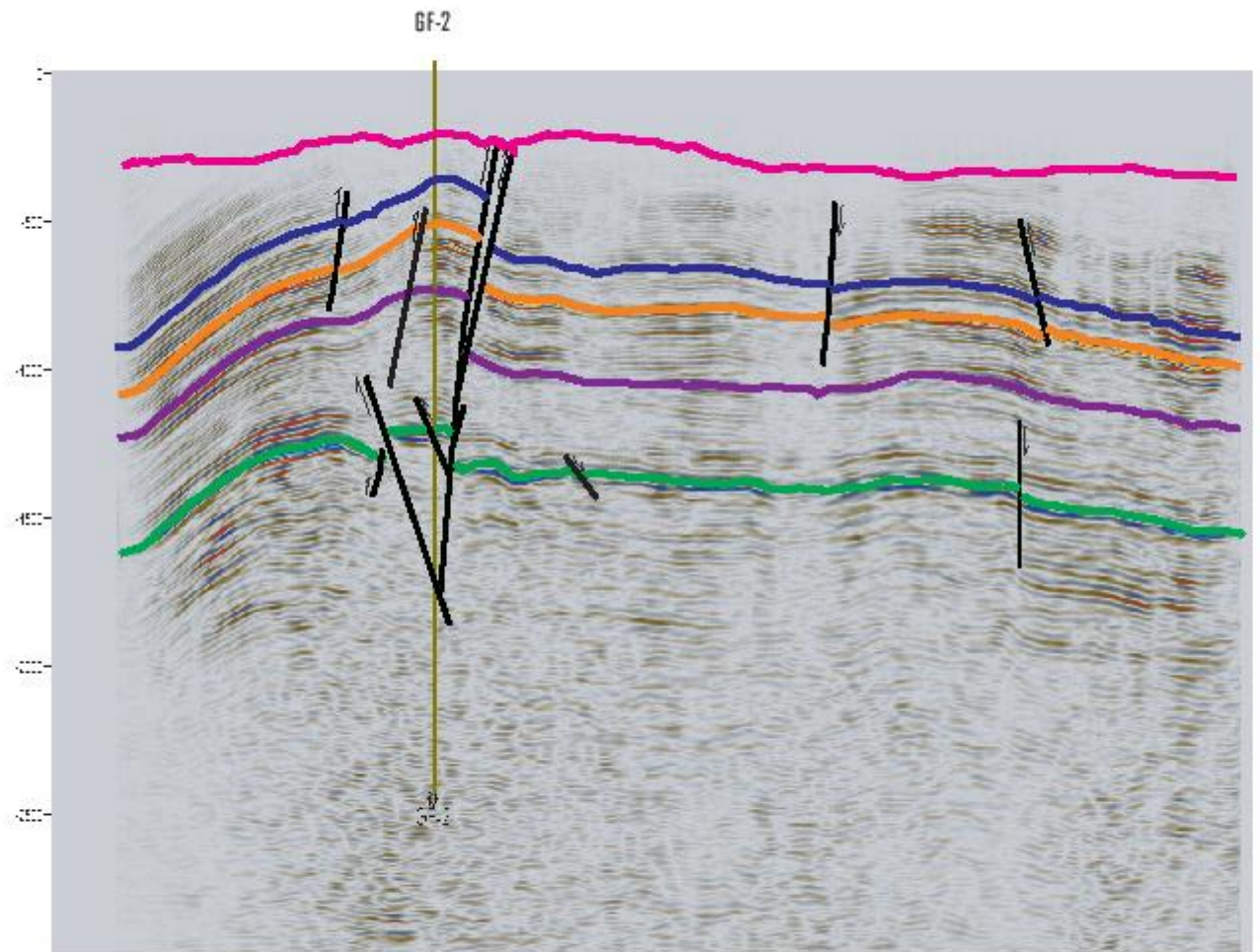


**LEGENDE :**

- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givetien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

*FIG III-24 : Profil sismique passant par le puits GF-3*

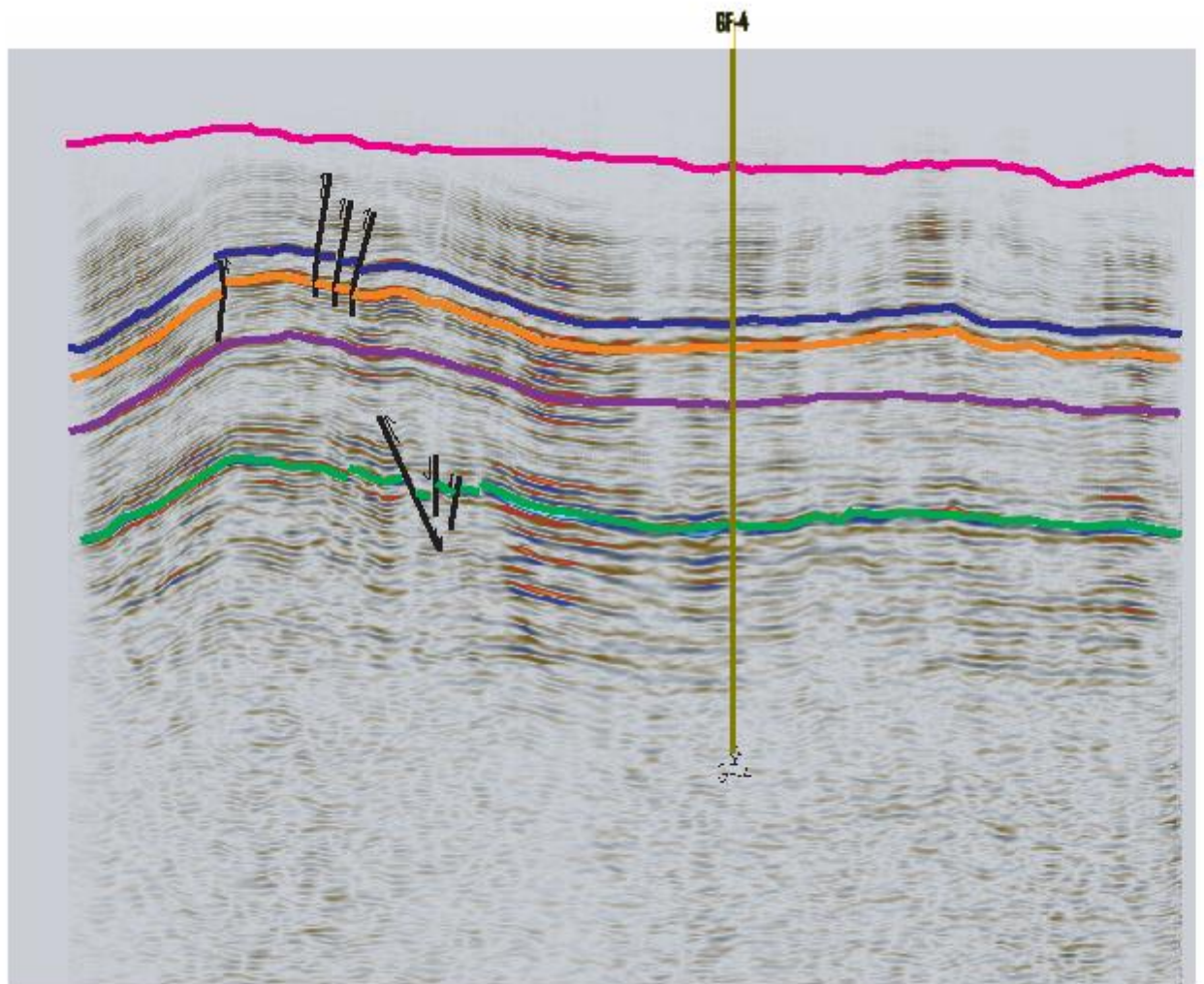




**LEGENDE :**

—	Faille
—	La Discordance Hercynienne
—	Toit du Frasnien
—	Toit de Givétien
—	Toit de Silurien
—	Toit de l'ordovicien

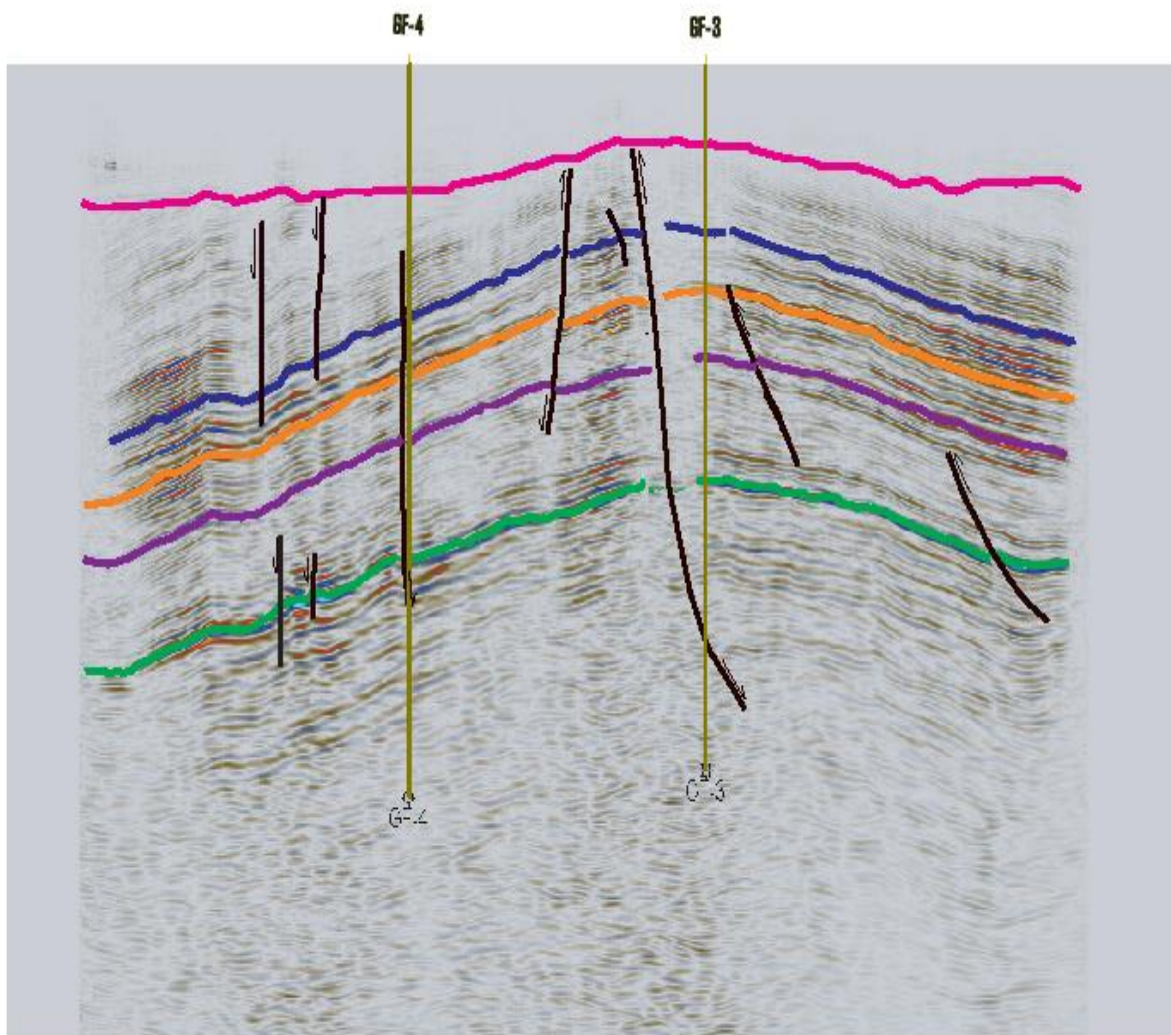
*FIG III-25 : Profil sismique passant par le puits GF-2*



**LEGENDE :**

- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

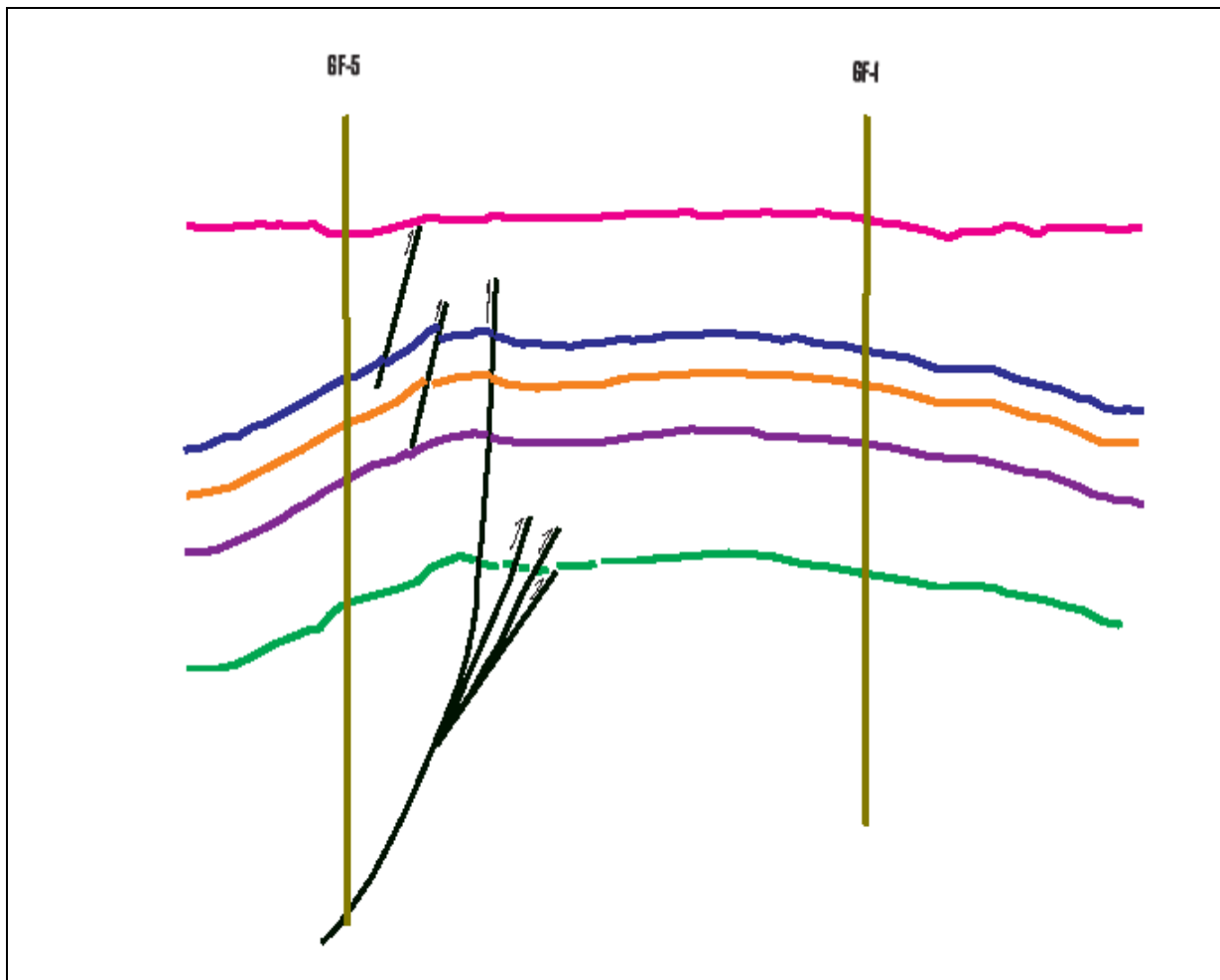
*FIG III-26 : Profil sismique passant par le puits GF-4*



**LEGENDE :**

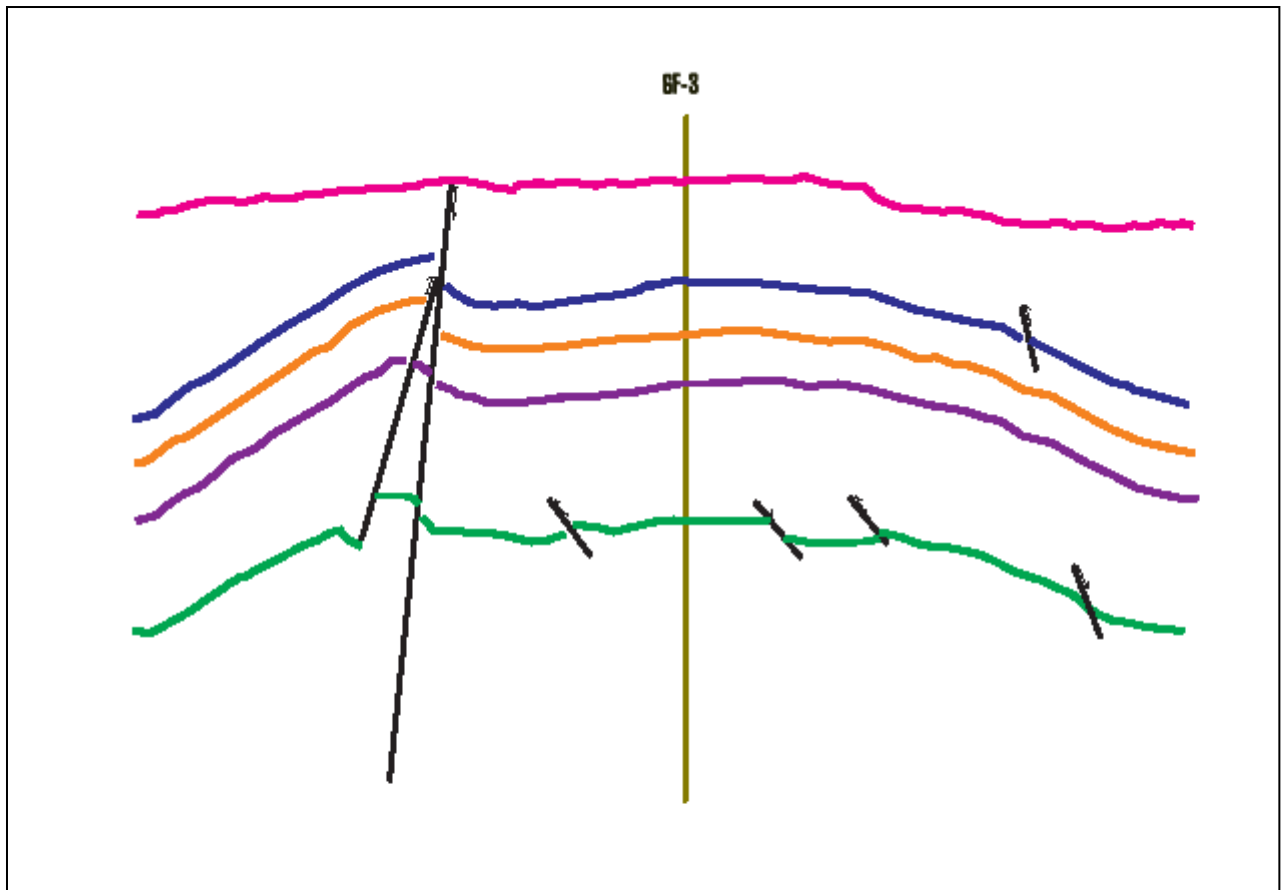
- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

*FIG III-27 : Profil sismique passant par les puits GF-3 et GF-4*

**LEGENDE :**

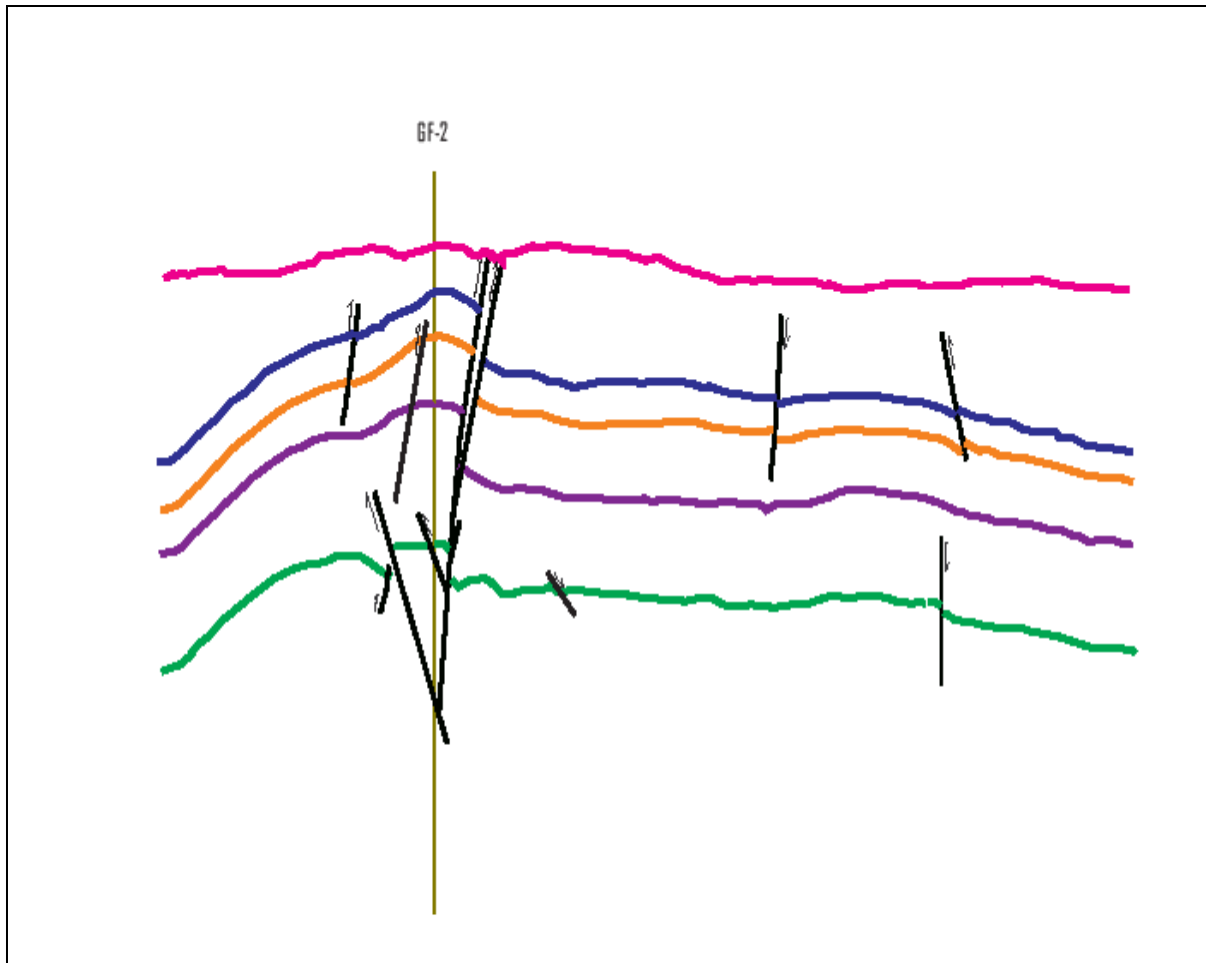
- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

*FIG III-28 : Coupe montrant les horizons  
(Qui passe par GF-1 et GF-5)*

**LEGENDE :**

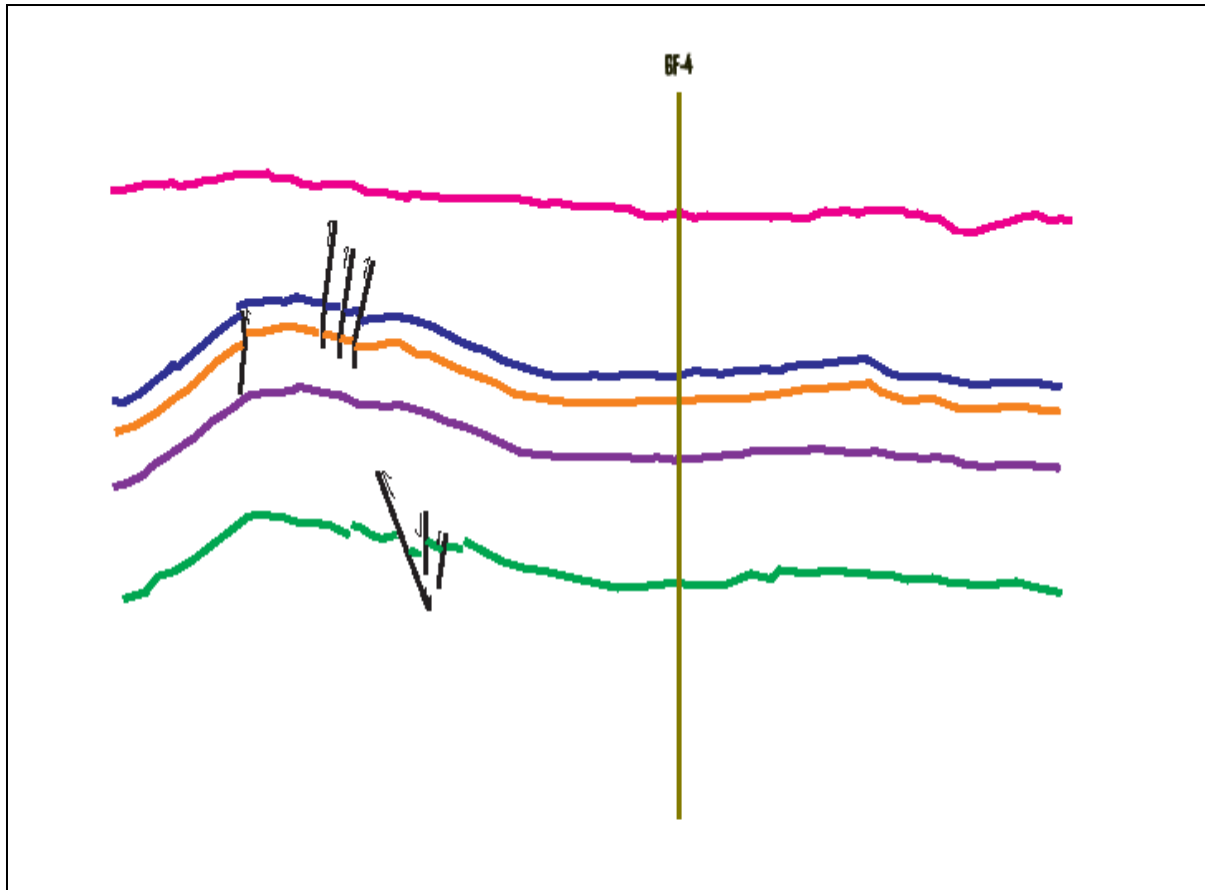
- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

*FIG III-29 : Coupe montrant les horizons  
(Qui passe par GF-3)*

**LEGENDE :**

- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

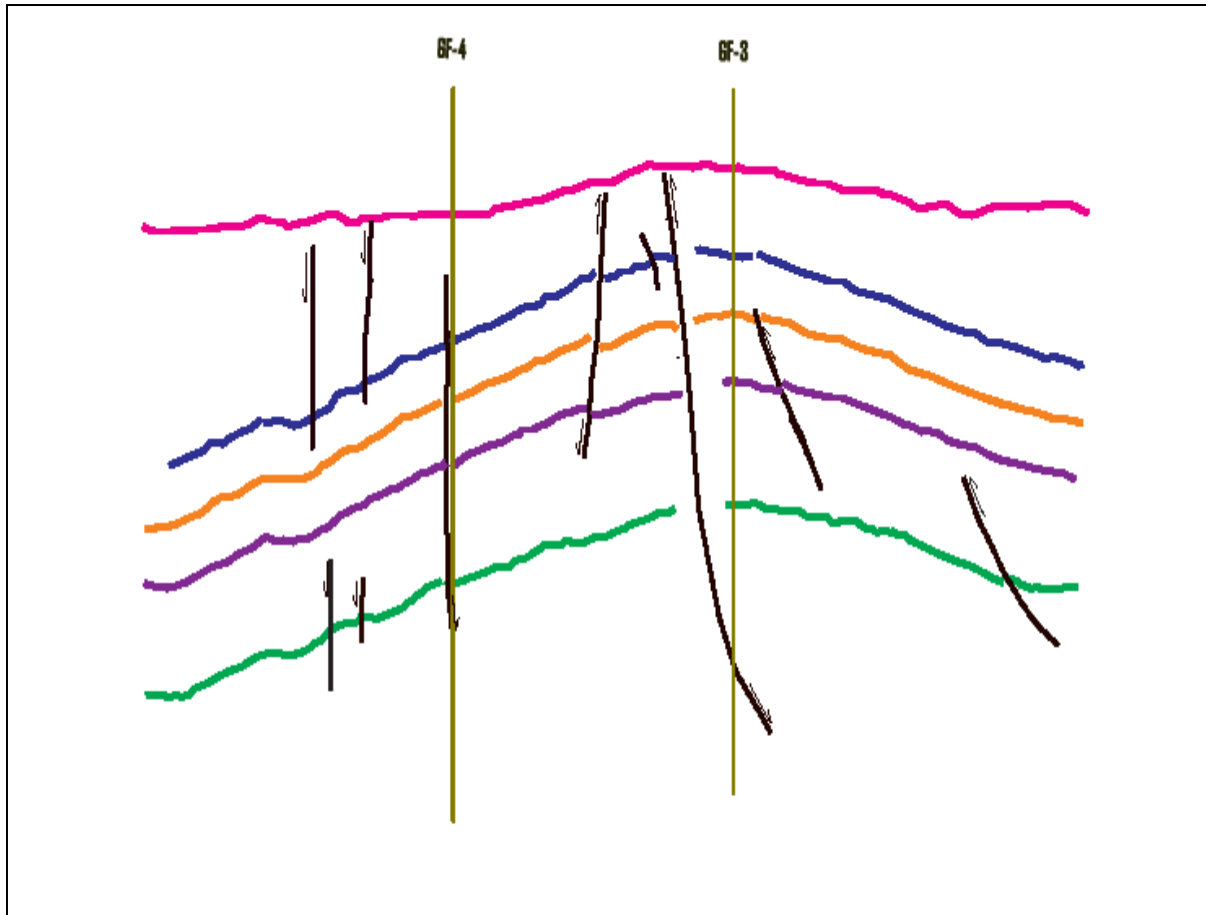
*FIG III-30 : Coupe montrant les horizons  
(Qui passe par GF-2)*



**LEGENDE :**

- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

*FIG III-31 : Coupe montrant les horizons  
(Qui passe par GF-4)*

**LEGENDE :**

- Faille
- La Discordance Hercynienne
- Toit du Frasnien
- Toit de Givétien
- Toit de Silurien
- Toit de l'ordovicien

*FIG III-32 : Coupe montrant les horizons  
(Qui passe par GF-3 et GF4)*





# *Chapitre IV*

**CARACTERISATION**

**DU**

**RESERVOIR**



## I. LA FRACTURATION

### I. 1. INTRODUCTION:

Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus, qui, sous l'effet du tassement, de la diagenèse et de la déformation, se sont fracturés.

La fracturation est évidemment un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire.

### I. 2. THEORIE SUR LA FRACTURATION :

#### I. 2. 1. DEFINITION :

La fracturation désigne toute cassure de roche, avec ou sans déplacement relatif des parties. Une fracture dans une roche représente deux lèvres et une ouverture qui se mesure perpendiculairement aux lèvres. Ces fractures peuvent être associées à un évènement tectonique local, ou régional.

Selon l'orientation, la distribution et la morphologie des fractures ; différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés, tels que :

- Les diaclases.
- Les paraclases.
- Les stries.
- Les stylolithes.
- Les fentes de tensions.
- Les brèches.

#### *I. 2. 1. 1. Les diaclases :*

Ce sont des fractures de roches ou de terrain sans déplacement relatif des parties séparées, ces fractures sont parfois régionales, ou se présentent dans des zones de la croûte terrestre, elles se développent en géométrie simple et possédant des espacements régulières et relativement importants (Runes, 1992).

#### *I. 2. 1. 2. Les paraclases :*

Le mouvement des paraclases se fait parallèlement au plan de la fracture, elles sont souvent désignées aussi comme cisaillement.

**I. 2. 1. 3. Les stries :**

Elles nous renseignent généralement sur la direction du mouvement, et leurs pitch nous permet de définir le régime de déformation (mouvement décrochant ou pas).

**I. 2. 1. 4. Les stylolites :**

Elles apparaissent généralement sous forme de dents de scie, on distingue deux types :

- Les stylolithes portées par des plans horizontaux, qui sont dus à la compaction des sédiments.
- Les stylolithes portées par des plans verticaux, dus à la tectonique.

**I. 2. 1. 5. Les fentes de tensions :**

Elles apparaissent en régime décrochant, compressif et extensif, elles sont caractérisées par un déplacement dont la composante principale est perpendiculaire aux lèvres, qui s'écartent l'une de l'autre.

La plupart du temps elles se déposent en échelon, ces fentes sont souvent remplies de silice ou de calcite.

**I. 2. 1.6. Les brèches :**

Elles correspondent au remplissage des espaces vides créés dans la roche, elles sont généralement constituées par des éléments broyés ; lorsque un puits est caractérisé par une forte densité de brèches est généralement faille, ou bien il est situé à la proximité d'une faille.

**I. 2. 2. LES TYPES DE FRATURES :****I. 2. 2. 1. Les fractures naturelles :**

Elles existent réellement dans la formation, on distingue trois types :

- Fractures naturelles vides : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.
- Fractures naturelles colmatées : sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.
- Fractures partiellement ouvertes : Ce sont des fractures qui ont colmatées partiellement et ils subsistent un vide.

### ***I. 2. 2. 2. Les fractures induites :***

Ce sont des fractures provoquées involontairement par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit de l'extraction de la carotte au cours de sa récupération.

### ***I. 2. 2. 3. Les fractures provoquées :***

Elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, ou la production reste toujours faible.

Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison formation-puits qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

## **I. 2. 3. LES SYSTEMES DE FRACTURE :**

### ***I. 2. 3. 1. les systèmes de fractures associées au pli :***

Pendant et durant le plissement d'un pli, la morphologie des réseaux de fractures qui se développent est très complexe et fonction de la forme du pli.

Les joints d'extrados qui constituent une des familles de fractures parallèles à l'axe de la courbure des couches.

Ils se forment dans les zones en extensions associées à un plissement, dans les couches les plus compactes où s'initient ces fractures, puis elles se propagent dans les couches voisines moins compactées progressivement et de façon radiale par rapport au centre de la courbure.

### ***I. 2. 3. 2. système de fractures associées aux failles :***

- **Fractures tectoniques :**

On regroupe dans cette classe toutes les fractures dont l'origine peut être attribuée ou associée à un événement tectonique local compte tenu des orientations, la distribution et la morphologie (failles normales, inverses, décrochantes, fentes de tensions).

- **Les fractures régionales :**

Les fractures régionales sont des fractures qui sont présentes dans de larges zones de la croûte terrestre avec de faible variation dans l'orientation, elles ne présentent pas de rejet évident le long du plan de rupture et sont toujours perpendiculaires à la stratification. Elles se développent en géométrie très simple et possèdent des espacements réguliers et relativement importants.

### I. 2. 4. ORIGINE ET ROLE DE LA FRACTURATION DANS LES RESERVOIRS :

L'origine de la fracture dans le réservoir est en étroite relation avec les états des contraintes subies par les couches, leurs conditions de dépôts et les propriétés mécaniques de ces roches. La formation des diaclases à grande profondeur a longtemps été mise en évidence, et le dilemme a été posé par COSBY. D'après BODDGCY, (1965) les diaclases sont des phénomènes de surface, et toutes les fractures en subsurface sont des fractures de cisaillement. Cette notion a été renforcée par des expériences qui se localisent sur la compression produisant des fractures de cisaillement et des diaclases, ces derniers qui se forment à une pression de confinement voisine de zéro.

SECOR, en 1965 a présenté une analyse de propagation de joint en élevant l'effet de la pression de pore en profondeur lorsque le rapport entre la pression de fluide et le poids lithostatique est voisin de 1. Cette solution a permis l'utilisation de la fracturation hydraulique prouvant que ces fractures (diaclases) peuvent exister en profondeur.

Les mécanismes de formation des fractures ouvertes en profondeur restent encore mal connus.

RIVES, en 1992 annonce plusieurs hypothèses en relation avec les mécanismes de rupture. Cependant en se basant sur la relation entre les fractures et les contraintes.

GRENTENER, en 1994 définit trois types de fractures ouvertes dans les réservoirs :

- Dans le cas d'un relâchement dans trois directions, les fractures ouvertes sont orientées de façon aléatoire et multi directionnelles ;(TERZAGHI, 1960).
- Dans le cas d'un relâchement dans deux directions, par exemple dans un dôme, on peut observer deux familles de fractures, l'une radiale et l'autre qui lui est perpendiculaire.
- Dans le cas d'un relâchement dans une seule direction, le plissement ou la déformation cassante sont des processus qui sont accompagnés d'une diminution de contrainte dans une direction (FEREIDMANT et SOWERS, 1970), ce type de relâchement de contrainte peut se produire dans tout les bassins sédimentaires qui sont en extension.

Le dernier cas est le plus probable, les puits sont verticaux ainsi que les fractures aussi qui peuvent être recoupé par le forage, tandis que le forage horizontal est le plus efficace pour recouper tout le réseau fracturé.

La notion de compartimentage des réservoirs qui est due à la fracturation expliquerait mieux dans certains cas les débits aléatoires de certains puits dans un même réservoir. Il a été souvent reporté que des puits voisins dans des positions similaires structurales montrent clairement des débits différents pour des raisons non apparentes.

Les fractures ouvertes localisées sont un facteur majeur aussi bien pour l'hétérogénéité que pour l'anisotropie des réservoirs. La réussite de la technique de forage horizontal est principalement due à ce facteur et plusieurs auteurs en décrivaient les avantages de puits horizontaux mentionnent d'abord l'intersection possible des fractures ouvertes.

Dans certains cas, il est donc souhaitable de forer en cherchant à intersectés le maximum de fractures ouvertes. Dans la plupart des cas, c'est la présence de ces fractures qui rendent le champ commercial donc il est nécessaire de les localiser afin d'optimiser le programme de forage en vue d'une meilleure exploitation des hydrocarbures.

### **I. 2. 5. CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DES FRACTURES**

#### ***I. 2. 5. 1. ouverture de la fracture et ses conséquences sur la perméabilité :***

L'ouverture d'une fracture est variable, en particulier lorsqu'il y a eu déplacement relatif des parois, minéralisation ou colmatage partiel. Elle est alors difficilement mesurable.

La surface de la fracture effectivement ouverte à la libre circulation des fluides dans un réservoir reste apparemment un des aspects les plus imprécis du problème.

#### ***I. 2. 5. 2. Dimensions de la fracture dans l'espace :***

Les joints sédimentaires ou argileux limitent parfois la dimension ou l'extension verticale des fractures. Certaines d'entre elles coupent uniquement un banc, d'autres, plus grandes, traversent plusieurs bancs.

L'importance de l'extension des fractures est reconnue dans le transfert des fluides de la matrice passant par les fractures.

#### ***I. 2. 5. 3. Orientation des fractures :***

L'orientation des fractures est très importante pour la production d'un puits ou d'un réservoir elle joue un grand rôle dans les prévisions des directions de communications latérales des fluides.

Le plan de la fracture est repéré par deux angles  $\delta$  (azimut) et P (pendage).

#### ***I. 2. 5. 4. Déplacement :***

Les fractures associées à des failles comportent généralement de faible déplacement. Ce mouvement peut améliorer ou réduire les propriétés pétrophysiques de la roche. Les plans de fractures sont en général des surfaces et les déplacements peuvent décaler ou mettre en vis-à-vis des bosses qui maintiennent la fracture ouverte. S'il n'y a pas de cimentation, le déplacement des plans de fractures a pour effet d'améliorer la porosité et la perméabilité (STEARNS et FREIDMAN, 1972). De déplacement est généralement de très faible amplitude, parfois difficilement appréciable, voire nul.

#### ***I. 2. 5. 5. Influence des paramètres sédimentologiques sur la fracturation :***

Plusieurs paramètres interviennent sur l'intensité de la fracturation naturelle des roches. Parmi ces paramètres nous retiendrons les plus importants, à savoir : la lithologie et l'épaisseur des bancs.

##### ***❖ Influence de la lithologie :***

La nature lithologique des roches joue un rôle considérable sur les déformations produites et par conséquent sur la fracturation, sous l'effet de contraintes tectoniques (STEARNS, 1967 ; BLES et FEUGA, 1981).

Suivant leurs comportements rhéologiques on distingue :

- Les roches élastiques (quartzites)
- Les roches élasto-plastiques (roches réservoirs classiques) se déforment d'avantage avant le seuil de la rupture.

### **I. 3. INTERPRETATION DES RESULTATS DE L'ANALYSE DES CAROTTES**

Le réservoir Ordovicien à été carotté sur 51m au niveau du puits de forage GF-1, dont nous avons décrit 34m, et 73 m au niveau du puits GF-2.

#### **I. 3. 1. Observation des carottes :**

##### ***I. 3. 1. 1. Le puits GF-1 :***

Les carottes montrent un degré de complexité pas très important. Dans ce puits il existe des fractures ouvertes et des fractures cimentées par du quartz ou de l'argile.

➤ L'unité IV:

Elle est caractérisée par une grande densité de fractures et de stylolites de très faible amplitude (FIG IV-2), qui marque la compaction au niveau de la carotte prélevée de l'intervalle 1731 m- 1737 m, à la profondeur 2032.3 nous avons trouvé des fractures en pétales (FIG IV-1).

A la profondeur 2033.3 (FIG IV-3) nous avons trouvé des petites fractures sur un intervalle de 10cm de forme irrégulières de longueur 8cm, ces fracture semblent s'interrompre au niveau des film argileux. A la profondeur 2106.5 nous avons trouvés des plans de glissement subhorizontaux (FIG IV-5).

➤ L'unité III-3 :

Elle est caractérisée par une grande densité de fractures partiellement ouvertes. , l'ouverture de ces fractures varie de 0.5 à 5mm. Nous avons trouvé un système de fentes subverticales avec plus de bifurcation (FIG IV-7) à la profondeur 2264m, la base de cette unité est caractérisée un grand nombre de stylolites (FIG IV-9). Cette carotte présente une zone de brèche hydraulique dans l'intervalle 2265.13m-2265.7m (FIG IV-8).

### **I. 3. 1. 2. Le puits GF-2 :**

Les carottes montrent un degré de complexité structurale au niveau de ce puits par rapport aux autres puits vue sa position dans la structure (zone de compression).

Dans ce puits les fractures subverticales à verticale sont partiellement ouvertes. Elles sont également remplies de quartz et de calcite.

➤ L'unité IV:

Elle caractérisée par une grande densité de fractures partiellement ouvertes, l'ouverture de ces fractures varie de 0.5 à 2cm sur la carotte prise dans les Grés de Ramade (1741 m-1743m).

Dans les Grés de Oued Saret, l'ouverture atteint 8 cm (1811m- 1813m), dans l'intervalle (1813m – 1815m) le pendage des couches est de l'ordre de 15° et le pendage des fractures est en moyenne de 60°. La carotte prélevée dans l'intervalle 1970m – 1979m représente une zone très complexe elle correspond à une zone de faille avec de la brèches de faille à la profondeur 1975.5 (FIG IV-). A la profondeur 1970.4 nous avons trouvé que les fractures ont tronqué une deuxième fracture plus ancienne (FIG IV-).



➤ L'unité III-3 :

La carotte prélevée dans l'intervalle 2080 m -2082 m montre le pendage structural important sur la couche d'argile s'intercalant entre les grés fins à la profondeur 2081.3 (FIG IV-). Les fractures sont partiellement ouvertes et les ouvertures varient de 0.5 à 1 cm. La carotte prélevée dans l'intervalle 2085.5m 2088.40m représente une zone de faille marquée par de la brèche.

**I. 3. 2. Interprétation des résultats de carottes :**

Au niveau du puits GF-I, la fracturation est faible dans les argiles de l'unité IV , cependant l'unité III-2 est caractérisé par une grande densité de fractures dont la récupération de carottes à ce niveau est très difficile. Le pendage structural des carottes est 50°.

Au niveau du puits GF-2, la relation fracturation-lithologie est mise en évidence. La fracturation dans les argiles est très faible, parfois inexistante comme dans les argiles à la base de l'unité III-3. Le pendage structural des couches de l'unité IV situées dans le compartiment surélevé est subhorizontal. Les grés de Oued Saret sont relativement plus fracturés que les grés de Ramade.

Dans l'unité III-3 au voisinage de la faille la densité de fracturation augmente.

Les fractures au niveau du puits GF-2 sont partiellement ouvertes, elles représentent la perméabilité secondaire d'où la productivité de ce puits ; néanmoins au niveau de GF-1 il y a des fractures ouvertes mais ces fractures fermées présentes sont des barrières de perméabilité.



**FIG IV-1 : Fracture en pétale**



**FIG IV-2 : Stylolite tectonique de faible amplitude**



**FIG IV-3 : Petites fractures de forme irrégulière**



**FIG IV-4 : Fentes de tension**



**FIG IV-5 : Plan de glissement subhorizontal**



**FIG IV-6 : Cristallisation quartzitique**



**FIG IV-7 : fentes subverticales**



FIG IV-8 : Brèche hydraulique



FIG IV-9 : Stylolites de compaction



FIG IV-10 : Fracture cimentée subhorizontal  
noter la porosité résiduelle



FIG IV-11 : Plan de cisaillement



**FIG IV-12 : Zone de faille avec de la brèche**



**FIG IV-13 : Zone de brèche**

## **I. 4. INTERPRETATION DES RESULTATS DE L'IMAGERIE :**

### ***I. 4. 1. Imagerie GF-2 ( FIG IV-14)***

Pour mieux étudier les paramètres de fracturation dans ce puits, la technique de l'imagerie F.M.S a été réalisée. Elle permet de distinguer les caractéristiques des fractures, notamment les orientations qui permettent la classification en familles, ainsi que la densité de fracturation relative à chaque famille directionnelle de fractures.

Dans le complexe Ordovicien dont l'épaisseur dépasse les 600m. Seulement 400m ont été imagés par l'outil F.M.S. Au total près de 1330 fractures ont été observées soit une densité globale moyenne de 3 fractures /m. Cette densité peut être plus importante, car elle est calculée pour tout le complexe Ordovicien et pour toutes les familles de fractures prenant en compte certaines couches argileuses ou nous observons que peu ou pas de fractures.

Le pendage des couches de l'Ordovicien est en général modéré. Il est en moyenne de 10° à l'exception des couches plissées de l'unité III-3 dans l'intervalle 2110 m à 2140 m où le pendage est anormalement très élevé (68°).

Dans cet intervalle, peu de plans de stratification ont été enregistrés. C'est une zone très fracturée avec une densité de fracturation de 5 fractures /m.

En général, on distingue trois (03) types de fractures ( N150, N30, N90), les plus représentatives sont celles orientées dans la direction N150

Au niveau de l'unité VI, nous observons une concentration de fractures assez élevées de direction NW-SE.

Au niveau de l'unité III-3, la concentration des fractures est de direction NW-SE.

Au niveau de l'unité III-2, nous observons une concentration de fractures direction variable.

#### ***I. 4. 2. Imagerie GF-2 :(FIG IV-14)***

Pour mieux étudier les paramètres de fracturation dans ce puits, la technique de l'imagerie U.B.I a été réalisée. Elle permet de distinguer les caractéristiques des fractures, notamment les orientations qui permettent la classification en familles, ainsi que la densité de fracturation relative à chaque famille directionnelle de fractures.

Ce Log d'Imagerie représente deux zones de faille subsismique

La première zone au niveau des Quartzites de Hamra dans l'intervalle 2554 m à 2570 m, le log Imagerie nous montre l'existence de zone de faille subsismique dont cette zone a marquée un changement net de direction de la contrainte maximale ( $\delta$  max) qui devient subverticale puis de direction NE-SW, et elle correspond aussi à la présence d'une importante densités de fracturation de direction NW-SE dominante.

La deuxième zone au niveau de l'unité III-1 dans l'intervalle 2614 m à 2630 m, le log Imagerie nous montre l'existence de zone de faille subsismique dont cette zone a marquée un changement net de direction de la contrainte maximale ( $\delta$  max), et elle correspond aussi à la présence d'une importante densités de fracturation de direction W-E dominante.

Néanmoins, pour une interprétation complète nous avons relevés toute les direction des fracture de ces deux niveau pour faire la rosace directionnelle des fractures ouvertes dans ce puits qui a révéler que le direction la plus représentative est la NE-SW plus que la NW-SE.

Nous avons remarqués au niveau l'imagerie de ce puits l'apparition de deux failles sismiques dans l'unité III-2 et l'unité III-1, cependant elles apparaissent comme des failles subsismiques dans les profils sismiques (FIG IV-).

#### ***I.4.3. CONCLUSION :***

La technique de l'imagerie nous a permis d'observer la variation de la fracturation .de distinguer les caractéristiques des fractures et d'observer les directions privilégiées des fractures ouvertes.

En effet, dans ces puits, nous avons constaté que la fracturation est très importante dans les couches gréseuses et très faibles dans les couches argileuses.

La distribution individuelle de chaque plan de fracture a permis de classer les fractures en trois familles directionnelles et d'estimer la densité de fracturation apparente pour chaque famille de fractures.

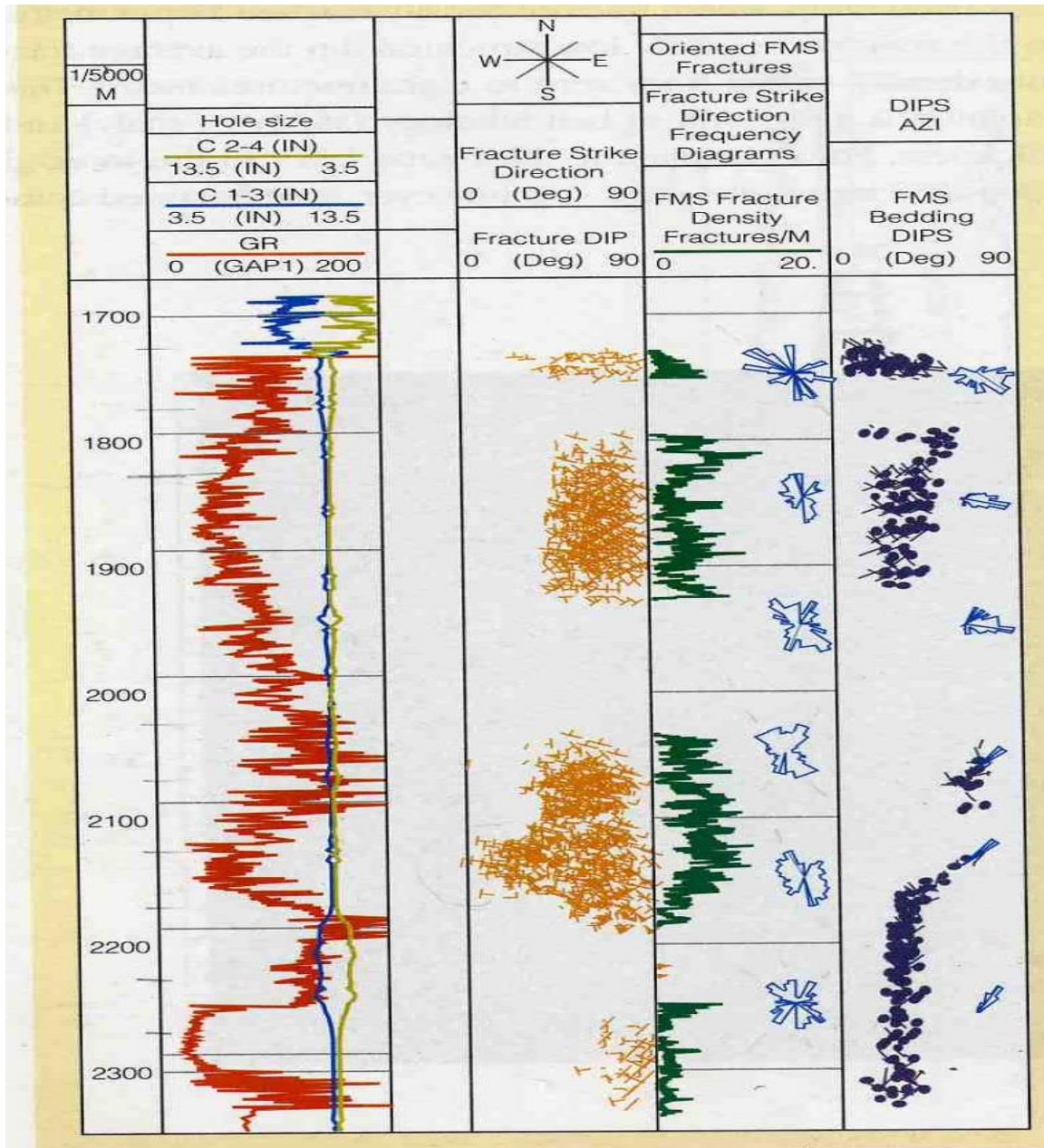


FIG IV-14 : Identification des fractures par diagraphie F.M.S dans le puits GF-2

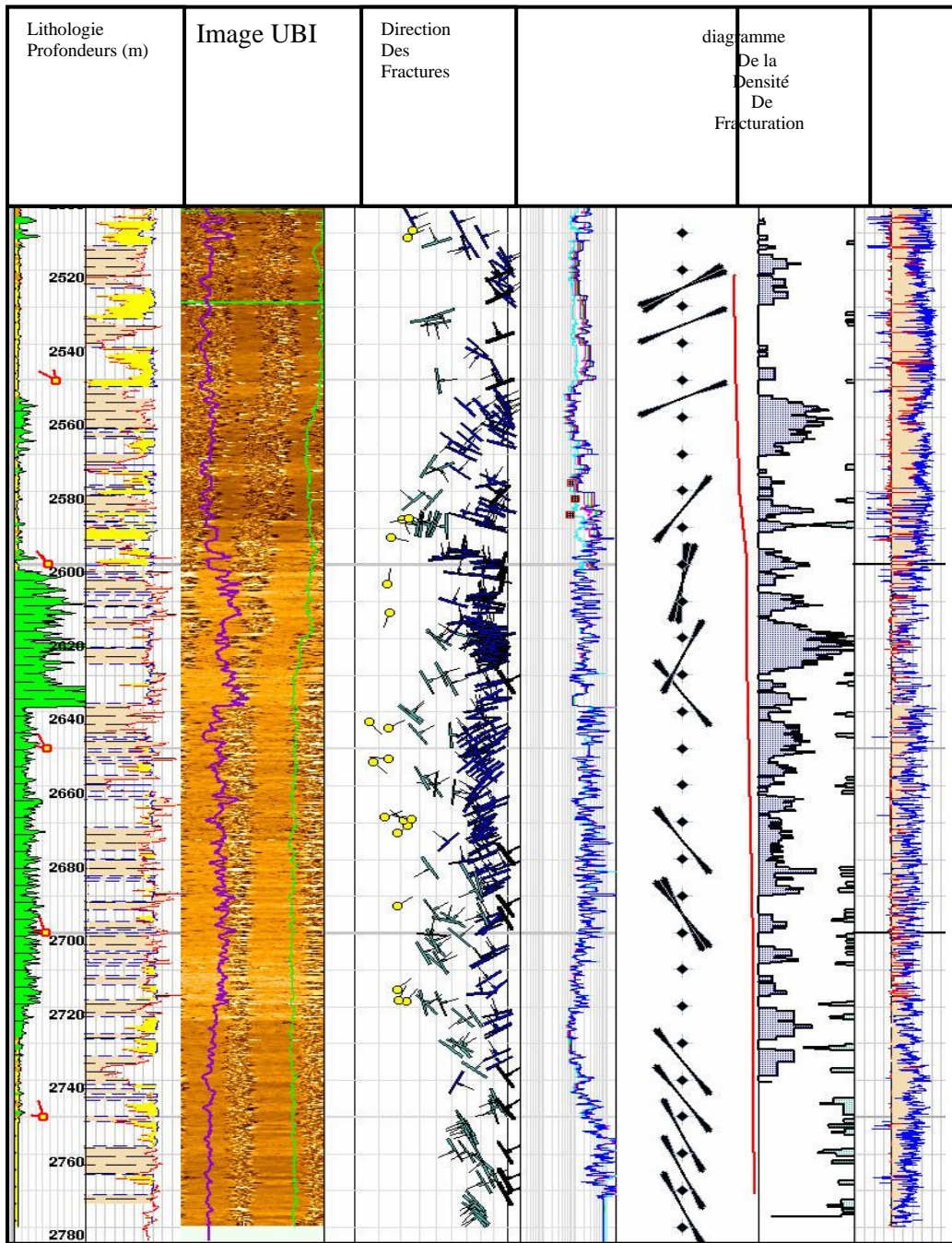


FIG IV-15 : Identification des fractures par diaggraphie U.B.I dans le puits GF-5



## II. LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :

### II. 1. LA POROSITE :

Elle est définie et exprimée comme le pourcentage du volume des vides par rapport au volume total de la roche. On distingue :

➤ **La porosité primaire :**

C'est le volume total des vides dans la roche obtenu juste après sédimentation.

➤ **La porosité secondaire :**

C'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.

➤ **La porosité effective ou utile :**

C'est le volume des vides connectés entre eux.

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à **5 %**.
- Médiocre si elle est comprise entre **5 %** et **10 %**.
- Moyenne si elle est comprise entre **10%** et **20 %**.
- Bonne si elle est comprise entre **20 %** et **30 %**.
- Excellente si elle est supérieure à **30 %**.

### II. 2. LA PERMEABILITE :

C'est la facilité avec laquelle une roche permet un fluide donné de la traverser, elle dépend fortement de la taille des grains, de la porosité et de la saturation.

La perméabilité est :

- Très faible si elle est inférieure à **1 md**.
- Faible si elle est comprise entre **1 md** et **10 md**.
- Médiocre si elle est comprise entre **10 md** et **50 md**.
- Moyenne si elle est comprise entre **50 md** et **200 md**.
- Bonne si elle est comprise entre **200 md** et **500 md**.
- Excellente si elle est supérieure à **1 md** et **10 md**.

### II. 3. Interprétation des profils de porosité :

Nous traiterons les caractères pétrophysiques de unité IV et l'unité III-2 (quartzites de hamra) de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.

### **II. 3. 1. Le puits GF-1 :**

Le profil relatif à l'évolution verticale de la porosité de l'unité VI de l'ordovicien (FIG IV-16) représente une alternance de grande et faible valeur de porosité, avec l'apparition de deux pics qui correspondent aux profondeurs 2032 m et 2033.25 m.

Le profil relatif à l'évolution verticale de la porosité de l'unité III-2 (Quartzite de Hamra) de l'ordovicien (FIG IV-17) représente une homogénéité de valeur de porosité, avec l'apparition d'un pic à la profondeur 2479.75 m.

Les valeurs de porosité dans ces deux réservoirs sont faibles.

### **II. 3. 2.: Le puits GF-2 :**

Le profil relatif à l'évolution verticale de la porosité de l'unité VI de l'ordovicien (FIG IV-18) nous permet de distinguer trois intervalles

- Dans l'intervalle (1731.25 -1734.5 m) les valeurs de porosité ont tendance à augmenter vers le bas.
- l'intervalle (1735 – 1746 m) représente des porosités très faibles avec l'apparition de deux pics correspondantes aux profondeurs 1738.75 m et 1744.25 m.
- l'intervalle (1746.5 m – 1813.75 m) représente une distribution de porosité plus au moins homogène.

### **II. 3. 3 Le puits GF-3 :**

Le profil relatif à l'évolution verticale de la porosité de l'unité VI de l'ordovicien ( FIG IV-19) représente de faible porosité dans la partie supérieur, néanmoins dans l'intervalle (1942.5 – 1943.75 m) sont plus fortes, que dans la partie inférieur.

Le profil relatif à l'évolution verticale de la porosité de l'unité III-2 (Quartzite de Hamra) de l'ordovicien (FIG IV- 20), la porosité dans cette unité représente une distribution homogène.

### **II. 3. 4. Le puits GF-4 :**

Le profil relatif à l'évolution verticale de la porosité de l'unité VI de l'ordovicien (FIG IV-21) nous permet de distinguer deux intervalles :

- Dans l'intervalle (2235.50 -2237 m) représente des grandes valeurs de porosités en alternance avec des faible valeurs.

- Dans l'intervalle (2237.5-2239.25 m) les valeurs de porosité ont tendance à diminuer vers le bas.

#### **II. 4. Interprétation des résultats de perméabilité des carottes :**

Au niveau de chaque puits la perméabilité de carottes a été mesurée et les valeurs sont très faibles (**0.1 md**) sauf pour quelques côtes où elle est très élevée parce qu'elle est associée à une fracture ou une cassure perméabilité secondaire de la fracture).

#### **II. 5. CONCLUSION :**

Dans la région de Garet El Guefoul, nous remarquons une certaine hétérogénéité des paramètres pétrophysiques :

- Au niveau de l'unité IV, les valeurs de porosité sont faible à une moyenne de **2.3 %** , la perméabilité est très faible aussi.
- Au niveau des Quartzites de Hamra, les valeurs de porosité sont médiocres avec une moyenne de **9.10 %** au niveau du puits GF-3, néanmoins la perméabilité est essentiellement secondaire dont cette unité qui est très fracturée.

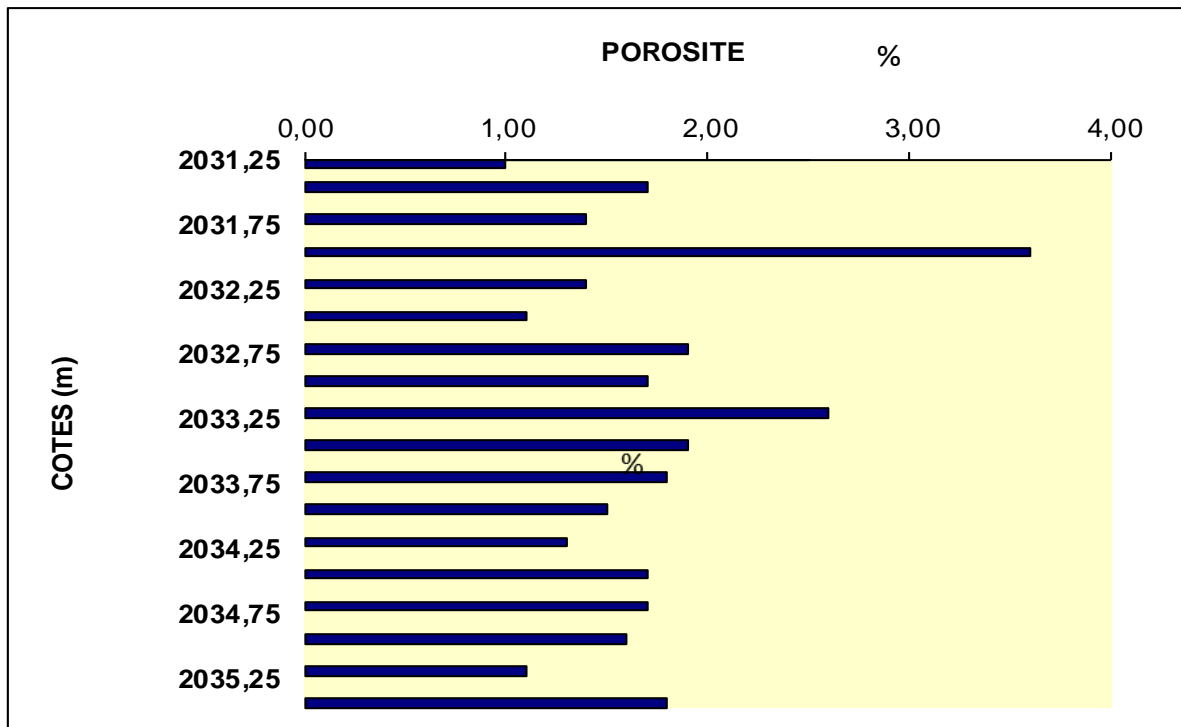


FIG IV-16 : Profil d'évolution verticale de la porosité de l'unité IV au niveau du puits GF-1

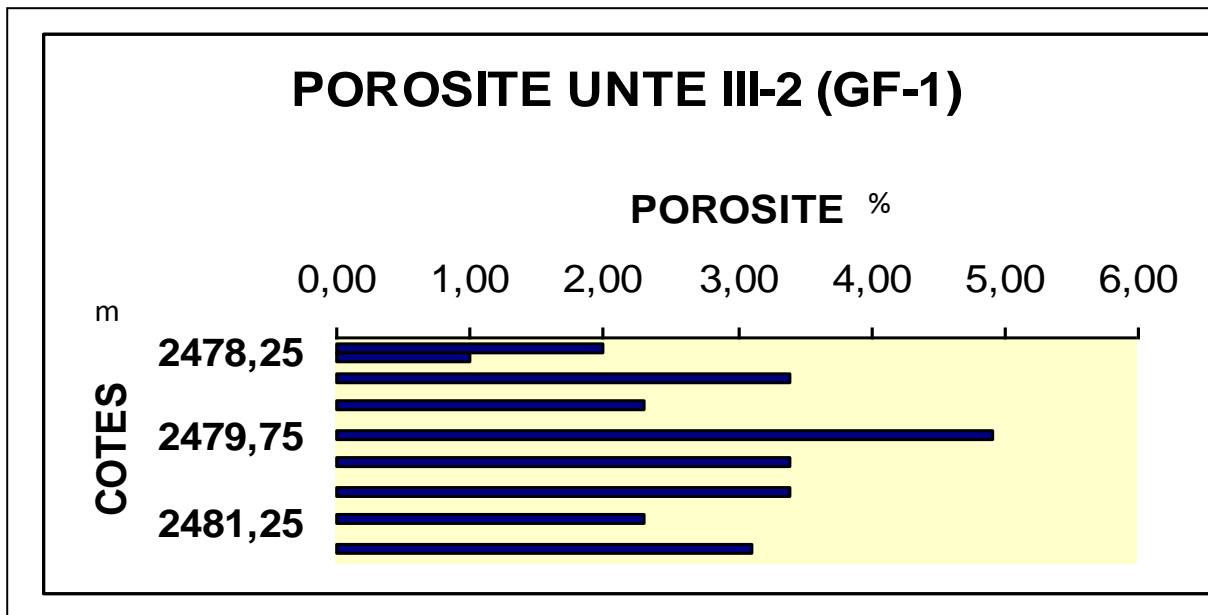
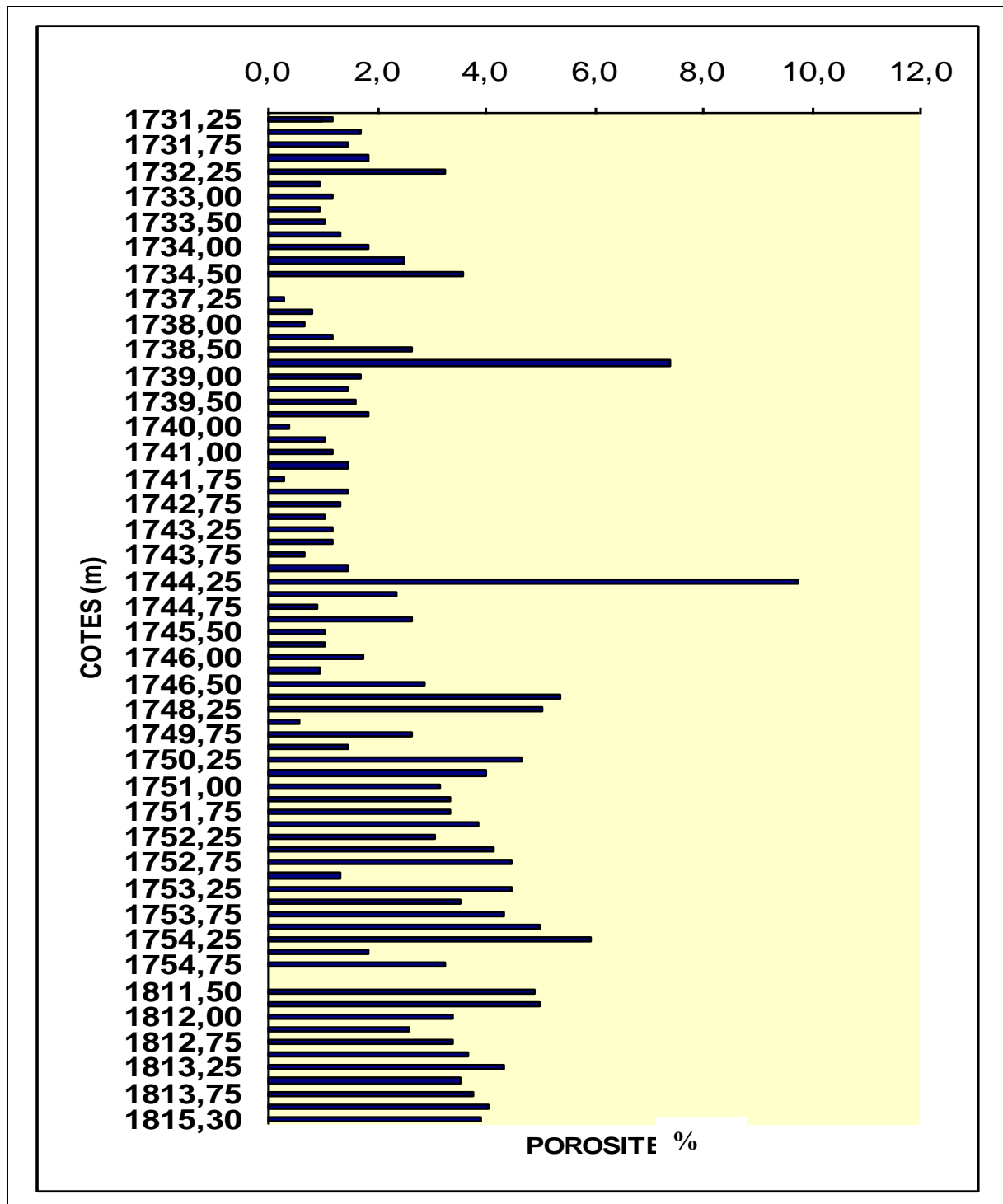
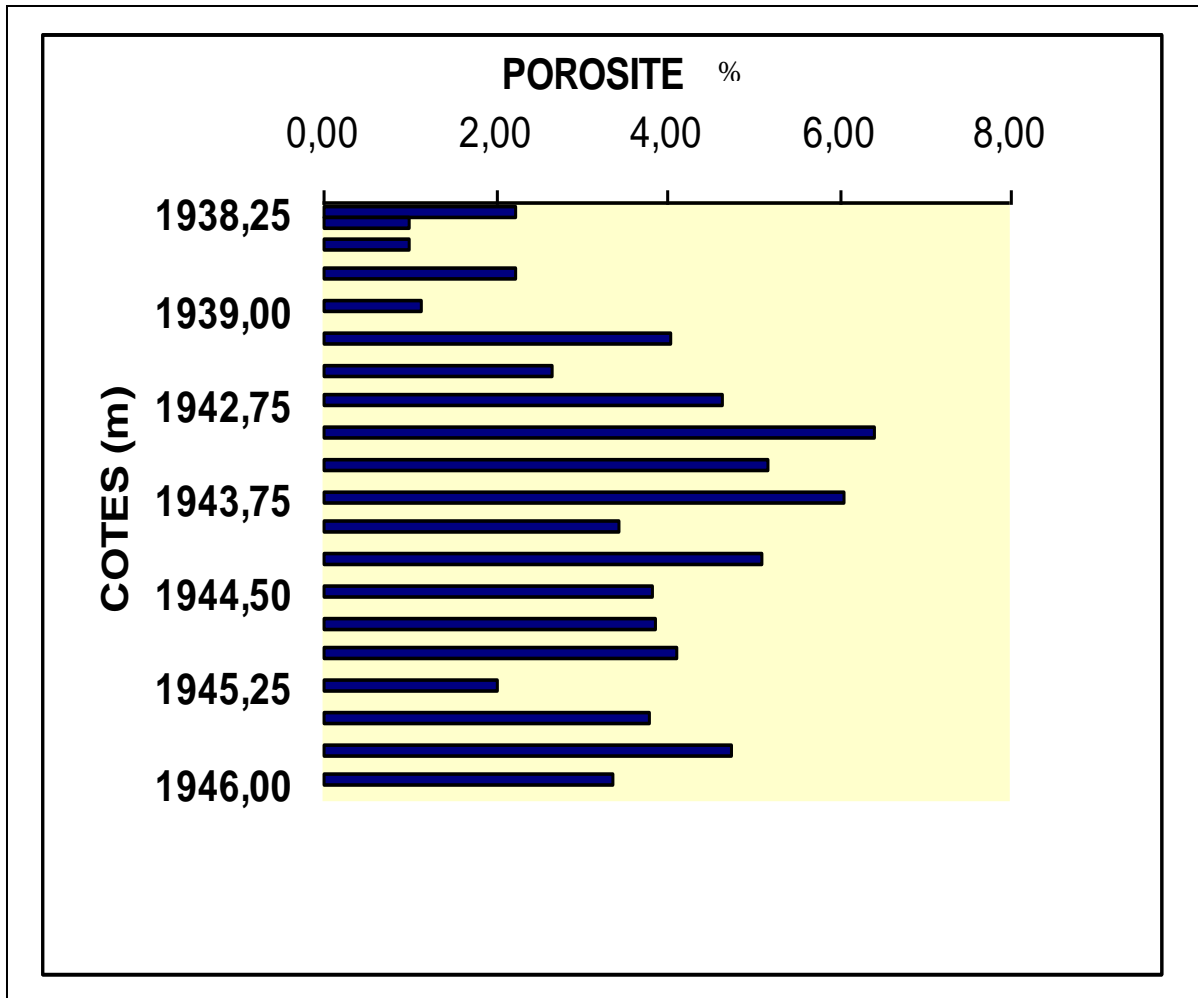


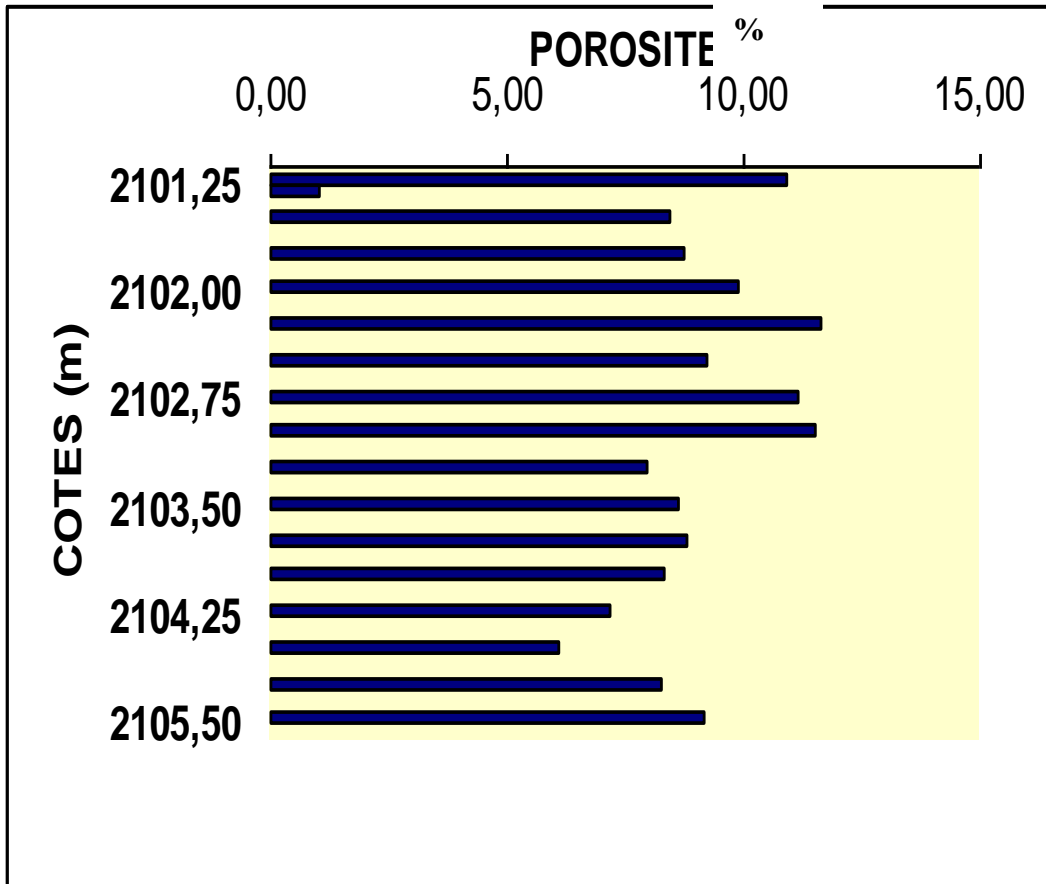
FIG IV-17 : Profil d'évolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits GF-1



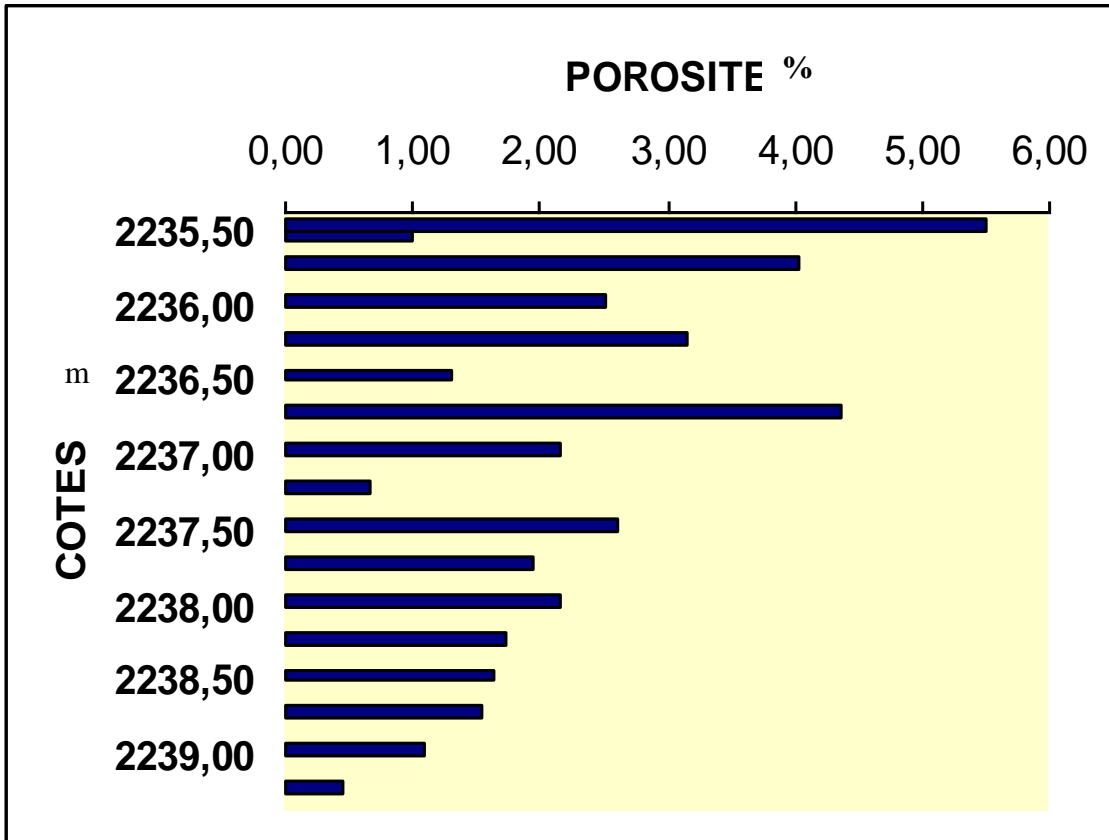
**FIG IV-18 : Profil d'évolution verticale de la porosité de l'unité IV au niveau du puits GF-2**



**FIG IV-19 : Profil d'évolution verticale de la porosité de l'unité IV au niveau du puits GF-3**



**FIG IV-20 : Profil d'évolution verticale de la porosité de l'unité III-2 au niveau du puits GF-3**



**FIG IV-21 : Profil d'évolution verticale de la porosité de l'unité IV au niveau du puits GF-4**





# CONCLUSION



## **CONCLUSION GENERALE**

Les accumulations gaz découvertes récemment dans les réservoirs de l'Ordovicien de la structure de Garet El Guefoul dans le bassin de l'Ahnet et plus particulièrement, l'unité IV et l'unité III-2 (quartzites de Hamra), indiquent que cette région renferme un important potentiel pétrolier qui reste à définir.

Etant données les températures auxquelles ont été soumises les roches mères, nous pouvons supposer que ces dernières ont expulsé l'essentiel des hydrocarbures liquides avant la phase de plissement principale.

Les caractères pétrophysiques sont plutôt médiocres mais le degré de structuration et l'intensité de la déformation a engendré de la fracturation qui améliore considérablement la perméabilité.

La structure de Garet el Guefoul se présente sous forme d'un vaste anticlinal d'organisation générale N-S. Pour expliquer le dispositif structural actuel, nous proposons une déformation en trois phases :

➤ **La première phase :**

Elle est définie par un régime compressif où la contrainte de déformation  $\sigma_1$  est orientée 040 permet le développement d'un décrochement dextre. Cette phase serait une phase précoce de l'orogénèse hercynienne.

➤ **La deuxième phase :**

Elle correspond à la rotation de la contrainte  $\sigma_1$  (N120) et il y a réorientation de l'axe du pli dans la partie méridionale de la structure.

L'accident majeur de direction E-W qui passe par la partie méridionale du pli correspond à un décrochement transpressif définissant une structure en fleur positive observée sur les sections sismiques.

➤ **La troisième phase :**

Elle correspond à un relâchement des contraintes représentées par des failles normales au niveau de la partie septentrionale de la région de Garet El Guefoul.

On peut conclure que la fracturation joue positivement en améliorant les qualités du réservoir qui permettent un meilleur drainage des fluides contenues dans la roche.

## **BIBLIOGRAPHIE**

- - **BADSLM (1998) :**  
**Fracturation naturelle des roches :** Application au bassin de l'Ahnet (ALGERIE).Thèse
- -**BAZALGETTE. L (2004) :**  
Relations plissement / fracturation multi échelle dans les multicouches sédimentaires du domaine élastique fragile :  
*Accommodation discontinue de la courbure par les articulations possibles implications dynamiques dans les écoulements des réservoirs.* Thèse (FRANCE)
- - **BELAL. T et OUSIDENE. K (2005):**  
Etude structurale de l'axe Aoulef-Mekerrane et l'implication de la fracturation sur les qualités du réservoir Ordovicien.
- - **BOUDISSA. R (2000) :**  
Etude structurale du trend TIBARADINE-TIRECHOUMINE-OUED DJARET (Ahnet central, Algérie).
- - **Document Schlumberger (1995):**  
**Géologie de l'Algérie :** Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement H. Askri, A. Belmecheri, B. Benrabah, A. Boudjema, K. Boumendjel, M. Daoudi, M. Drid, T. Ghalem, A. M. Docca, H. Ghandriche, A. Ghomari, N. Guellati, M. hennous, R. Lounici, H. Naili, D. Takherist, M. Terkmani.
- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION (1999) :**  
Approche sur la fracturation des réservoirs cambro-ordovicien de l'Ahnet oriental.
  - BOUKHALLAT. S
- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION (2005) :**  
Rapport d'implantation GARET EL GUEFOUL (GF-5).
  - RICHA. F
  - SAADALLAH. N
  - MALEK. B
- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION (1973) :**  
Rapport de fin de sondage GARET EL GUEFOUL 1 (GF-1).
- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION (1991):**  
Rapport de fin de sondage GARET EL GUEFOUL 2 (GF-2).
  - YOUBI. L
  - BENDELLA. G
- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION (1991) :**  
Rapport de fin de sondage GARET EL GUEFOUL 3 (GF-3) ;
  - YOUBI. L

- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION (1993) :**  
Rapport de fin de sondage GARET EL GUEFOUL 4 (GF-4).
- - **SONATRACH – Division EXPLOITATION**
- - **TEIBI. L et YAHIAOULL (2001) :**  
Etude d'un réservoir fracturé : Cas de la structure de GARET BEN CHENTIR.

## المخلص

التشققات الطبيعية لها تأثير كبير داخل الخزان. في الواقع ، سواء كانت موصلات أو حواجز ، فإنها تتحكم بشكل عام في التدفقات وكذلك قدرات التخزين للخزانات. يتعلق هذا المشروع بتحليل التشققات وتأثيرها على الخصائص الفيزيائية البتروفيزيائية لخزان تتناول المنهجيات المقترحة على التوالي مراحل هذا التحليل ، وهي قارة القفول حقل الغاز

01 - تحديد خصائص التشققات من البيانات الهيكلية والبيانات الزلزالية: بيانات التصوير الصوتي والكهربائي لتحديد المؤشرات الهيكلية للتصدع بما في ذلك شدتها واتجاهاتها

02- تحديد تأثير الفوالق على المسامية والنفاذية بناءً على نتائج تحليل بيانات التصوير وربط البيانات الأساسية وبيانات التسجيل

الكلمات المفتاحية: الحقل - خزان - زلزالي - عينات صخرية - كسور - تصوير - نفاذية مسامية

## Résumé:

Les fractures naturelles ont un impact considérable au sein d'un réservoir. En effet, qu'elles soient conductrices ou barrières, elles contrôlent généralement les écoulements ainsi que les capacités de stockage des réservoirs. Ce projet concerne l'analyse des fractures et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du réservoir de gisement de gaz de **GARET EL GUEFOUL**. Les méthodologies proposées abordent successivement les étapes de cette analyse, à savoir

1. La caractérisation des fractures à partir de données structurales et les données **séismiques** : les données de l'imagerie sonore et électrique afin de déterminer les indicateurs structuraux de fracturation, concernant notamment leurs intensités et leurs orientations.
2. Détermination de l'impact de la fracturation sur la **porosité** et la **perméabilité** en se basent sur les résultats de l'analyse des données de l'**imagerie** et la corrélation des données de **carottes** et de diagraphies.

**Mots clés : Gisement- Réservoir- séismiques- carottes –fractures- Imagerie- porosité perméabilité**

## Abstract

The Natural fractures have a huge impact within a reservoir. Indeed, whether they are conductors or barriers, they generally control the flows as well as the storage capacities of the reservoirs. This project concerns the analysis of fractures and their impact on the petrophysical property of the GARET EL GUEFOUL gas deposit reservoir. The proposed methodologies successively address the stages of this analysis, namely

1. Characterization of fractures from structural data and seismic data: sonic and electrical imagery data to determine structural indicators of fracturing, particularly their intensities and orientations.
2. Determination of the impact of fracturing on porosity and permeability based on the results of analysis of imagery data and correlation of core and log data.

**Key words: Filed - Reservoir - seismic - cores - fractures - Imaging –porosity- permeability**