

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 des fracturations naturelles dans les
réservoirs Ordoviciens (étude de cas de Garet
et Guefoul_bassin de l'Ahnet -Algérie)**

Soutenu publiquement par :
HASSAINE NOUR EL HOUDA / GUEDDOURI ZINEB.

Le --/--/2016

Devant le jury :

Président :	Dr. MOHAMED.S BELEKSEIR	M. C. A Univ. Ouargla
Promotrice:	M ^{me} . NABILA HAMMAD	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. OUALID MELOUAH	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

يقع الهقار، وهي بين تميمون ويبيدير من . هذا الحوض ينقسم إلى قسام بنيوية التي يتمحور عليها الهدف الرئيسي للدراسة الأقسام هي أحناة الغربي و أحناة الشرقي و أحناة وسط أين تقع منطقة درستنا .

قاربت القبول يمثلان محدب واسع مستطول يتموقع حسب الإحداثيات التالية:

- 35 ° 27 ' - 15 ° 27

- 2 ° 00 ' - 15 ° 2

عروفة بتشوهات التي قد تصل إلى مستويات مجهرية على الرغم من أن هذه الهندسة غير ظاهرة على السطح في هذه الحالة ومن أجل دراسة دقيقة داخل الأبار و قريبا من السطح بإستعمال آليات الكشف الدقيقة لهته التشوهات و نستعمل وسائل مختلفة لتصوير جدران الأبار و تأكيد النتائج المتحصل عليها من تحليل عينات و مقارنة الإتجاهات التكتونية مع المقاطع الزلزالية التي تعبر بعض الأبار في هذه المنطقة حيث تؤكد فرضيتنا التي تنص التكتونية في عمق المكونات الصخرية التي تثبت أصلها الجهوي .

Résumé :

Le bassin de l'Ahnet se situe au Sahara central près du massif du Hoggar, il est localisé entre les bassins de Timimoune au nord, Moyidir à l'est et Reggane à l'ouest. Ce bassin est subdivisé en trois parties de point de vue structural qui fait notre objectif principal d'étude, qui sont : Ahnet occidental ; Ahnet oriental et l'Ahnet central où notre région d'étude se situe.

Garet el Guefoul représente un vaste anticlinal allongé le long des coordonnées suivantes :

- Parallèles 27° 15 ' - 27° 35' nord ;
- et les méridiens 2° 00' - 2° 15' est.

Est reconnu par sa forte structuration qui peut atteindre les échelons, malgré qu'au surface rien de cette architecture n'apparaît, dans ce cas et pour le but de bien l'étudier à l'intérieure des puits et aux subsurfaces des outils de détection de cette déformation ont misent à notre disposition tels que des différents outils de l'imagerie des parois des puits et appuyer sur les résultats obtenus par des analyses des carottes comparer les directions structurales avec des sections sismiques qui traversent quelques puits dans cette région et confirmer notre hypothèse de la pénétration de la tectonique au sein des compositions rocheuses et qui assure son origine régional.

Abstract:

The Ahnet basin is located in the central Sahara near to Hoggar Massif Meadows, it is located between the basins of Timimoune north Moyidir in the east and from the west Reggane. The basin is divided into three parts structurally constitutes our main objective study, which is: Western Ahnet; eastern and central Ahnet where our study area is located.

Garet el Guefoul represents a broad anticline lying along the following coordinates:

- Parallel 27 ° 15 ' - 27 ° 35' north;
- And meridians 2 ° 00' - 2 ° 15' east.

Is recognized by its strong structure that can reach levels despite that area nothing of this architecture appear in this case and for the purpose of study it well in domestic wells and subsurface detection tools this deformation has bet at our disposal such as the various tools of imaging the walls of the well and build on the results of analyzes of carrots compare structural directions with seismic sections crossing a few wells in the region and confirm our assumption of penetration within tectonic rock compositions and ensures its regional origin.

 *Dedicace* 

Je dédie humblement ce modeste travail :

- ★ *A mes très chers parents pour leur amour, soutien et encouragement et surtout leur patience toute cette période d'étude maman et papa je vous aime plus que tout.*
- ★ *A mes frères et sœurs : ISSAM- AMINA-MANEL -MAROUA ET ALI.*
- ★ *A notre nouvelle membre de la famille mon cher adorable neveu DHIA EDDINE.*
- ★ *A ma super et meilleure amie KAHINA qui m'a appris de vivre la vie pleinement et d'aller jusqu'au bout des choses et surtout de réaliser mes rêves quoi qu'il en soit, je t'adore ma puce.*
- ★ *A la folle qui je suis fière de son amitié et sa partenariat de ce mémoire, je t'aime NORA ma chérie et surtout merci pour passer les meilleurs moments de bonheur et parfois de tristesse mais toujours gardé le sourire sur la bouche en toutes sortes.*
- ★ *A la mémoire de ma chère grand-mère, qui reste toujours une étoile qui brillera dans ma vie.*
- ★ *A tous mes amis: ROMAÏSSA-AMEL- SIHAM-ZIGGY-NORI-AREZKI (merci pour l'encouragement).*

A tous mes collègues de la promotion GP.

A tout les enseignants de département de géologie –université de OUARGLA et la promotion extraordinaire de 2^{eme} année master GP.

ZINEB QUEDDURI

Dédicace

- ✦ *Je dédie ce modeste travail et ma profonde gratitude à ma mère et mon père pour l'éducation qu'ils m'ont prodigué; avec tous les moyens et au prix de toutes les sacrifices qu'ils ont consentis à mon égard, pour le sens du devoir qu'ils m'ont enseigné depuis mon enfance je les aime très fort.*
- ✦ *A mon chère frère MOHAMEDSALAH qui me donne la force et la foi à moi-même pour faire plus de chose positive dans ma vie et arrivé toujours plus haut du sommet tu es mon amour.*
- ✦ *A ma meilleur Amie et binôme ZINOUBA avec qui j'ai partagé mes moments de joie et de bonheur.*
- ✦ *A mes chers cousins et cousines dieu les gardes pour moi.*
- ✦ *A mes amis que j'aime ROMAÏSSA. ZIGGY. GHASSAN. HOUSSEM. ZINEB. HANNA. SARAH. NORI. FARES. SIHEM. ABDENNOUR, Tibou (TWIN). WALIDO. ANOIR, et a tous mes collègues de la promotion de géologie pétrolière 2016.*

De la part de Nour

Remerciements :

Tout d'abord on doit remercier le bon DIEU qui nous a aidé et donné la force d'atteindre notre but et terminer ce modeste travail HAMDOLILLAH.

Toute notre infinie gratitude va à notre Encadreur M^{me}. HAMMAD.N pour son suivi, ses conseils précieux et sa patience.

On remercie Messieurs les membres de jury: Mrs MELOUAH Oualid et Mr M^{ed} Salah BELEKSIER, qui nous ont fait l'honneur d'accepter d'évaluer notre travail.

Nous ne pouvons présenter ce travail sans remercier Mr BELEKSIER en sa qualité de chef de département ainsi que tous les professeurs qui n'ont pas ménagé d'effort pour nous assurer la meilleur formation qui soit tout au lond de notre parcours universitaire. Nous remercions en particulier messieurs : ZAATOUT.M, KADERI.M, Dr ZERROUKI.H et Pr NEZLI.I.

Nous tenons à exprimer notre gratitude à l'effectif de département de géologie division production (base IRRARA HMD), particulièrement le chef de département, Otheman, Faiza , Salah bellahmar, Chef de sécurité, pour leurs accueil, directives et sympathie.

Enfin nous remercions nos parents et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respect.

ZINEB & NOUR

Liste des figures :

Chapitre 1 : introduction.

1. Fig.1 : les diaclases.....	2
2. Fig.2 : les stylolithes.....	4
3. Fig.3 : fente de tension (Jean-François, 2009).....	4
4. Fig.4 : fractures associées à un pli (jean François, 2009).....	6
5. Fig.5 : système de fractures associées aux failles.....	6

Chapitre 2 : généralité sur la région d'étude.

6. Fig.6 : répartition des bassins dans la plate forme saharienne (BENHADDOUCHE et FAROUROU).....	11
7. Fig.7 : situation géographique du bassin de l'Ahnet (document Sonatrach).....	12
8. Fig.8 : Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet (document Sonatrach /Exploration).....	13
9. Fig.9 : Les domaines structuraux du bassin de l'Ahnet (Wec, 2007).....	14
10. Fig.10 : la colonne stratigraphique type du bassin de l'Ahnet (document SONATRACH/exploration).....	19
11. Fig.11 : situation géographique de la structure de Garet El Guefoul (Nadhira, 2008).....	25
12. Fig.12 : corrélation w-E des unités III et IV de l'ordovicien de la structure de GF (Nadhira, 2008).....	27

Chapitre 3 : matériels et méthodes.

13. Fig.13 : principe de mesure de l'UBI.....	34
14. Fig.14 : présentation de la composition de l'outil UBI.....	35
15. Fig.15 : sismique réflexion 2D, sismique réflexion 3D (JEAN-LUC MARI, IFP).....	37

Chapitre 4 : interprétation des résultats.

16. Fig.16 : identification des fractures par STAR resistivity& CBIL image data au niveau de puits GF4 (Argiles d'Azzel).....	41
---	----

17. Fig.17 : identification des fractures dans l'intervalle de Grés d'el Atchane dans Le puits de GF4.....	41
18. Fig.18 : identification des fractures par CAST-V dans le puits GF6 (Quartzites de Hamra).....	43
19. Fig.19 : stéréogramme qui montre la direction des fractures (NW-SE).....	43
20. Fig.20 : zonation des inclinaisons structurales (document sonatrach).....	45
21. Fig.21: identification des fractures dans la formation de GEA (GF7).....	46
22. Fig.22 : identifications des fractures par UBI dans la formation de GEA(GF8).....	48
23. Fig.23 : carotte n°1 qui présente la Dale de M'krata.....	49
24. Fig.24 : carotte n°2 représente les Argiles d'Azzel.....	49
25. Fig.25 : carotte n°3 qui révèle GEA.....	50
26. Fig.26 : fracture horizontale.....	50
27. Fig.27 : stylolithe tectonique.....	50
28. Fig. 28 : stylolithe de compression.....	51
29. Fig.29 : fente de tension.....	51
30. Fig.30 : zone de brèches.....	51
31. Fig.31 : une faille associée avec des brèches.....	51
32. Fig.32 : plan de cisaillement.....	51
33. Fig.33 : carte en isobathes montrant la position des puits étudiés et leurs orientations.....	53
34. Fig.34 : origine de la structuration de Gare el Guefoul par rapport au bassin de l'Ahnet (WEC 2007).....	54
35. Fig.35 : section sismique de A et B qui passe par les puits GF2, GF3 et GF4 (Document SONATRACH 2008).....	55

Liste des tableaux :

1. Tab.1 : objectifs de l'imagerie du puits GF4.....	40
2. Tab.2 : les tops des formations concernées par CAST-V imagerie.....	42
3. Tab.3 : les objectifs de l'imagerie dans le puits GF7.....	44
4. Tab.4 : les objectifs de l'imagerie dans le puits GF8.....	47

Sommaire :

Dédicace..... I
 Remerciements..... II
 Résumé & abstract..... III
 Liste des figures..... IV
 INTRODUCTION GENERALE..... 1

CHAPITRE 1 : INTRODUCTIONS

1. INTRODUCTION DU CHAPITRE..... 2
 2. THEORIE SUR LA FRACTURATION.....3
 2.1. Définition 3
 2.1.1. Les diaclases..... 3
 2.1.2. Les paracaes..... 3
 2.1.3. Les stylolithes..... 3
 2.1.4. Les fentes de tension 4
 3. LES TYPES DES FRACTURES..... 5
 3.1. Les fractures naturelles..... 5
 3.2. Les fractures induites..... 5
 3.3. Les fractures provoquées..... 5
 4. SYSTEME DE FRACTURATION..... 5
 4.1. Système de fracture associée aux plis..... 5
 4.2. Système de fracture associé aux failles..... 6
 5. ORIGINE DE LA FRACTURATION DANS LE RESERVOIR..... 7
 6. CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DES FRACTURES..... 8

CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LA REGION D’ETUDE

INTRODUCTION DE CHAPITRE..... 9
 I. LA PLATE FORME SAHARIENNE.....10
 II. CADRE REGIONAL : BASSIN DE L’AHNET..... 11

II.1. Situation géographique.....	11
II.2. Cadre géologique.....	12
II.3. Les grands traits du bassin.....	13
II.3.1. L’Ahnat occidental.....	13
II.3.2. L’Ahnat central.....	13
II.3.3. L’Ahnat oriental.....	14
II.4. Stratigraphie du bassin.....	15
II.4.1. Substratum.....	15
II.4.2. Couverture paleozoïque.....	15
II.4.3. Le mézozoïque.....	18
II.5. Evolution tectonique.....	20
II.6. Historique des travaux dans le bassin.....	23
III. CADRE LOCAL : LA STRUCTURE DE GARET EL GUEFOUL.....	25
III.1. Situation géographique.....	25
III.2. Aspect structural.....	26
III.3. Description lithologique.....	26
III.4. Histoire de recherche.....	27
IV. INTERET PETROLIER.....	29
IV.1. système pétrolier.....	29

CHAPITRE 3 : METHODOLOGIE

1. INTRODUCTION DU CHAPITRE	31
A. L’IMAGERIE DES PUIITS.....	32
1. Avantage de l’imagerie.....	32

2. Utilisation de l'imagerie sur les carottes.....	32
3. Les différents outils de l'imagerie.....	33
4. Principe de fonctionnement de l'imagerie.....	35
5. Interprétation des résultats.....	35
B. PREPARATION DES ECHANTILLONS CAROTTES.....	36
C. ETUDE SISMIQUE.....	37
D. EXPLOITATION DES OUTILS DANS NOTRE REGION D'ETUDE.....	37

CHAPITRE 4 : RESULTATS ET DISCUSSIONS

1. INTRODUCTION DU CHAPITRE.....	38
2. INTERPRETATION DES DONNEES DE L'IMAGERIE.....	39
2.1. Puits GF4.....	39
2.2. Puits GF6.....	41
2.3. Puits GF7.....	43
2.4. Puits GF8.....	46
3. ANALYSE DES CAROTTES.....	48
4. DISCUSSION DES RESULTATS.....	51
5. INTERPRETATIONS DES RESULTATS.....	56
6. CONCLUSION.....	57

CONCLUSION GENERALE	58
---------------------------	----

RECHERCHE BIBLIOGRAPHIQUE	V
---------------------------------	---

ANNEXE.....	VI
-------------	----

Chapitre 1 : Introductions

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.

L'étude de la fracturation est très importante dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut jouer un rôle indispensable dans l'amélioration de la production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire.

I. Théorie sur la fracturation :

1. Définition :

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 (Achour Karima, 2008).

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

a) 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).

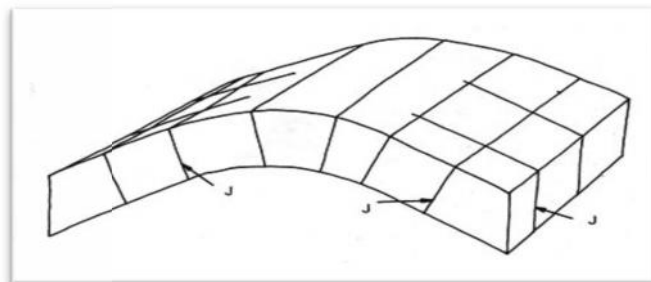


Fig.1 : les diaclases.

b) Les paraclases :

Le mouvement des paraclases se fait parallèlement au plan de la fracture, elles sont souvent désignées aussi comme cisaillement (Karima Achour, 2008).

c) Les stylolites :

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

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

- Les stylolites portées par des plans verticaux, dus à la tectonique (Rachid Madani, 2008).

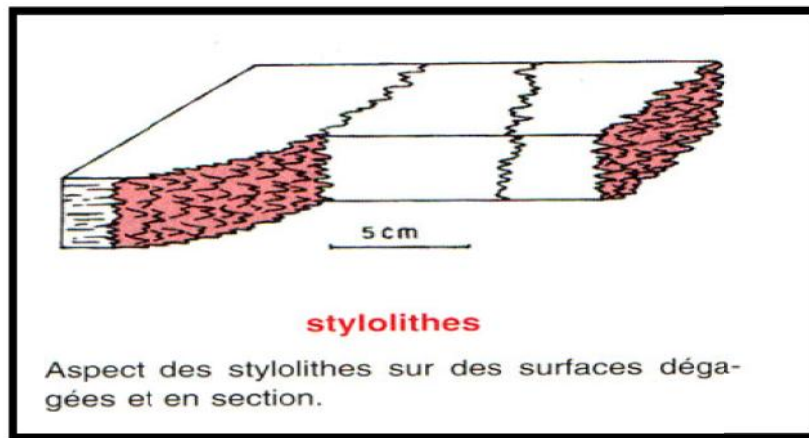


Fig.2 : les stylolites.

d) 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 (Achour Karima, 2008).

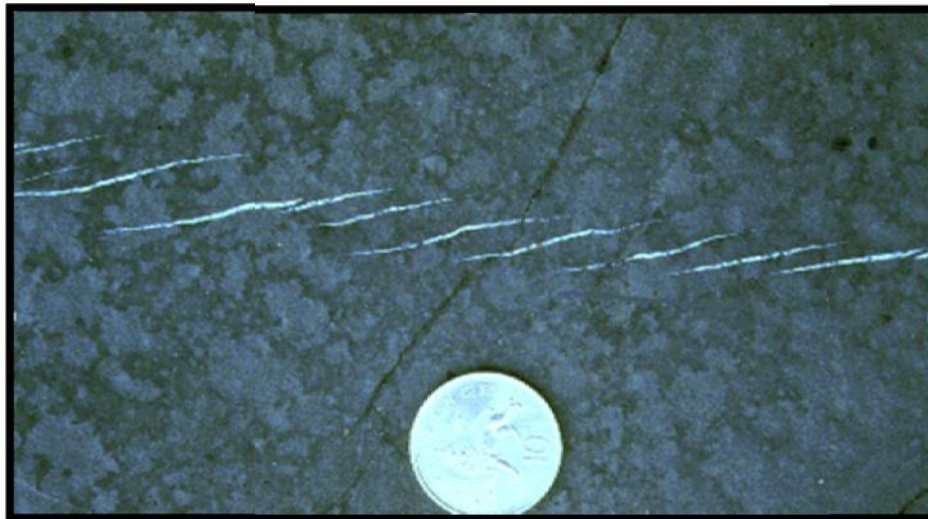


Fig.3 : fente de tension (Jean-François, 2009).

II. Les Types De Fractures :

- **Les fractures naturelles :** Elles existent réellement dans la formation, on distingue deux 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 (Rachid Madani, 2008).
 - Fractures naturelles colmatées : sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.
- **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 (Rachid Madani, 2008).
- **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 (Rachid Madani, 2008).

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.

III. Les Systèmes De Fracture :

- ✓ **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 compétentes où s'initient ces fractures, puis elles se propagent dans les couches voisines moins compétentes progressivement et de façon radiale par rapport au centre de la courbure.

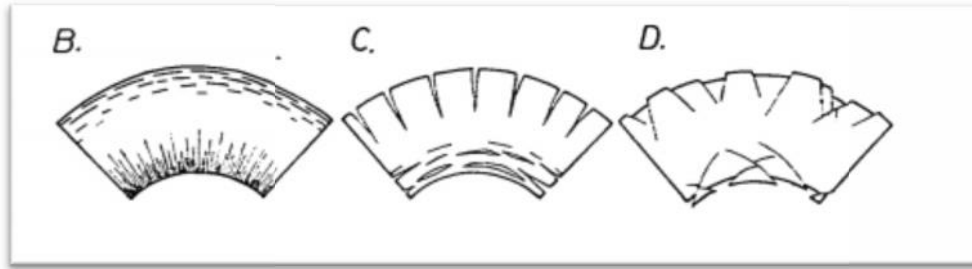


Fig.4 : fractures associées à un pli (jean François, 2009).

✓ 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 (Achour Karima, 2008).

• **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 (Achour Karima, 2008).

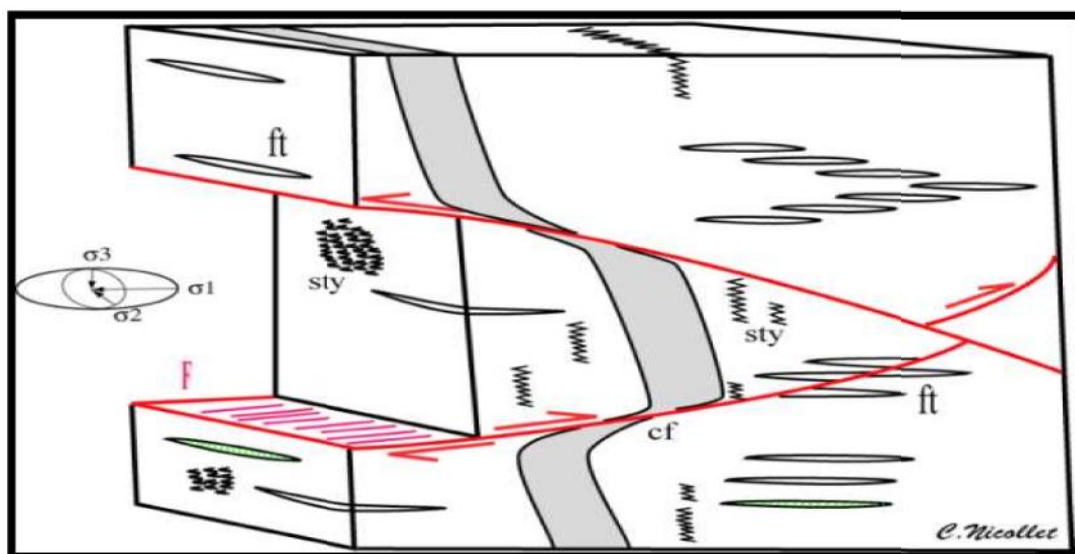


Fig.5 : système de fractures associées aux failles.

IV. Origine et rôle de la fracturation dans les réservoirs :

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 à 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 à été renforcée par des expériences qui se localisent sur la compression produisant des fractures de cisaillement et des diaclases, ces derniers qui se forment a 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 à 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 tous 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 (Achour Karima, 2008).

V. Caractéristiques Spécifiques Des Fractures :

Les critères qu'on peut identifier une fracture est bien son ouverture et sa conséquences sur la perméabilité ainsi que sa dimensions dans l'espace en montrant le déplacement et les orientations par rapport à ces derniers.

Chapitre 2 : Généralités Sur La Région D'étude

Dans le bassin de l'Ahnet, plusieurs niveaux réservoirs du Paléozoïque sont productifs d'hydrocarbures, les plus importants sont localisés dans l'Ordovicien, la structure de Garet El Guefoul fait partie des plus importantes découverte de gaz dans ce bassin.

La fracturation naturelle a remédié au caractère compact des ces réservoirs. La caractérisation du réseau de fractures et sa distribution dans l'espace demeure primordiale pour rechercher les zones productives.

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 (Wec, 2007)

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;
- **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;
- **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 gazéifères. Au nord, dans la cuvette de Sbaa, de l'huile a été découverte dans la totalité du Paléozoïque.

On peut les résumer dans la carte suivante :

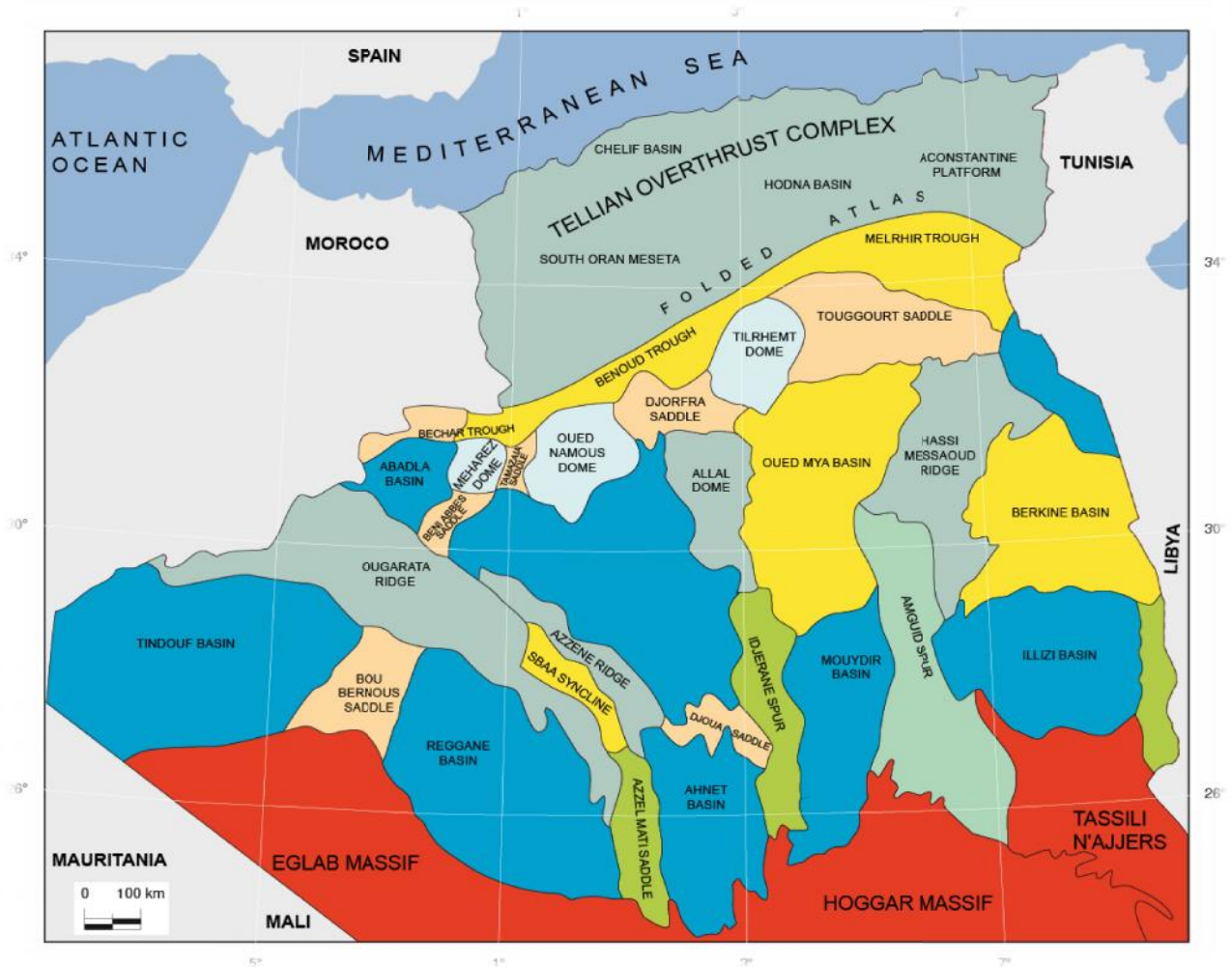


Fig.6 : répartition des bassins dans la plate forme saharienne (BENHADDOUCHE et FAROUROU)

II. Cadre régional :

1- la situation géographique :

Le bassin d'Ahnet situé dans la partie Sud-Ouest du Sahara algérien, appartient à la province occidentale de la plate-forme saharienne.

Il est limité par les méridiens 1°, 00 et 3°, 00 et les parallèles 24°, 27°, il s'étend sur plus de 50.000 Km². Il recouvre les zones d'Aoulef, In Salah et In Bazzéne.

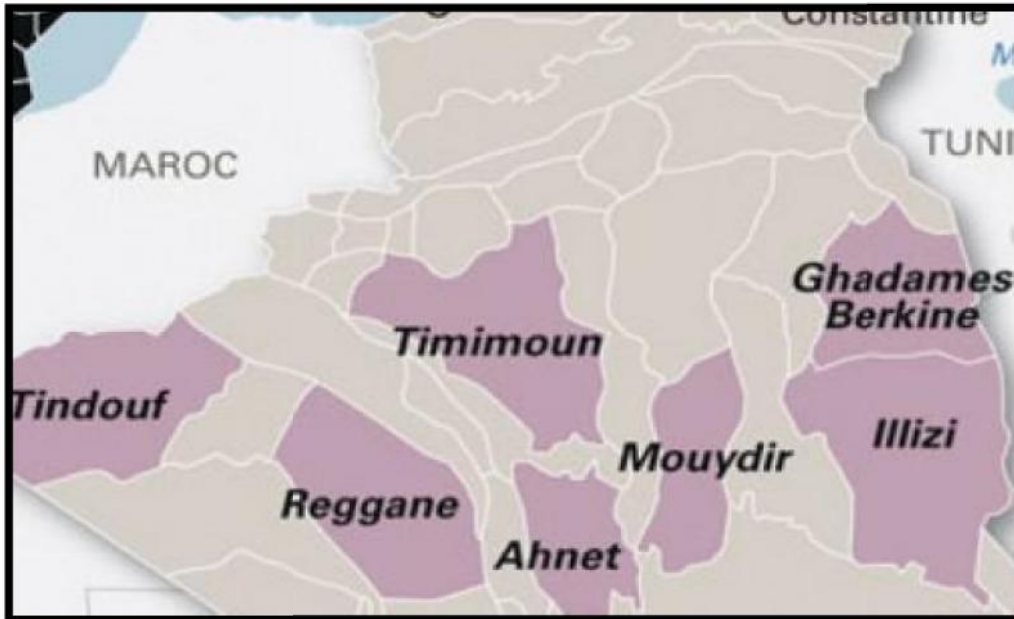


Fig.7 : situation géographique du bassin de l'Ahnet (document Sonatrach)

2-cadre géologique :

Le bassin de l'Ahnet est limité :

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

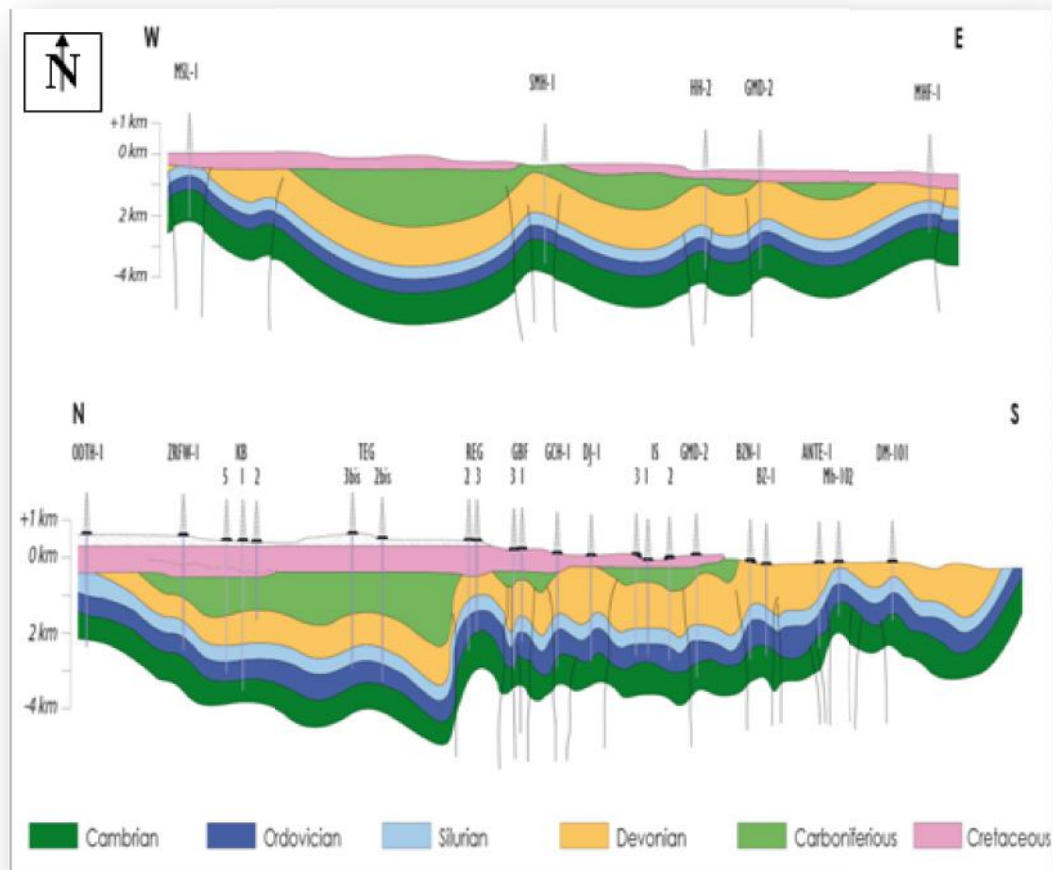


Fig.8 : Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet (document Sonatrach /Exploration)

3-Les grands traits du bassin de l'ahnet : Au point de vue structural, on peut distinguer :

1. Ahnet oriental : C'est une zone structurellement haute, limitée :

- A l'Est par la mole d'Idjerane M' Zab.
- A l'Ouest par l'accident subméridien de Fogarrét Ezzoua, Foum Belrem.
- Au Sud passant par Zini et Gour Bouchreiss (Achour Karima, 2008).

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 (Achour Karima, 2008).

3. Ahnet occidental : Elle représente un môle séparant le bassin de l'Ahnet de celui de Reggane. Cette zone est structuralement haute et étroite, elle est limitée à l'ouest par un accident venant du Nord d'Akabli et passant approximativement par l'Adrar Morat au Sud (Achour Karima, 2008).

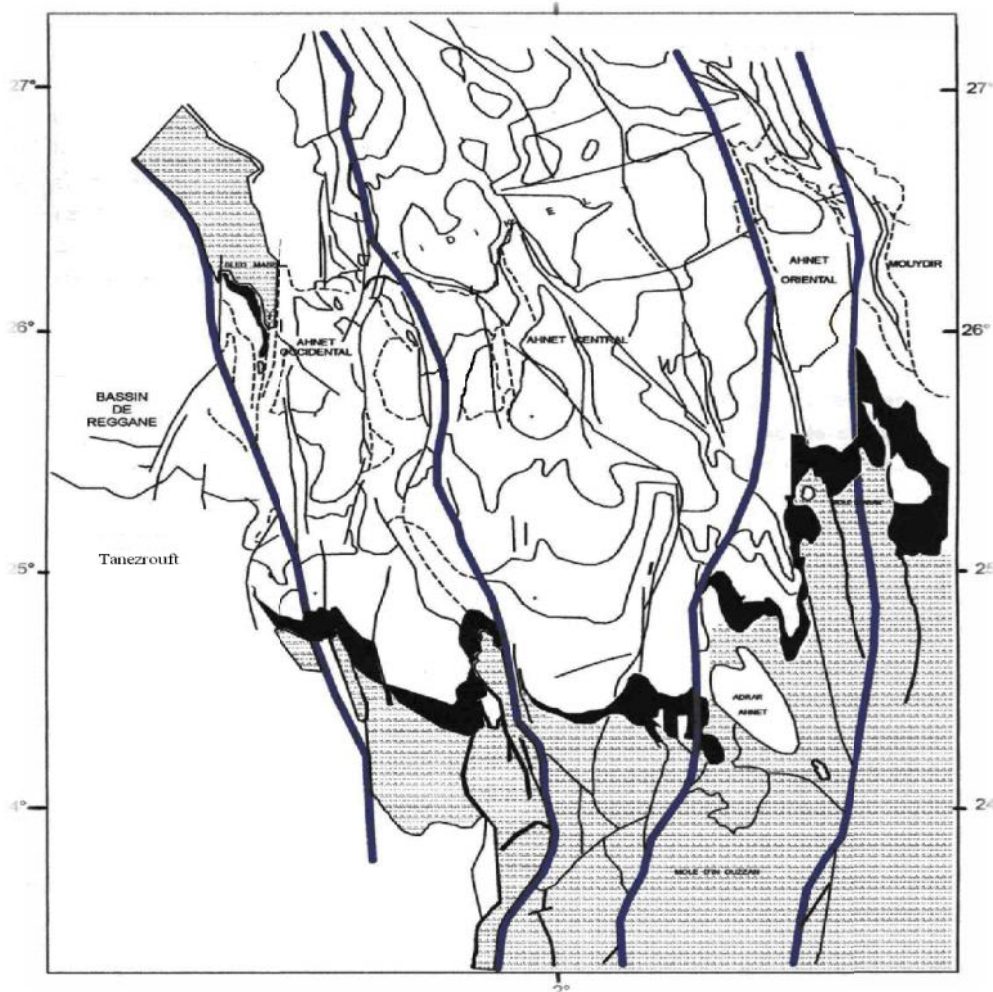


Fig.9 : Les domaines structuraux du bassin de l'Ahnet (Wec, 2007).

4- stratigraphie du bassin de l'Ahnet :

Dans ce bassin, la sédimentation est essentiellement d'âge paléozoïque, sur lequel repose en discordance le Mésozoïque, on distingue trois ensembles lithostratigraphiques majeurs :

a) Le substratum :

Il est d'âge précambrien et ressemble à celui des Eglabs (W-E-C, Algérie. 1995). Il comprend deux limites, le socle précambrien et la partie sommitale infracambrienne.

❖ **le socle :**

Il est de nature volcano-métamorphique formé de micaschistes et d'amphibolites recoupés par des intrusions magmatiques (Boudjemâa, 1987).

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

b) La couverture paléozoïque :

Elle est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- ✓ La ceinture tassilienne ou pays tassilien, qui est constituée par le Cambro-Ordovicien, le Silurien et le Dévonien inférieur ;
- ✓ L'avant pays tassilien ou plateau prétassilien.

Le Cambro-Ordovicien : caractérisé par

- ✓ La formation des Ajjers (elle renferme les unités II, III₁, III₂)
- ✓ La formation d'In Tahouite (qui correspond à l'unité III-3)

- ✓ La formation de Tamajert.

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

Le Cambrien est séparé du Précambrien par la discordance infra-tassilienne. Cette unité est formée de bas en haut par :

- Des grés grossiers à conglomératiques, à stratification oblique indiquant un milieu de dépôt fluviatile ;
- Au dessus on rencontre des grés de plus en plus fins, bien lités avec présence des tigillites, et apparition des formes marines ; ce qui indique un faciès mixte ou de transition.

L'Ordovicien :

- ❖ L'Ordovicien inférieur : Il comprend les unités III₁, III₂ de la formation des Ajjers, il est limité à la base par les grés de Meribel et au toit par les quartzites de Hamra.
- ❖ L'Ordovicien moyen : Il comprend l'unité IV (la formation de Tamajert) : dont les différentes formations se sont déposées à la suite de l'installation d'une vaste calotte glaciaire faisant ressortir quatre cycles de glaciation.
- ❖ L'Ordovicien supérieur : Il comprend de bas vers le haut :
 - Les argiles micro-conglomératiques ;
 - Les grés de Ramade (dalle de M'kratta).

Le Silurien :

Il repose en discordance stratigraphique sur les grés de Ramade. C'est une sédimentation marine suite à la fonte des glaces ordoviciennes. La transgression silurienne dépose des argiles noires à graptolites riches en matière organiques dans les paléovallées glaciaires avant de recouvrir l'ensemble des paléoreliefs. Ces argiles sont subdivisées en trois membres :

- ✓ Membre inférieur : (Leandovérien moyen au Wenlockien supérieur) : ce sont des argiles gris- noir silteuses, micacées et pyriteuses avec quelques bancs calcaires et gréseux.
- ✓ Membre moyen : (Ludlovien au Pridolien supérieur) : argiles avec quelques passées calcaires et gréseuses.

✓ Membre supérieur: (fin du Pridolien supérieur- base du Lochkovien) : c'est des argiles avec augmentation des niveaux gréseux annonçant les dépôts argilo- gréseux de la zone de passage d'âge Dévonien.

Le Dévonien : Il est subdivisé en trois sous-systèmes

➤ Dévonien inférieur : (épaisseur 240 à 490m) son extension géographique est la plus grande. Il est composé du :

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

✓ Siegénien (barre quartzitique): il est caractérisé par des dépôts de grés quartzitiques fins à moyens déposés dans un milieu fluviatile avec intercalations de niveaux d'argile annonçant un faciès marin.

✓ Emsien : il est représenté par une série argilo-gréseuse gris à gris noir, siliteuse, micacée, souvent très fossilifère.

➤ Le Dévonien moyen : moins épais que le Dévonien inférieur, il est caractérisé par des dépôts argileux au faciès marin. Il est représenté par les étages l'Eifelien et Givetien.

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

✓ Givetien (épaisseur 30 à 75 m) : il est constitué principalement de calcaire compact avec quelques rares passées d'argile.

➤ Le Dévonien supérieur : il correspond aux formations des argiles de marhouma ou de Temertasset. Il est subdivisé en trois étages : Frasnien, Famennien, Strunien.

✓ Frasnien : il est représenté par des argiles, avec des passées de calcaires

✓ Famennien : représenté par un ensemble argileux homogène gris foncé feuilleté, avec présence abondante de lamellibranches et de brachiopodes

✓ Strunien : représenté par des alternances de grés gris clair, fin, siliceux.

Le Carbonifère :

Le Carbonifère est très érodé, ce qui rend la colonne stratigraphique toujours incomplète vers le haut ; seul deux forages dans l'Ahnet (Tit-1 et Tirechoumine-1) en conserve une épaisseur de 900 m. Il comprend uniquement deux termes

➤ Le Tournaisien : il débute généralement par des argiles noires, indurées, feuilletées, silteuses, avec de fines passées de grés gris blanc, à noir fins avec un ciment siliceux ; vers le milieu, finement micacés, traversées par endroits par des tubulures gréseuses verticales

➤ Le Viséen : il débute par un banc calcaire (dalle des Irides) considéré comme la limite entre le Tournaisien et le Viséen, avec alternance de grés et d'argile vers le sommet. On peut trouver également par endroits du Namurien continental, avec des intercalations de calcaire et d'argile.

c) Le Mésozoïque :

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

❖ Le Crétacé :

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

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

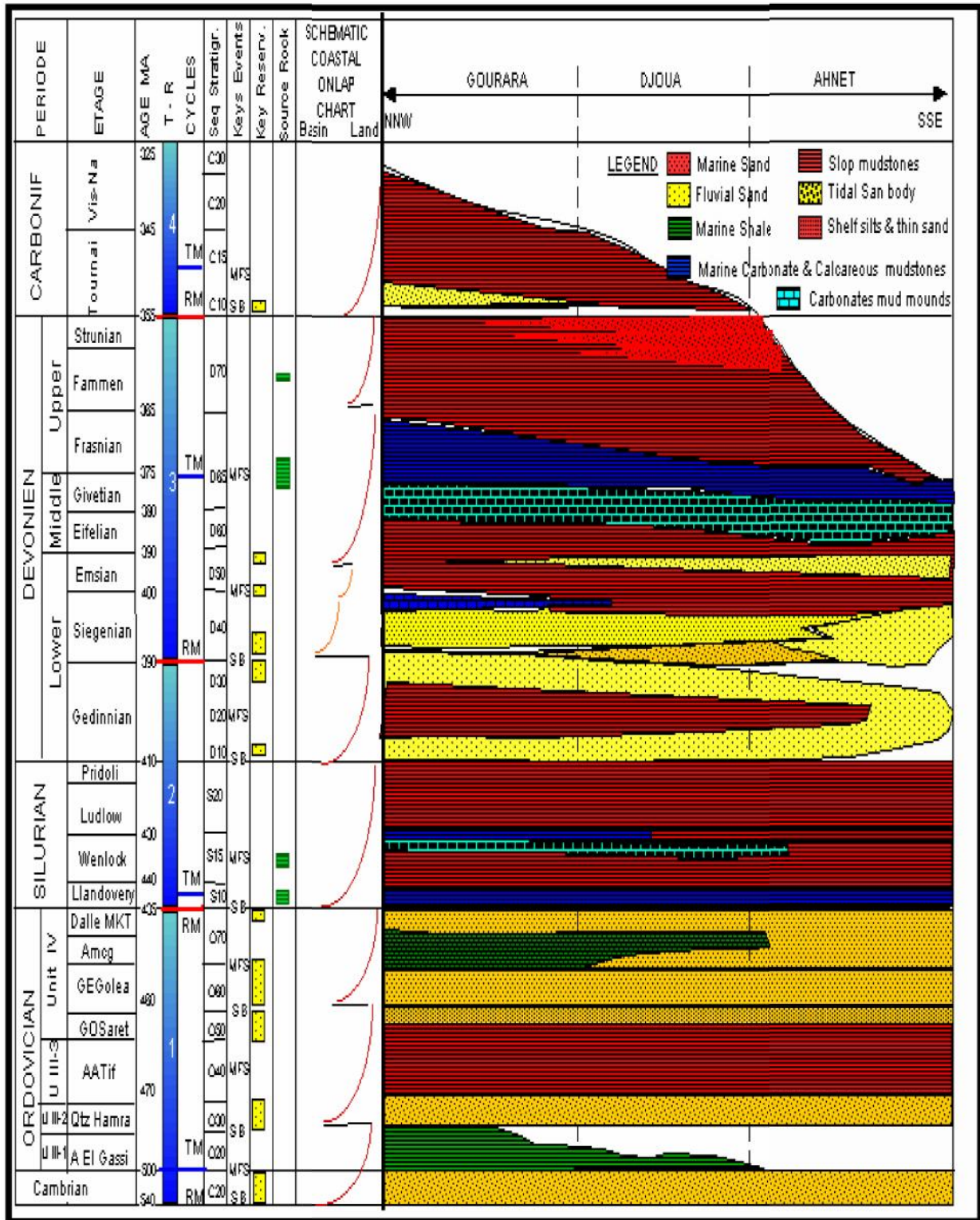


Fig.10 : la colonne stratigraphique type du bassin de l'Ahnet (document SONATRACH/exploration)

4-Evolution tectonique :

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

• La phase panafricaine (600- 550 Ma)

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

Le trait structural majeur est l'existence de grandes failles subméridiennes qui peuvent être interprétées comme des décrochements dont le rejet horizontal peut atteindre 100 Km (Caby. R, 1970), les accidents sont décalés par un réseau de faille conjuguées :

- ✓ Les failles orientées Nord-Est/Sud-Ouest ont un jeu dextre.
- ✓ Alors que celles orientées Nord-Ouest Sud-Est ont un jeu sénestre.

Ce système est expliqué par E. Ball (1980) comme le résultat d'une compression ou la contrainte maximale horizontale serait orientée Est Ouest.

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

• La distension cambro-ordovicienne (direction de la contrainte NW-SE)

La phase orogénique panafricaine, prenant fin au cours du Cambrien est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les reliefs. Il se forme alors une vaste pédiplaine plongeant vers le nord, appelée surface infra- tassilienne. (Beuf et al, 1971). Les séries cambro-ordoviciennes montrent, localement, qu'une instabilité tectonique a accompagné leurs dépôts. Des variations d'épaisseurs et de faciès de part et d'autre des accidents sub-méridiens sont visibles tant en surface à Fom Belrem qu'en subsurface dans la zone orientale du mole d'El Biod. Des roches volcaniques, intercalées dans les grès du Cambrien ou les argiles trémadociennes d'El Gassi, ont été forées dans la région de Hassi Messaoud.

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 axes, 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.

• La phase taconique

Elle se manifeste par des soulèvements importants des boucliers Réguibat et Touareg entraînant leur érosion qui peut atteindre le socle (Beuf et al, 1971). Ces mouvements compressifs d'âge Caradocien se sont fait sentir le long d'accidents subméridiens en formant des plis à axes N-S. Parallèlement, un important changement climatique provoque la mise en place d'une calotte glaciaire centrée sur le Sahara central, ce qui entraîne le dépôt des grès de l'Ordovicien supérieur présentant des faciès caractéristiques de milieu glaciaire.

• La distension silurienne

Une fonte de calotte glaciaire survient, et l'eustatisme positif engendre une transgression généralisée. Il se dépose alors les argiles noires à Graptolites, riches en matière organique. Des sondages ont traversés des séries volcaniques indiquant un régime distensif.

• La compression calédonienne

Vers la fin de Silurien inférieur, l'équilibre est à nouveau rompu ; un apport important de matériel détritique provenant du Sud-Est va se déposer, ce dépôt se fera parfois et localement en discordance. Ceci indique à nouveau des signes précurseurs d'une importante phase tectonique qui aura lieu entre la fin du silurien et le début du Dévonien.

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

• 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 de distension d'âge Lochkovien-Praguien qui a provoqué le rejeu synsédimentaire de failles et de structures préexistantes. Dans les Mouvements du Dévonien moyen et supérieur, la discordance frasnienne est en fait la superposition de deux discordances. La première 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, distensif ou de variations eustatiques entraînant de légères érosions locales.

• La phase post-famennienne

La micropaléontologie met en évidence une lacune du Famennien. En effet, les bassins ouest et nord saharien 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 anti-Famennien.

• Les mouvements hercyniens

Les travaux de Beicip-Sonatrach, 1975 proposent de subdiviser ces mouvements en deux phases majeures :

- Les mouvements hercyniens précoces :

Les recherches du Beicip sur la base de mesures de stries dans les grès du Dévonien supérieur, sont arrivées à déterminer une direction de serrage N040° compatible avec la formation de plis appuyés sur des accidents orientés NW-SE. Ces plis ont des axes globalement orientés N340°.

Cette direction de contrainte N040° a été retrouvée aussi par Bles (1969) dans les calcaires à Orthocères du Dévonien inférieur de la chaîne d'Ougarta. Elle serait aussi responsable de la formation des plis de cette chaîne.

- Les mouvements hercyniens majeurs :

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

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

• La phase triasique

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

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

• La phase jurassique :

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

• La phase crétacée :

Le Crétacé inférieur (Néocomien- Barrémien), a rencontré une réactivation des failles Nord-Sud, en inverse par compression Est-Ouest qui est intervenue au cours de la phase autrichienne.

Ceci a entraîné des grandes variations d'épaisseurs au Sud de la plate-forme saharienne suivies par une érosion de tout le Crétacé inférieur par endroits le long des failles Nord-Sud (Beicip, 1975).

5-Historique des travaux de prospection pétrolière réalisés :

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

* En 1908 GAUTIER présenta la première esquisse géologique de l'Ahnet par simple observation et collecte de quelques indices.

Plusieurs études sur les fossiles ont été réalisées également par FLAMANT et HAUG dont les résultats furent illustrés dans la thèse de FLAMANT sur la géologie saharienne.

* En 1931 BOUCART et MONOD reprennent les études géologiques dans la région. Les résultats de leurs travaux illustrent la monographie de la région de l'Ahnet. Ainsi MONOD réalisa le premier levé topographique de la région. Tous ces travaux d'exploration ont été clôturés au cours du congrès géologique international d'Alger en 1952, durant lequel une thèse fut présentée.

* De 1952 à 1959 :

C'est la période durant laquelle plusieurs compagnies telles que la CREPS, le B.R.P*, la C.E.P*, la S.N.Repal*, la C.P.A* se sont lancés à une intense activité d'exploration en forant une trentaine des puits (BZ-1, MH-1, TH-201...), tous implantés sur les structures de surface. Cette exploration fut soldée par un succès très encourageant, qui conduisit à la première découverte des accumulations des hydrocarbures dans la région de l'Ahnet à Djebel Berga (BG₁), par la compagnie C.R.E.P.S* en 1953. Cette découverte prouve, pour la première fois l'existence à des hydrocarbures dans la plate forme saharienne.

* De 1959 1971 :

Durant cette période les activités d'exploration ont connu un ralentissement dans le bassin de l'Ahnet, et ceci pour certain nombre des raisons :

❖ D'abord à cause de la découverte d'huile en 1956 dans la région d'Illizi et du gisement géant de Hassi Messaoud.

❖ Par l'éloignement de l'Ahnet et les difficultés de ravitaillement en eau du chantier

❖ Aussi la faible quantité des hydrocarbures obtenue lors des essais des puits déjà forés, décourage les compagnies à poursuivre leur exploration et à développer les champs déjà découverts.

* De 1971 à l'actuel :

La nationalisation des hydrocarbures a permis à la Sonatrach d'effectuer des nombreuses explorations dans la région de l'Ahnet basées sur la sismique de réfraction et de réflexion qui mettront en évidence plusieurs structures anticlinales très importantes en subsurface. Parmi ces anticlinaux on peut citer : celui de Garet El Guefoul et Bahar El Hamar, qui est l'une des régions contenant les plus importants pièges structuraux.

III. Cadre local :

1. Situation géographique :

La structure de Garef El Guefoul se trouve au centre du bassin de l'Ahnet, à 45Km à l'Ouest de la ville d'In Salah et 1250 km au sud d'Alger. Plus précisément entre les parallèles 27°15'-27°35' Nord et les méridiens 2°00'-2°15' Est (document sonatrach ,2008).

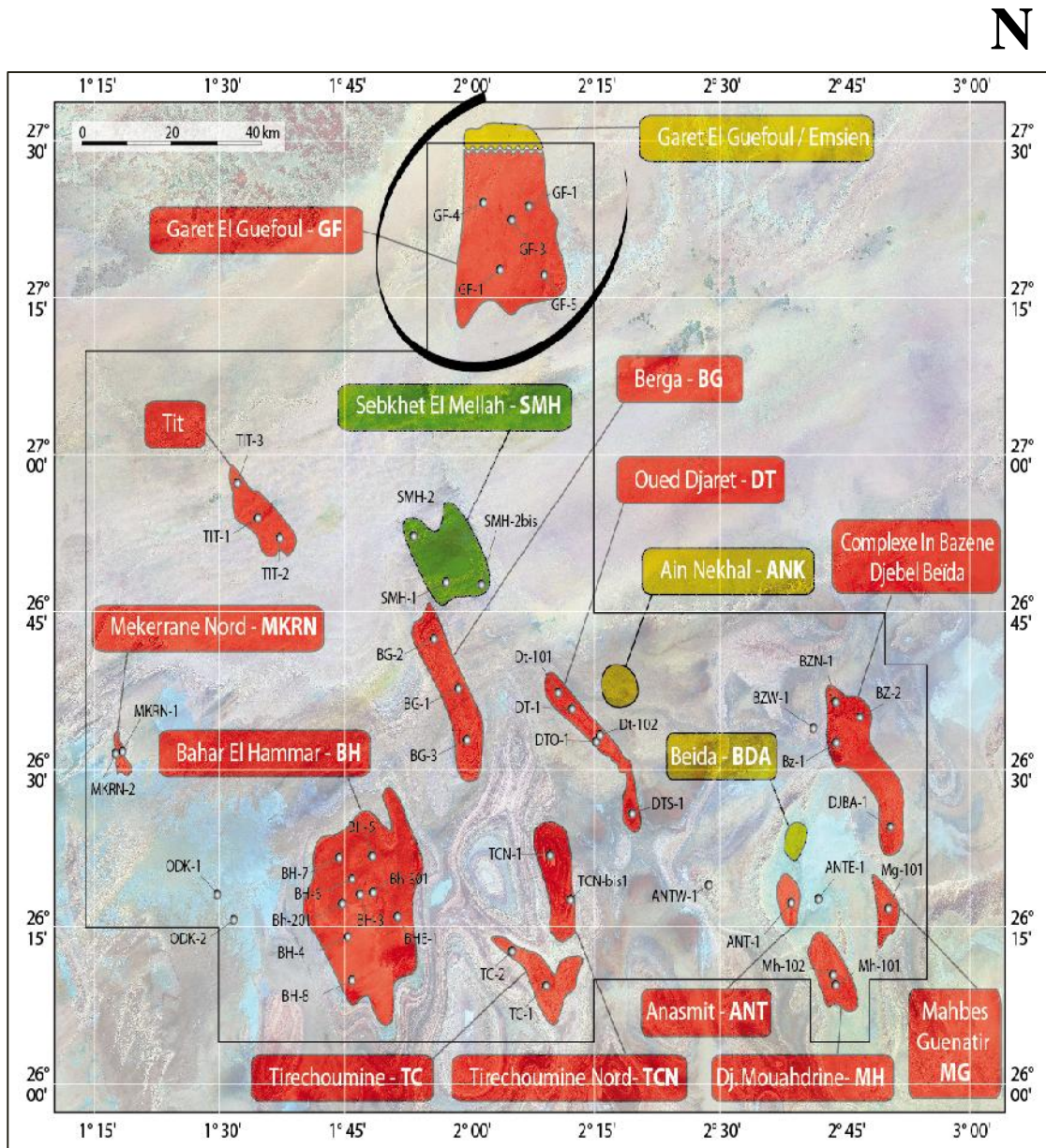


Fig.11 : situation géographique de la structure de Garef El Guefoul (Nadhira, 2008).

2-Aspect structural:

Le vaste anticlinal de Garet El Guefoul, est de forme allongée avec un flanc Ouest relativement plus redressé que le flanc Est. Cette structure est compartimentée par de nombreuses failles inverses Nord Ouest/Sud Est et Nord Sud. Dans la partie centre-Sud se dessinent deux luminations séparées par un graben délimitant deux entités bien distinctes (Nadhira, 2008).

La surface maximale fermée au toit des principaux réservoirs de l'Ordovicien est de l'ordre de 750 K m² avec une fermeture verticale de 1200 m. Selon la carte faite à la base de la sismique 2D.

3-Description lithologique :

D'après une étude de caractérisation de réservoir de l'ordovicien de la région de Garet el Guefoul faite par des ingénieurs d'état de l'université de Boumerdés pendant leur réalisation de leur mémoire de fin d'étude, on distingue que :

- ✓ La formation des Quartzites de Hamra (unité III-2) se réduit en épaisseur au niveau des trois puits GF-1, GF-2 et GF-4, sauf à GF-3 et GF-5 où l'épaisseur est importante.
- ✓ La formation de grés d'Oued Saret (unité III-3) s'amincit dans tous les puits sauf à GF-2 (au Sud- Ouest de la structure), là elle montre un maximum de dépôts.
- ✓ La formation des grés d'El Goléa (unité IV-1) a une forte épaisseur à GF-2.
- ✓ Le prisme de bas niveau marin de la deuxième séquence (LST2) de la formation des grés d'El Goléa, nous montre que le centre de la paléovalée se situe au niveau du puits GF-2.
- ✓ La Dalle de M'Kratta (unité IV-2) montre une réduction remarquable dans toute la région d'étude. (Nadhira, 2008).

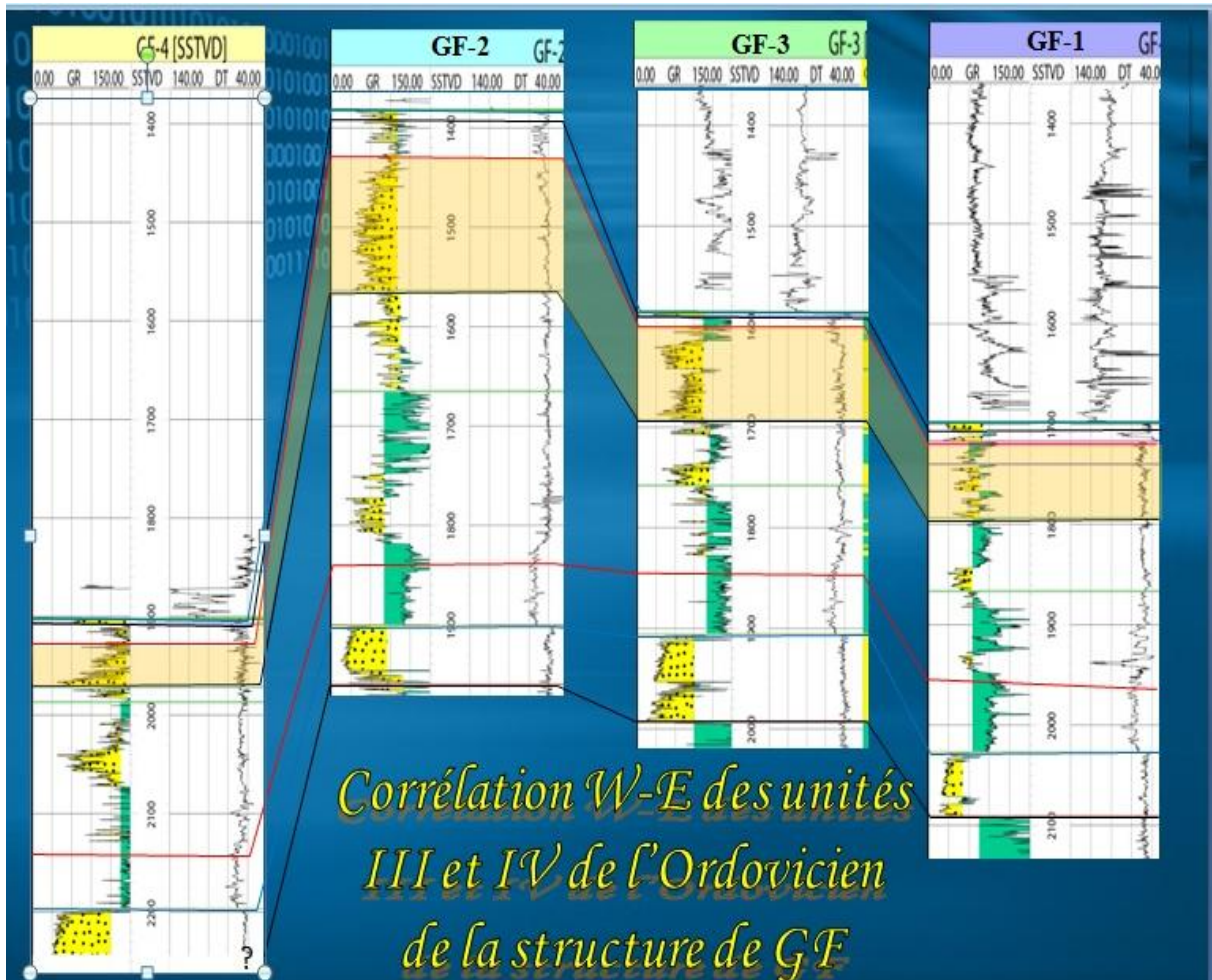


Fig.12 : corrélation w-E des unités III et IV de l'ordovicien de la structure de GF (Nadhira, 2008).

4-Histoire de recherche :

L'anticlinal de Garet El Guefoul a été mis en évidence par l'interprétation des travaux gravimétriques et magnétométriques réalisés par la CREPS entre 1955 et 1956 ensuite elle a été précisée et confirmée par l'interprétions des travaux sismiques réalisés par Sonatrach entre 1971 et 2008. Cinq (05) forages profonds ont été réalisés :

- * **Gf-1** : a été réalisé par la Sonatrach en 1973 ; implanté sur le flanc Est, il a reconnu les principaux réservoirs du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien. Sa profondeur finale est 2482m dans les Quartzites de Hamra. Le Gédinnien a livré un très faible débit de gaz (inférieur à 500 m3/j).

* **Gf-2** : a été réalisé par Sonatrach entre 1990/1991, il a foré une culmination secondaire du périclinal sud de la structure. Et, 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 m³/j).

* **Gf-3** : a été réalisé par Sonatrach en 1991, implanté et réalisé au top de la structure, il 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 m³/j).

* **Gf-4** : a été réalisé par Sonatrach en 1992, implanté et réalisé dans la partie Nord Ouest de la structure, il a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien. Il a été arrêté dans les Quartzites de Hamra à la profondeur 2575 m. Seuls quelques indices de gaz ont été enregistrés au niveau des réservoirs du toit de l'Ordovicien.

* **Gf-5** : a été réalisé par Sonatrach en 2006, implanté et réalisé dans la partie Sud Ouest de la structure, ce puits a atteint le Cambrien à la profondeur finale de 2780m, il a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et de l'Ordovicien. Il a confirmé l'absence du plan gaz /eau dans les réservoirs Ordovicien de l'unité-IV), les premiers niveaux d'aquifère ne se rencontrent qu'à partir des Quartzites de Hamra, d'autre part le test a produit du gaz en surface avec des débits et, pressions faibles : le test DST2BIS a produit 250 m³/h de gaz.

IV. Intérêt pétrolier de la région :

D'après les forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet, on distingue trois systèmes pétroliers productifs de trois types de gaz :

- Gaz conventionnels ;
- Shale gas ;
- Tight gas.
- Le système cambro-ordovicien, productif de gaz sec dans plusieurs accumulations dont les plus importantes sont : Bahar El Hamar et Garet El Guefoul. Il est recouvert par les argiles du Silurien. L'alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure.
- Le second système, Dévonien inférieur, est composé essentiellement de trois unités, le Gédinnien, le Siegénien et l'Emsien. Ces niveaux réservoirs, qui contiennent plus de 65 % des réserves du bassin, sont recouverts par l'épaisse série argileuse du Dévonien moyen et sont alimentés en hydrocarbures par les argiles du même âge et celles du Silurien. (shale gas)
- Le troisième système, au nord du bassin, est composé des grès du Tournaisien recouverts et probablement alimentés par les argiles du même âge. (Tight gas)

I. Système pétrolier du bassin de l'Ahnet :

a) Roche mère :

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

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

b) Roche réservoir :

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles dont les principaux niveaux sont productifs de gaz.

- Réservoirs de l'Ordovicien ; (intérêt de cette étude)
- Réservoirs du Gédinnien ;
- Réservoir de l'Emsien ;
- Réservoir du Tournaisien.

c) 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 3 : matériels et méthodes

Dans le but bien étudié les réservoirs d'une région des outils ont mis en disposition de la recherche des hydrocarbures et leurs pièges dont l'étude de structuration est la plus importante pour localiser ces carburants parmi ces outils :

- L'imagerie des puits ;
- L'analyse des carottes ;
- Et la sismique tridimensionnelle 3D.

On peut mettre en évidence l'apparence des microstructures détectées par cette imagerie jusqu'au arrivé à la surface par l'étude détaillée des carottes prélevées.

Et afin de bien caractériser et étudier ce système pétrolier en tant que taux des fractures ayants tendance d'accumuler des hydrocarbures dans les niveaux productifs, des outils d'observation et d'analyse sont fait pour cela parmi lesquels le suivant :

A. L'imagerie des puits :

L'imagerie des puits a été introduite par Schlumberger au milieu des années 80. Obtenue par des mesures de résistivité très finement échantillonnées, l'imagerie représentait un saut technologique par rapport aux pendages mètres antérieurs. Elle a grandement amélioré la caractérisation géologique des réservoirs et est devenue rapidement indispensable dans les puits d'exploration, de délinéation et même dans beaucoup de puits de développement.

1. Avantages De L'imagerie :

L'imagerie de fond permet d'obtenir une image complète et orientée de la paroi de trou, chose qui n'est pas obtenue par la diagraphie classique.

L'avantage principal de l'image est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au nord magnétique, cette orientation permet.

- ✓ La représentation complète du trou par image 360°.
- ✓ Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- ✓ La détection de la contrainte tectonique et leurs changements au cours du temps.
- ✓ L'orientation et la détermination des failles et les fractures (ouverte, fermées ou colmatées).
- ✓ La détermination de la limite gré/argile, des intervalles de stratification minces.
- ✓ La détermination de la contrainte actuelle par la détection des zones de faiblesse « Breakout ».

2. L'utilisation de l'imagerie sur les carottes :

L'image acquise du fond d'un puits permet de détecter les différents types de fractures, mais aussi de déterminer, et leurs inclinaison et orientation.

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales.

L'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'image ; si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal mais, si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un puits

vertical et forte dans un puits horizontal. Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures colmatées ont une couleur claire.

3. Les différents outils d'imagerie :

a. Imagerie électrique : deux exemples seront présentés ci-après.

a. 1. Earth Imager : l'Earth imager est un outil d'imagerie électrique de la compagnie internationale Baker Atlas conçu spécialement pour les enregistrements dans la boue non conductrice (boue à huile). Cet outil est constitué de six bras où chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers 10 boutons d'électrodes

a. 2. OBMI (Oil-Base Micro Imager) : C'est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger, fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice. Cet outil donne des images de micro résistivité assurent une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large couverture de la paroi du puits à plus de 80% dans un trou de diamètre de 8 ½ pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.

b. Imagerie ultrasonique : deux exemples seront présentés ci-après.

b. 1. Outil CBIL : Le CBIL de la compagnie Baker Atlas présente les mêmes caractéristiques que celles de l'UBI, avec une forme différente ; il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continu des parois d'un puits tubé ou non tubé. L'outil comprend un transducteur acoustique monté sur une section rotative il envoie puis détecte l'impulsion acoustique réfléchiée par la paroi du trou. L'amplitude réfléchiée est en fonction du contraste acoustique de la formation et la boue dans le trou de forage. Le temps de déplacement dans les deux sens est en fonction de la vitesse de la boue et la distance de la formation.

b. 2. Outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager) : L'UBI est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en trou ouvert même en boue à huile où les mesures de micro-résistivités ne peuvent pas être enregistrées. Les informations sur la stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil. L'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur. Il envoie 156 pulses par rotation et fait 7 rotations par seconde assurant ainsi une couverture de 100% de la paroi du trou.

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et dans 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.

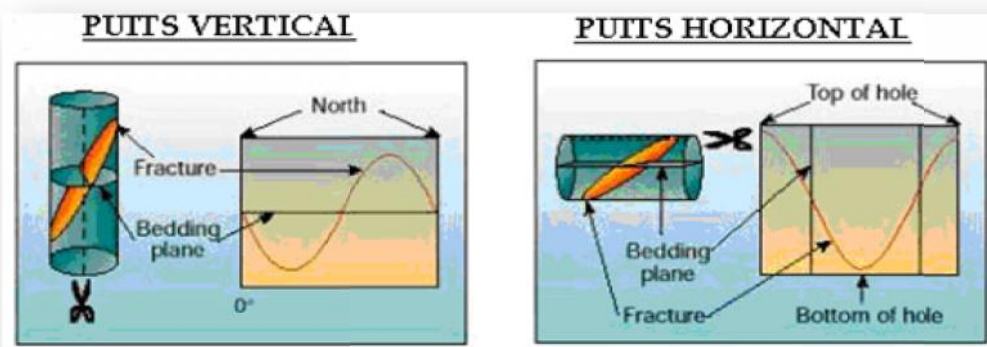


Fig.13 : principe de mesure de l'UBI.

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.

4. Principe De Fonctionnement de l'imagerie UBI :

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique :

- **Ultra-sonique** : Propagation des ondes acoustiques dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchi.
- **Micro-résistivité** : Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

L'UBI de la compagnie internationale Schlumberger présente les mêmes caractéristiques que celles de CBIL quoique 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.

5. Résultats & Interprétation :

L'observation attentive d'une image de puits permet d'identifier et de classifier les éléments géologiques, ce qui était très difficile, voire impossible, à partir des seules courbes de pendage métrique. Dans bien des puits, un géologue expérimenté détectera les détails caractéristiques d'un environnement de dépôt, d'un style tectonique, d'un type particulier de réseau de fracturation, etc. Autrement dit, il appliquera aux imageries de puits les méthodes basiques de l'observation d'affleurements réels.

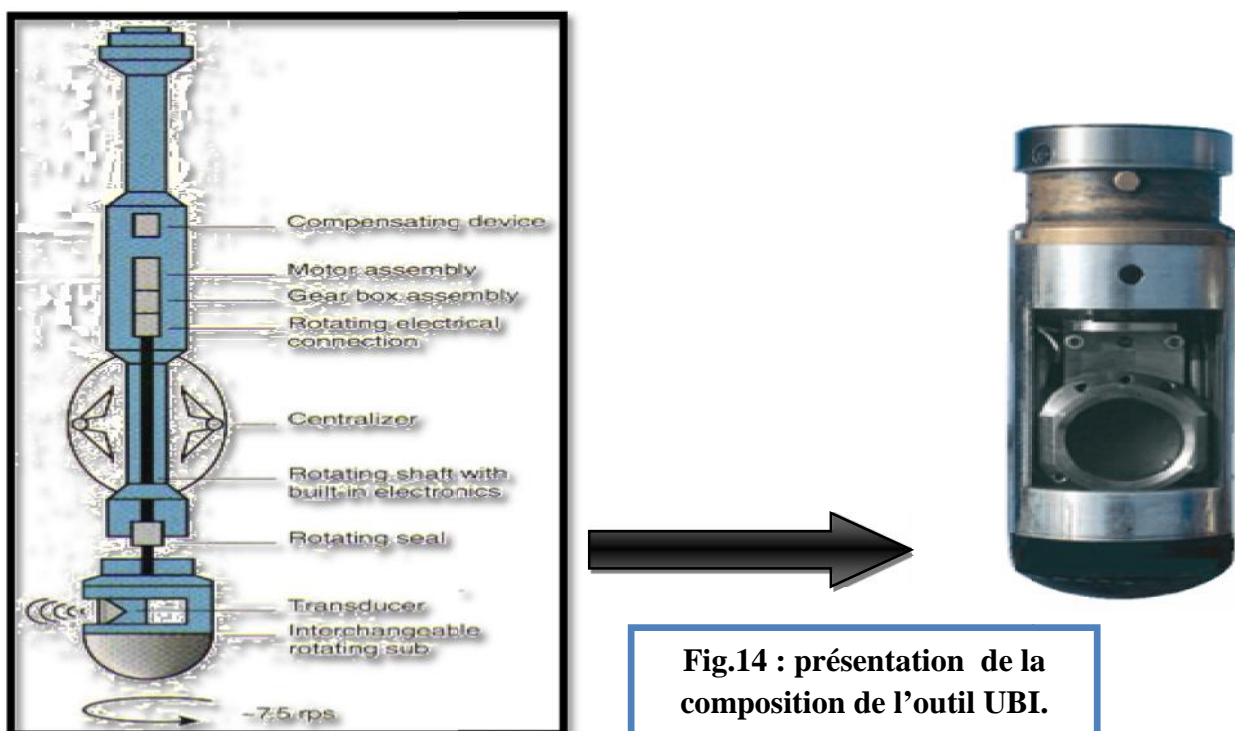


Fig.14 : présentation de la composition de l'outil UBI.

B. Préparation des échantillons carottés :

En forage, les déblais remontés par la circulation ne sont pas toujours représentatifs. Pour le géologue, les renseignements sont incomplets. Ces déblais peuvent provenir de niveaux différents (cas de retombées) et la vitesse de remontée des déblais est incertaine. Dans l'industrie de l'huile et du gaz, carotter peut être défini comme "couper et enlever un échantillon cylindrique de roche de la parois du puits." (Grondin, 2004). La prise d'un échantillon massif (carotte) important fournit au géologue: - Une certitude sur la côte et le terrain, - La valeur du pendage, - Une appréciation de la dureté des terrains (important également pour le foreur), - La possibilité de faire des mesures précises, de porosité, perméabilité, - La possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie). Généralement, Il existe deux types de carottage à savoir:

- Le carottage axial: Les carottes axiales sont obtenues en utilisant des carottiers.
- Le carottage latéral: Le système de carottage latéral par percussion utilise une charge explosive cylindrique tirée dans les parois du trou pour obtenir un échantillon de roche.

Le cylindre et l'échantillon sont récupérés par câble (Grondin, 2004). La préparation des carottes a pour but de préserver les caractéristiques pétrophysiques des carottes, de manière à ce que les mesures effectuées aux laboratoires, puissent donner une appréciation proche des conditions de sub-surface, d'où il a été extrait la carotte. Pour s'en faire, il conviendrait de choisir rigoureusement, les paramètres du forage et de la boue à utiliser lors du prélèvement de la carotte (In Sonatrach, 2005). La plupart de ces changements de caractéristiques aussi imperceptibles soient ils résultent des mauvaises pratiques liées à la manipulation des carottes, à leur préservation, à leur transport, à leur échantillonnage et à la préparation des échantillons. A l'arrivée de carotte au laboratoire, elle subit une série d'opérations qui permettront d'obtenir une performance sur la variété des analyses qu'elle aurait à subir. Ces opérations doivent inclure: la vérification et confirmation des informations rapportés de carotte (nom d'Enterprise, nom de puits ect... ; l'ouverture des caisses; la mesure du Gamma-Ray spectral si demandée; l'ouverture des tubes et prélèvement des différents échantillons; le nettoyage de la carotte; l'opération de slabbing si demandée; l'opération de photographie; le prélèvement des plugs; l'analyse pétrophysique des plugs et le stockage dans la cartothèque. La plus part de ces opérations sont montrées aux photos ci-dessous, qui sont prises lors de notre stage au département de production de la Société National SONATRCH.

C. Etudes sismiques :

Aujourd'hui, les études sismiques constituent la plus importante méthode de recherche du pétrole. On sait que les ondes sismiques se propagent à des vitesses différentes selon la constitution du sol. Comme les ondes du son ou de la lumière, les ondes sismiques sont réfractées ou réfléchies lorsqu'elles passent d'une formation rocheuse à une autre. La méthode sismologique consiste à envoyer dans le sol des vibrations sous forme de minuscules tremblements de terre. Les ondes sismiques réfractées et réfléchies sont enregistrées par des géophones, appareils de mesure ultrasensibles. Des ordinateurs performants traitent les données et fournissent une image tridimensionnelle du sous-sol géologique.

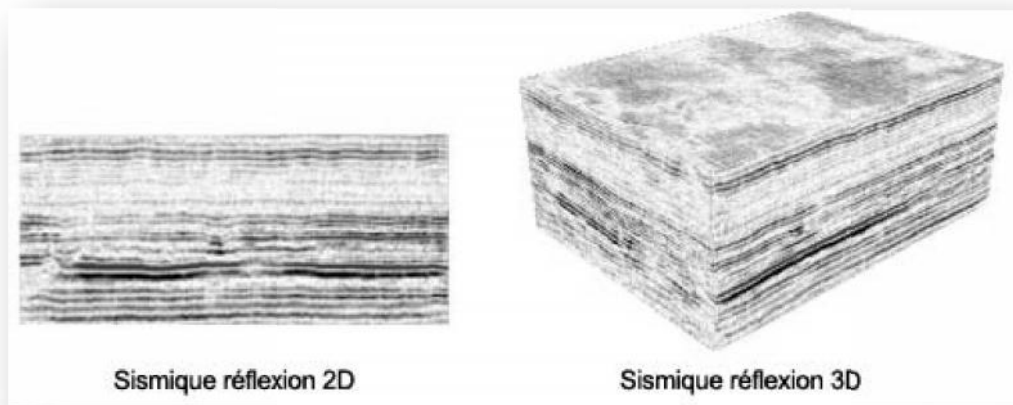


Fig.15 : sismique réflexion 2D, B : sismique réflexion 3D (Jean-Luc Mari, IFP)

Principales applications de la sismique des puits :

- Etablir la relation temps-profondeur ;
- Fournir une sismique de détail au voisinage d'un puits ;
- Caler la sismique de surface ;
- Identifier les réflexions primaires et multiples ;
- Prédire la présence de réflecteurs ou de zones anomaliques à l'avant du forage, c'est-à-dire sous le puits pour un forage vertical et à l'avant du front de taille d'un tunnel pour un forage horizontal;
- Fournir une information structurale, ainsi qu'une estimation des paramètres mécaniques et de certains paramètres pétrophysiques.
- Estimer le pendage d'un marqueur. (Jean-Luc Mari, IFP)

D. Exploitation de ces méthodes dans notre région d'étude :

On a pu extraire les données de l'imagerie des puits GF4, GF6, GF7 et GF8, ainsi que les carottes de quelques puits extraites des formations de l'intervalle de réservoir étudié ; on a aussi choisi deux lignes de sections sismiques dont la première passe par GF3 et GF4 et la deuxième passe par GF2.

Chapitre 4 : interprétation des résultats.

Après une longue étude affectée au sein de la société algérienne Sonatrach, on a obtenu les données illustrées ci-dessous.

Malgré qu'il y avait une insuffisance de data des puits car les travaux d'exploration dans cette région d'étude sont très récents.

On a essayé de relier la théorie des fractures et ces types présenter dans le premier chapitre de ce mémoire, et les résultats de l'interprétation de ces data dont on a pu conclure la cause majeure de cette déformation.

I. Interprétation des données de l'imagerie :

1. Puits GF4: STAR resistivity & CBIL acoustic image data

➤ L'analyse des pendages structuraux a montré que le puits GF4 a deux zones structurales :

- Zone I: De 1754 a 1785 m, dans un intervalle argileux (Argile d'Azzel) de très faible pendage de 05 degrés vers le NO(Fig.15).

- Zone II: De 1785 a 1844 m, dans un intervalle gréseux (fin d'Argile d'Azzel, Quartzite de Hamra et Grés d'el Atchane), de faible pendage de 05 degrés vers le NNO(Fig.16).

➤ Contraintes in situ & fractures distinguées : Les breakouts ont été observés dans cette section du puits, avec une orientation de ENE-OSO (060°/244°), indiquant une orientation de la contrainte horizontale maximale in situ vers le NNO-SSE (334°/154°), dont un nombre important des fractures naturelles a été observé au sein des intervalles gréseux et argileux, par contre peu de fracture induites par le forage ont été observées par ces deux outils d'imagerie.

Tab.1 : objectifs de l'imagerie du puits GF4.

Age	Formation	Top Depth (m MD)
Ordovician	Tiferouine Shale/Azzel (ATA)	1733
	Quartzite de Hamra (QZH)	1792
	Gres d'El Atchane (GEA)	1828

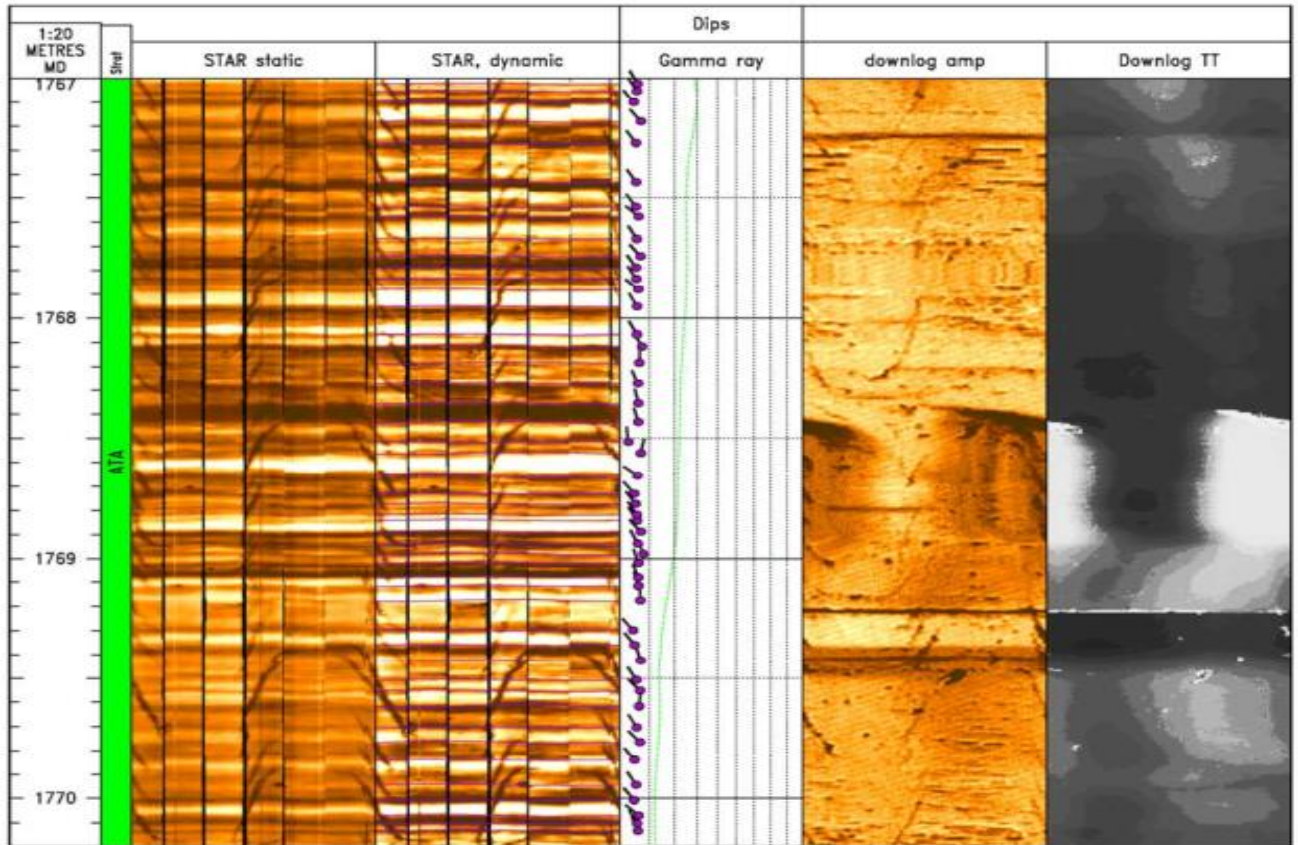


Fig.15 : identification des fractures par STAR resistivity & CBIL image data au niveau de puits GF4 (Argiles d'Azzel).

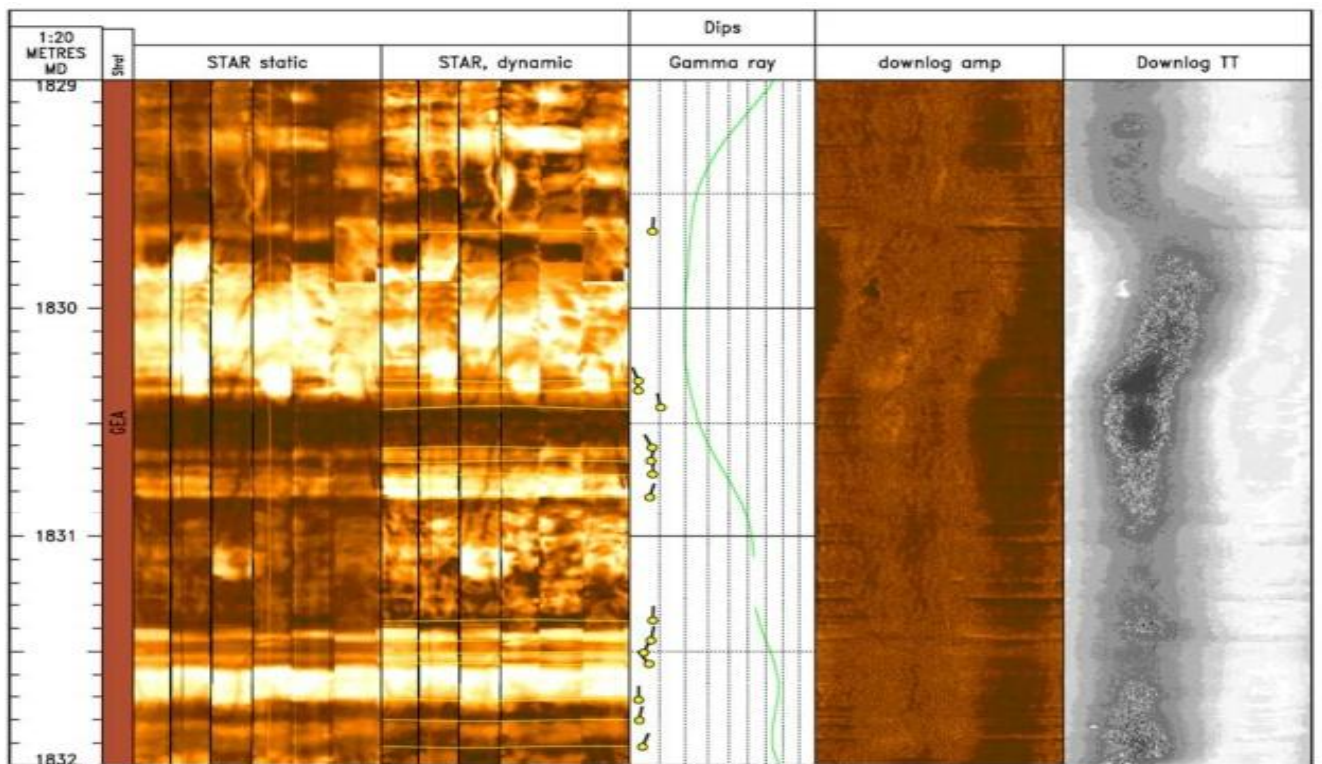


Fig.16 : identification des fractures dans l'intervalle de Grés d'el Atchane dans le puits de GF4

2. Puits GF6 :

➤ **Interprétation structurale depuis CAST-V :**

- Durant l'identification des fractures dans ce puits plus de 800 plans structural a été apparait, l'inclinaison structurale de ces plans des dépôts sédimentaires est Presque horizontaux à l'origine ou les facies à faibles énergies comme les argiles qui fournissent par la suite une base de l'analyse structurale, cette inclinaison est calculée à 2.0° vers 334° NNW dans l'intervalle de 1521-1853m qui est divisé en deux zones principales :

- 1521 – 1738 : 2.8°/334°-NNW elle contient la Dalle de M'krata ; Grès d'el Goléa et l'Argile d'Azzel.
- 1738 - 1851 : 2.8°/259°-WSW et cette zone contient Quartzites de Hamra ; la Zone des Alternances et le Cambrian(Fig.17).

- La faille majeure a été identifié à la profondeur de 1738m, au top de Quartzites de Hamra qui fait l'angle de 34° vers le nord, elle est associée à une zone de fracturation (environ 146 fractures) d'orientation principale NW-SE causée par cette dernière présentée essentiellement dans l'Argile d'Azzel ; Cette faille finalement sépare l'Argile d'Azzel et Quartzites de Hamra.

Tab.2 : les tops des formations concernées par CAST-V imagerie.

	Top (MD)	Formation
Sil.	1500	Silurien
Ordovician	1523	Dalle d' M' Kratta
	1532	Grès d'el Goléa
	1706	Argiles d'Azzel
	1738	Quartzite d'Hamra
	1773	Zone des Alternances
Cam.	1808	Cambrien

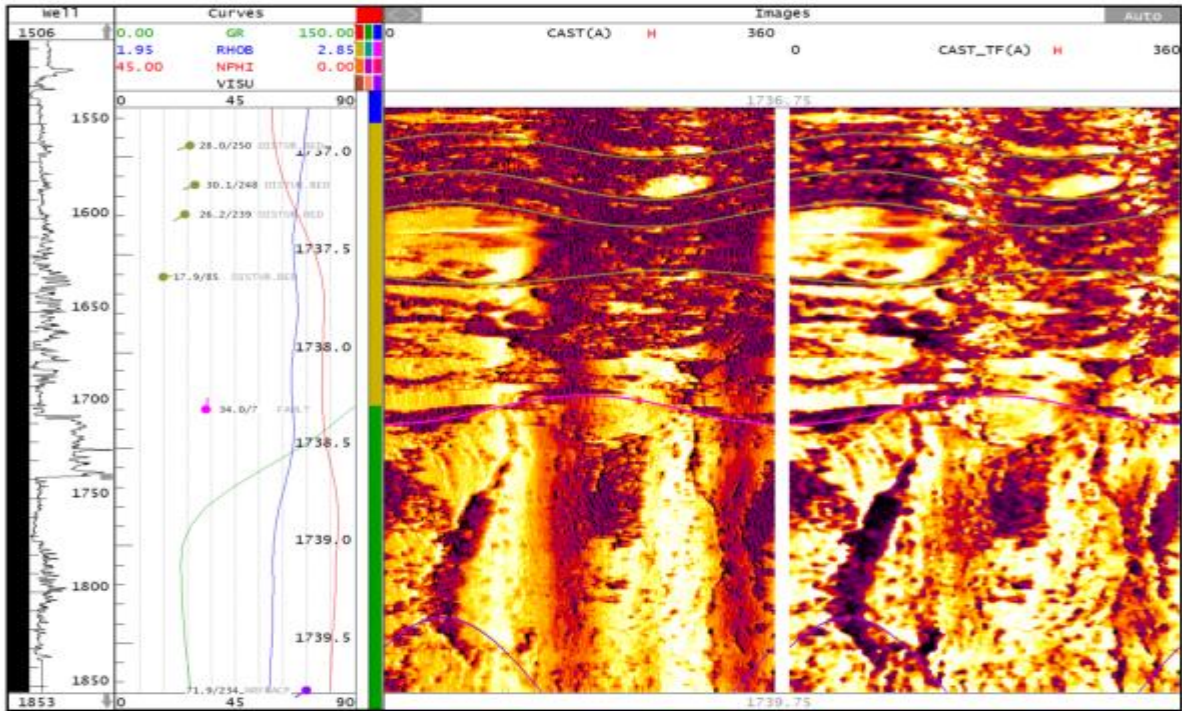


Fig.17 : identification des fractures par CAST-V dans le puits GF6 (Quartzites de Hamra).

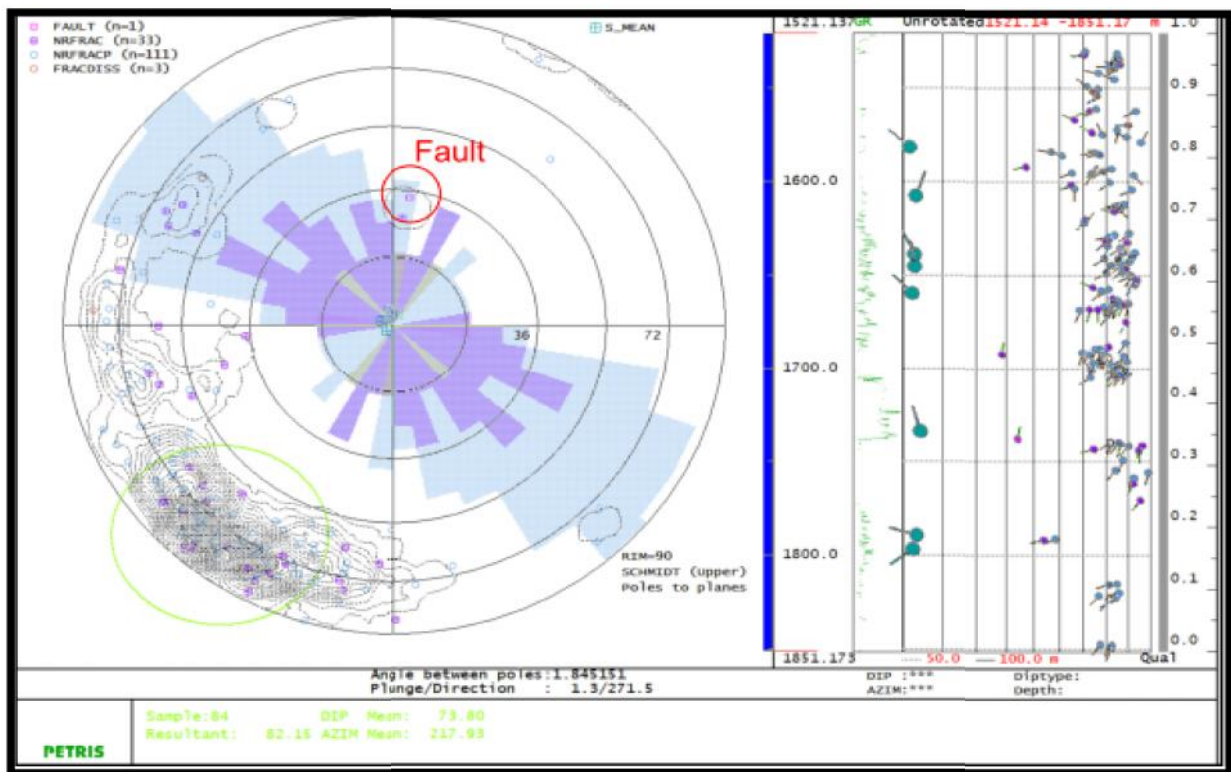


Fig18 : stéréogramme qui montre la direction des fractures (NW-SE).

Le puits GF7 contient 351 fractures naturelles parallèles et obliques sur un plan horizontal identifiées par l'UBI et FMI, leur direction est WNW-ESE (Fig.19) localisées essentiellement localisées aux réservoirs cambrien et ordovicien.

Une faille a été détectée par l'UBI et FMI qui a une orientation NE-SW à 2229.9m.

Tab.3 : les objectifs de l'imagerie dans le puits GF7.

Formation	Top (MD)	Bottom (MD)
Quartzite El Hamra	2064m	2104m
Grès dEl Atchane	2104m	2201m
Cambrian	2201m	2347.5m

135 fractures ont été détectées par l'UBI sont des fractures ouvertes remplis par la boue de forage et la calcite et 208 fractures ont été détectées par FMI qui sont cimentées par des matériaux conductifs notamment la calcite et la pyrite, ces fractures sont considérées comme des barrières de la perméabilité.

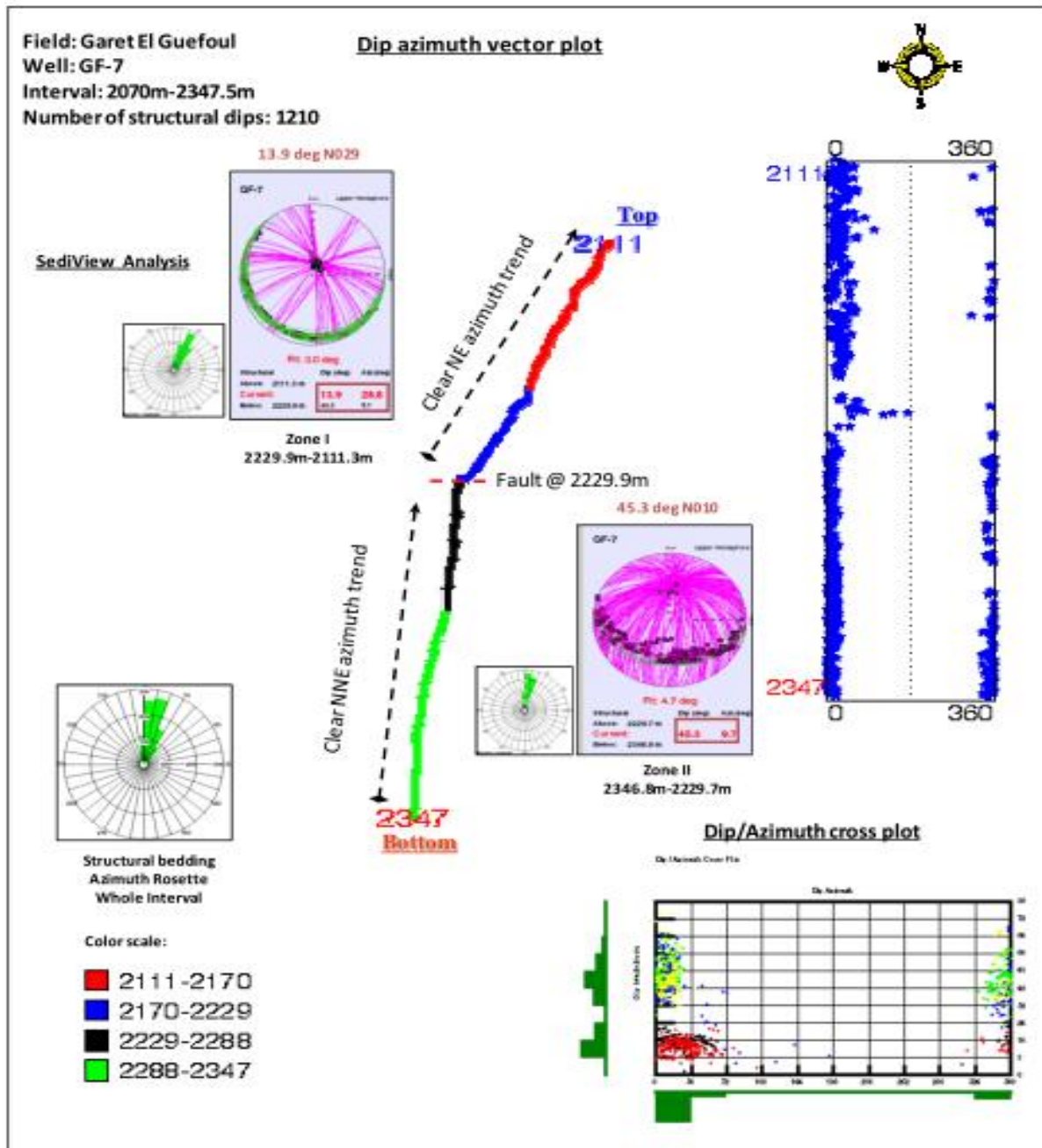


Fig.19 : zonation des inclinaisons structurales (document sonatrach).

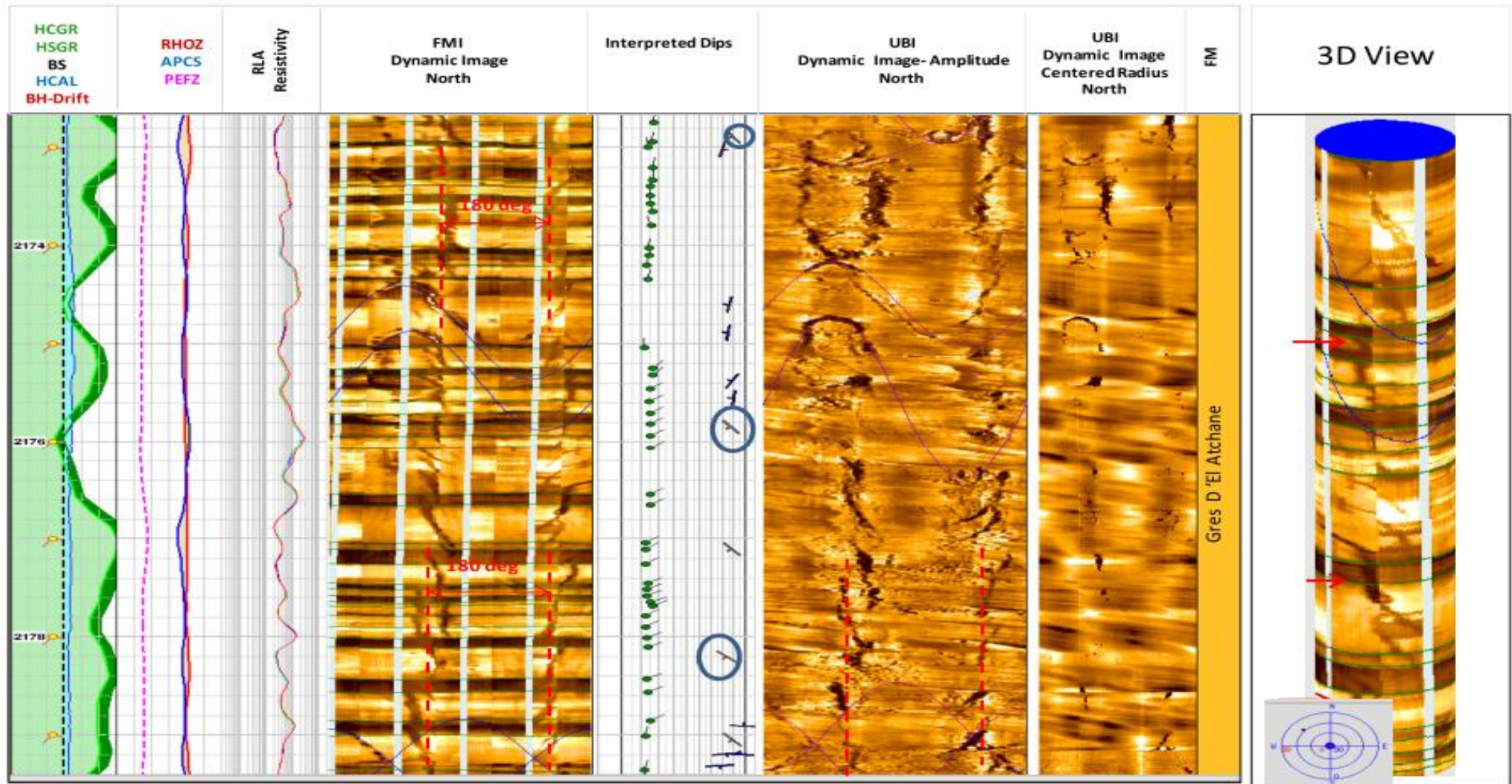


Fig.20 : identification des fractures dans la formation de GEA (GF7)

4. Puits GF8 : imagerie à partir de l’outil UBI

L'analyse des pendages structuraux dans le puits GF-8 a révélé la présence de deux zones structurales :

- Zone I (de 2443.2 à 2299.9m) pendage structural modéré de 11.8° et une direction d’azimut vers le SO.
- Zone II (de 2298.8 à 2153.8m) pendage structural modéré de 9.9° et une direction d’azimut vers le SSO.

Trois 3 possibles plans de failles mineures de direction principale ENE-OSO ont été identifiés sur l’imagerie UBI dans la formation Grés d’El Atchane. cette analyse a permis de déterminer la direction actuelle des contraintes in-situ horizontales minimale et maximale. Les breakouts ont été identifiés sur les images UBI avec une direction NE-SO(Fig.21).

Tab.4 : objectifs de l’imagerie dans le puits GF8.

Formation	MD (m)	Thickness (m)
Quartzite d'El Hamra (QZH)	2137	103
Grés d'El Atchane	2245	147
Cambrian	2392	---

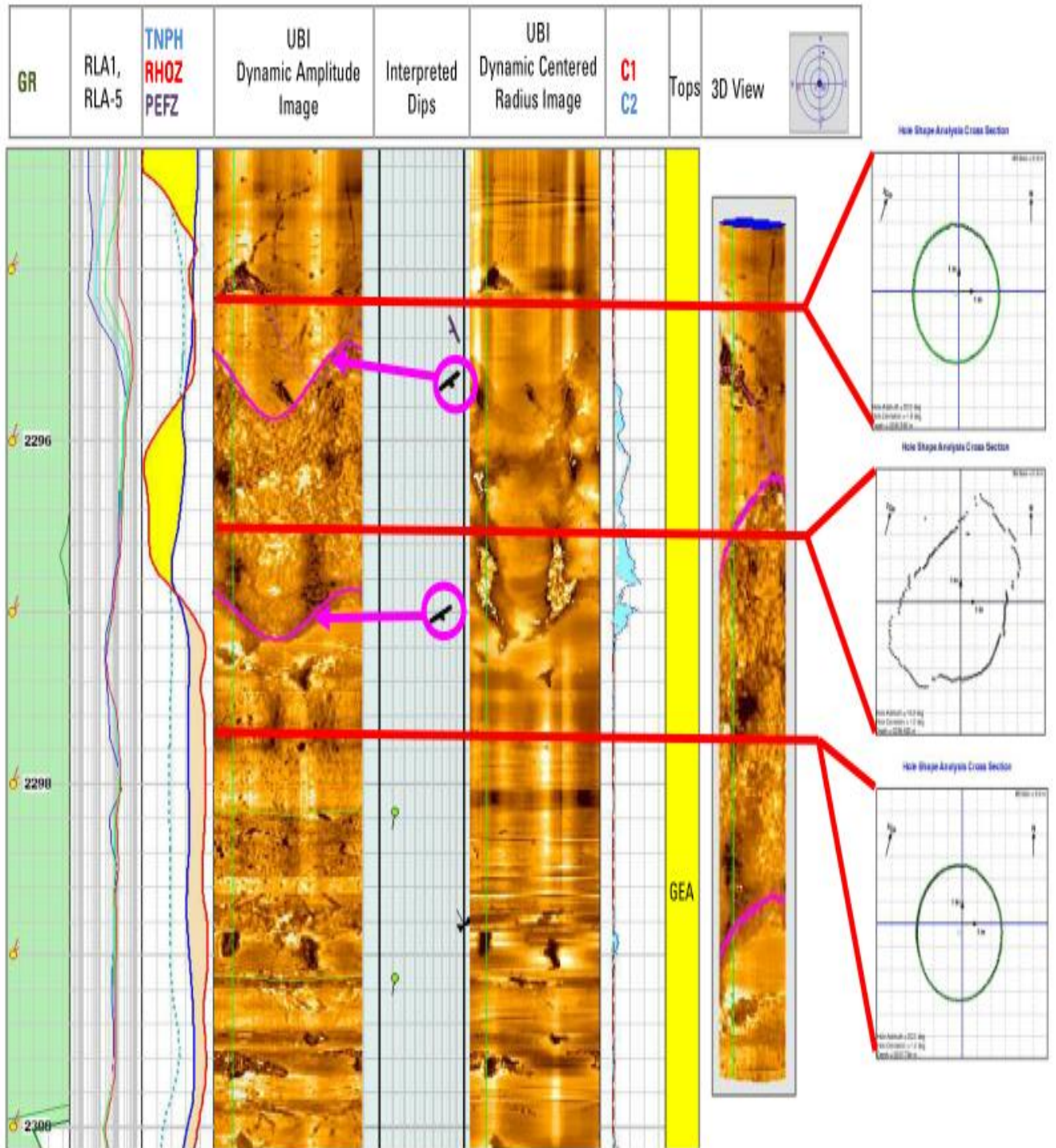


Fig.21 : identifications des fractures par UBI dans la formation de GEA (GF8).

II. Analyse des carottes :

La Dale de M'krata d'une épaisseur de 9 m qui est débute par une alternance des grès fins à moyens, gris claires, mouchetés et des argiles noires foncés.

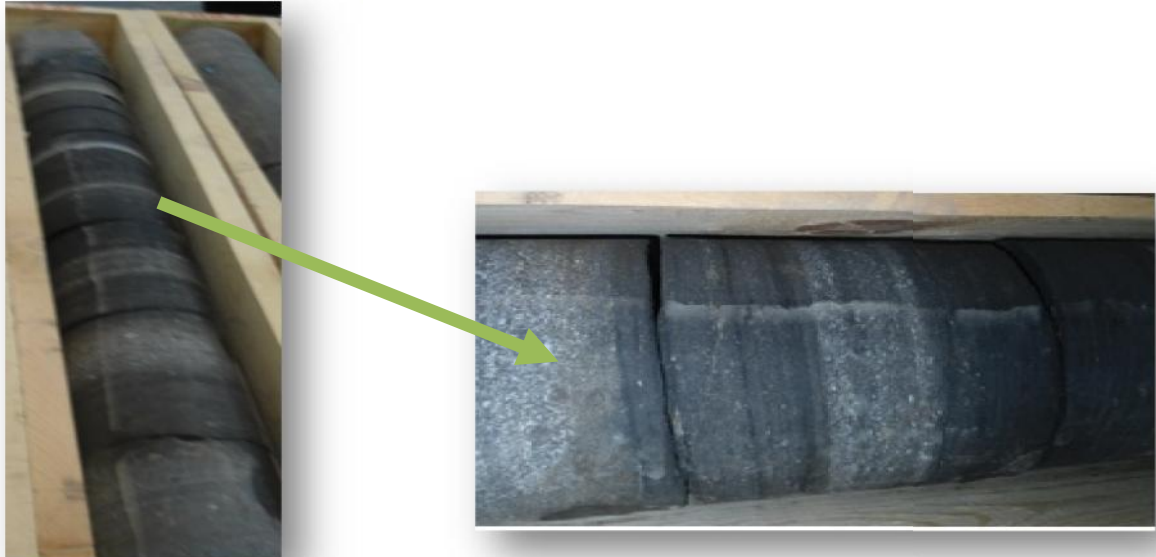


Fig.22 : carotte n°1 qui présente la Dale de M'krata.

- ❖ Les Argiles d'Azzel sont considérées comme une roche source pour les gaz non conventionnels, formée par des argiles noires radioactives, et elles sont identiques sur tout l'intervalle comme il est montré dans la photo ci-dessous :

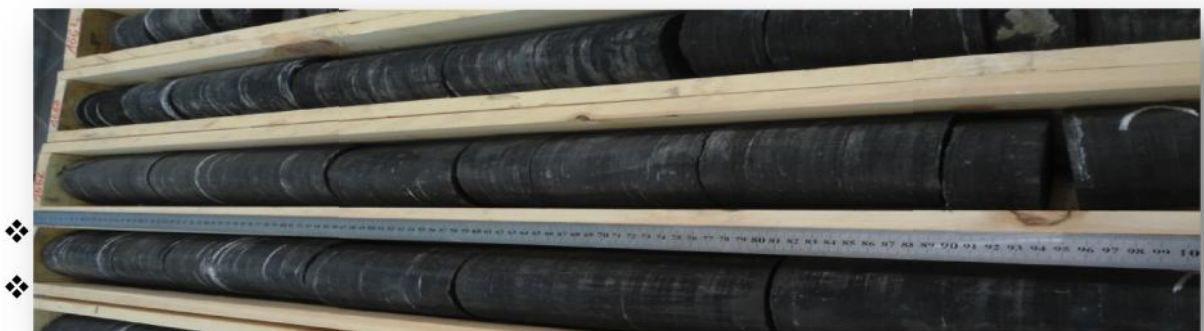


Fig.23 : carotte n°2 représente les Argiles d'Azzel.

- ❖ Des grès à granulométrie moyenne à grossière, gris claires à foncés, quartzitiques et parfois micro-conglomératiques à graviers, très durs, faible à moyennement consolidé contient des joints stylolithiques entre coupés par une fracture vertical.



Fig.24 : carotte n°3 qui révèle GEA.

La fracturation est faible dans les argiles où le pendage structural des carottes est de 50°.



Fig.25 : stylolithe tectonique.



Fig.26 : fracture horizontale.



Fig.27 : stylolithe de compression.



Fig.28 : fente de tension.

Le puits GF-I est caractérisé par une grande densité de microstructures dont le pendage structural des carottes est 50° ces microstructures sont bien définies par la présence des stylolithes et des fentes de tension et qui sont un argument fort de la compression des contraintes.



Fig.29 : zone de brèche.



Fig.30 : une faille associée avec des brèches.



Fig.31 : plan de cisaillement.

La plus part des fractures au niveau du puits GF-2 sont partiellement ouvertes, elles sont représentées par des plans de cisaillement et des brèches associés au faille.

Discussion des résultats :

La confrontation des résultats de l'analyse de l'imagerie avec celles de la carte isobathe (fig.27) permet de confirmer les résultats de notre analyse.

La rosasse de l'imagerie CBIL de puits GF4 situé sur de la faille subméridienne, et d'après l'analyse des carottes prise de ce puits on remarque une compression des contraintes.

La rosasse de l'imagerie CAST-V de puits GF6 situé au milieu entre la faille subméridienne et la gamme des fractures de direction NW-SE.

Les rosasses de l'imagerie UBI des puits GF7 et GF8 qui sont situés au sud de la structure de Garet el Guefoul ou la direction est NW-SE.

On a choisi deux sections sismiques représentées par A et B (Fig.28) :

La section A traverse les puits GF4 et GF 3 dont leurs situation se trouve au croisement des directions du subméridienne et NW-SE.

La section B passe par le puits GF2 qui se localise a proximité de la direction NW-SE.

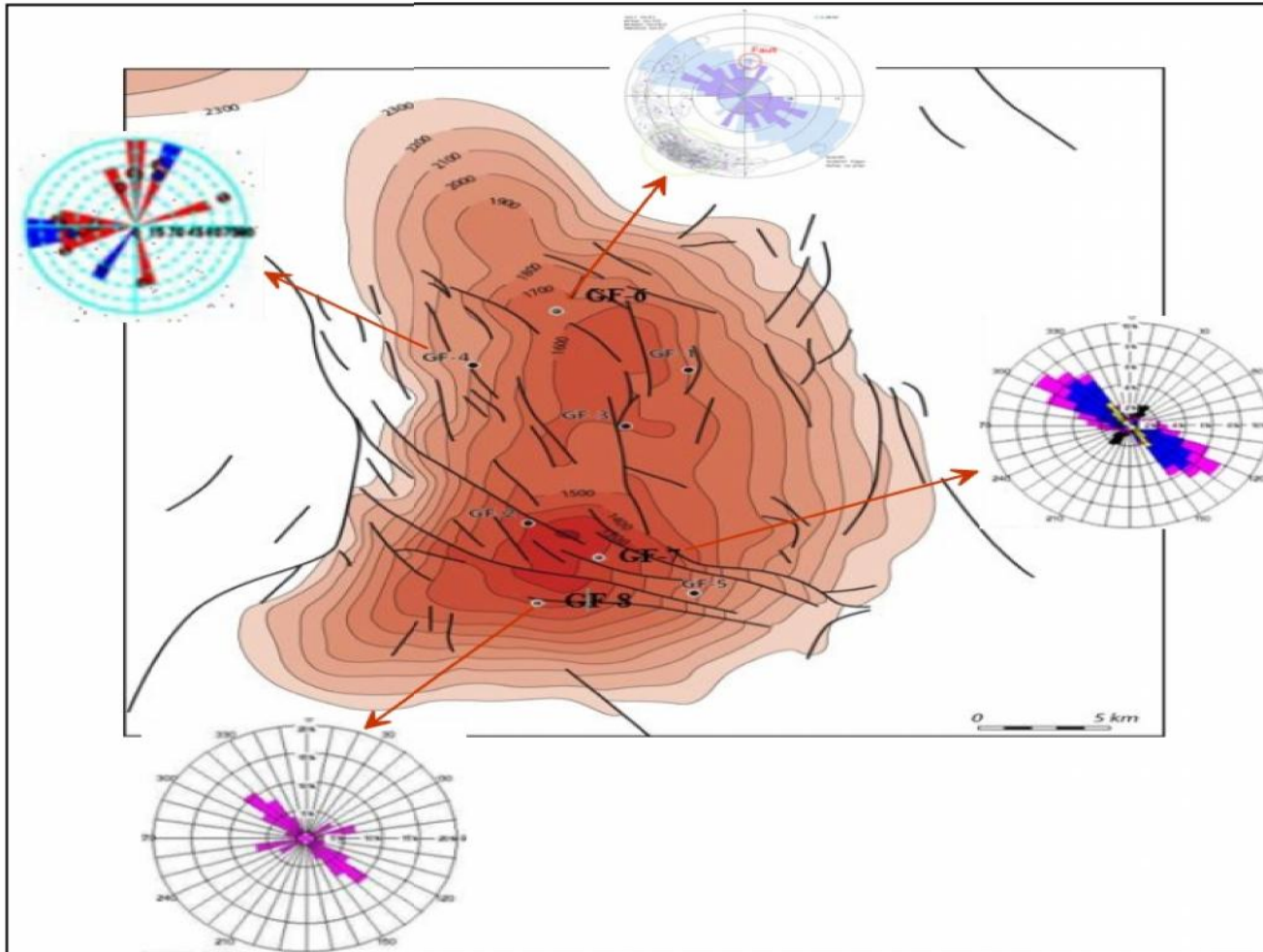


Fig.27 : carte en isobathe montrant la position des puits étudiés et leurs orientations.

III. Interprétation des résultats :

Pour pouvoir interpréter nos résultats, il faut bien replacer la structure de Garet el Guefoul dans son cadre régional (Fig.28) dans le bassin de l’Ahnet et par rapport aux différents évènements tectoniques qu’ont marqué cette partie de sud ouest algérien.

Le bassin de l’Ahnet est coincé au niveau de la zone de jointure qui relie le Hoggar occidental et la terminaison de la chaîne de l’Ougarta.

Ce domaine est marqué par une déformation essentiellement compressive probablement d’âge taconique exprimé par des plissements subméridiens associés aux failles inverses d’orientation subméridienne.

Ces failles sont le prolongement des accidents qui sont décrites dans le Hoggar, le caractère décrochant de ces accidents est bien marqué par les structures positives créées.

La partie nord du bassin de l’Ahnet est recoupée également par des failles inverses orientées nord ouest- sud est : direction ougartienne en relation avec la phase hercynienne qui a profondément structuré ce domaine. Cette direction et cette déformation seraient engendrées par la collision du craton ouest africain d’âge ébornéen avec la plate forme saharienne panafricaine.

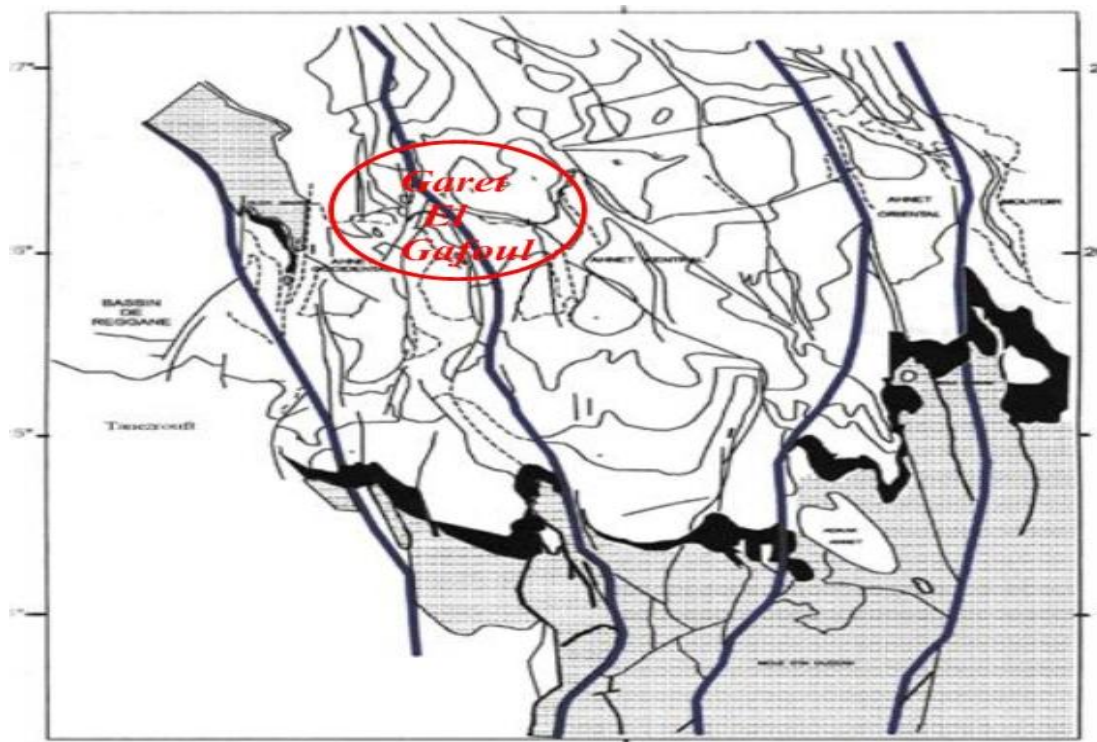
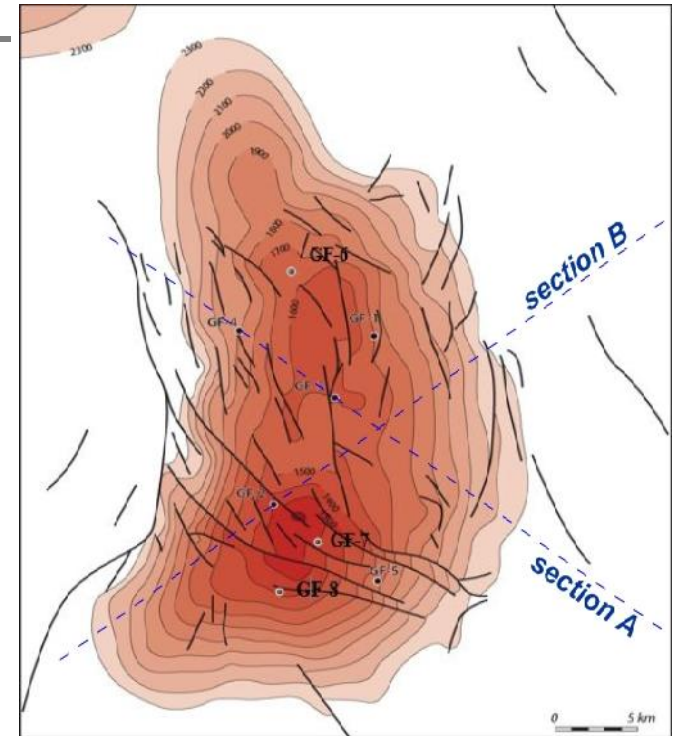
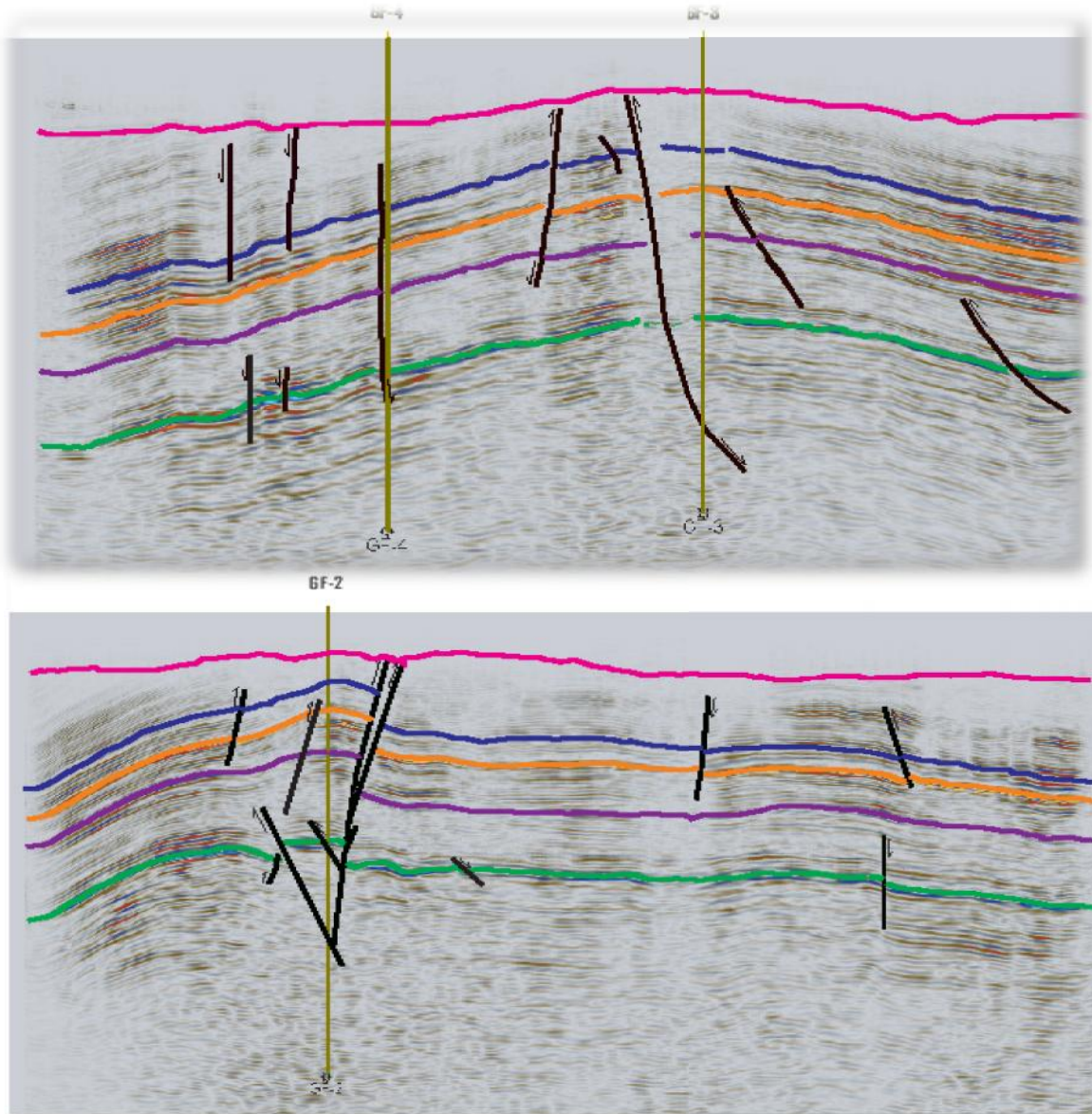


Fig.28 : origine de la structuration de Garet el Guefoul par rapport au bassin de l’Ahnet (WEC 2007).



LEGENDE :

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

Fig.28 : section sismique A et B qui passent par les puits GF-2, GF-3 et GF-4 (document Sonatrach 2008).

Conclusion :

L'analyse et l'interprétation des données d'imagerie permettent de confirmer le caractère pénétratif de la déformation qui a affecté ce domaine c'est-à-dire que les mêmes directions et le même comportement de failles sont reconnus quelque soit l'échelle à laquelle ont les observés (décimétrique, métrique et kilométrique).

La plus part des déformations sont associés aux fermetures périclinales décrits dans la région.

Le caractère compressif de la déformation à petite échelle, déduit par les nombreuses failles inverses et joints stylolithiques, est bien concordant avec les différentes phases tectoniques ayant modelé les bassins sahariens à savoir la phase taconique et la phase hercynienne.

Notre étude permet donc de confirmer que la structure de Garet el Guefoul a subit une intense déformation ayant engendré une fracturation qui améliore considérablement les paramètres pétrophysiques.

Conclusion général :

On peut conclure l'étude en tirant que cette région est le résultat d'un très fort scénario tectonique qui affecte le Sahara occidental algérien et que sa structuration est un argument de l'intensité et le degré de déformation qui a passé par cette partie de l'Algérie et typiquement les bassins qui ont une relation avec la création et l'évolution du massif du Hoggar et le déplacement agressif du craton ouest africain.

La déformation est dite compatible si elle suit l'ordre, la direction et l'orientation régionale remarquable même au niveau des compositions rocheuses comme on a voulu de réaliser et confirmer l'allure générale des fractures au sein des puits étudiés dans la région de Garet el Guefoul par plusieurs outils de l'imagerie des parois de puits notamment : UBI- CAST-V dans le but de les comparer avec des données des carottes au surface.

A travers les temps géologique l'évolution tectonique était la suivante :

- Une phase panafricaine qui a structuré le bassin par des failles Nord_ Sud (le résultat d'une compression maximale E-O).
- La phase taconique mouvement compressif caradoniens formant de puits à axes N-S (le long des accidents N-S).
- Les accidents ont joué en décrochement engendrant des structures en fleur positive.
- Les phases hercynienne est responsable de la direction NO-SE.

Références bibliographiques :

1. Achour karima, études de fracturation des réservoirs de l'ordovicien gisement de gaz de Guarat El Guefoul bassin de l'Ahnat Algérie, Boumerdas, (2008).
2. A.Mezian et autres, apport de l'imagerie dans la stabilité de puits pétrolier, université d'Ouargla, (2015).
3. Benhaddouche et farourou.
4. Boudjamâa.A, évolution structural du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord oriental Algérie, université de paris Sud, (1987).
5. Beuf et al, (1971).
6. Beicip (1976).
7. Caby.R (1970).
8. Documents sonatrach.
9. E.Ball (1980).
10. Internet.
11. Jean-françois, (2009).
12. Jean fabre, géologie du Sahara occidental et central, musée royale de l'Afrique central Belgique, (2005).
13. Nadhira, caractérisation du réservoir ordovicien de la structure de Guarat El Guafoul bassin de l'Ahnat, Boumerdas, (2008).
14. Runes (1992).
15. Rachid Madani, étude geologique et caractérisation des paramétréspétophysiques du réservoir emcien de la région de Tidikelt Sud bassin de l'Ahnatplate forme Saharienne, Boumerdas, (2008).
16. Rapport d'implantation GF4, sonatrach, (2006).
17. Rapport d'implantation GF7, sonatrach, (2008).
18. Rapport d'implantation GF8, sonatrach, (2010).
19. Wellevolutionconference (Wec), sonatrach et shlum berger, Algérie, (1995).
20. Wellevolutionconference (Wec), sonatrach et shlum berger, Algérie, (2007).
21. Zeddouri.A, les applications de l'imagerie de puits à l'évaluation de réservoir pétrolier, l'université d'Ouargla, (2013).