

**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**

**Apport de l'imagerie à l'étude sédimentologique et structurale de  
réservoir Up-Side nord du champ de Hassi Messaoud**

Soutenu publiquement par :

**ZAHAF SOUFIANE**

**BERKANE BADREDDINE**

Soutenu le : 24 /06 /2021 devant la commission d'examen

**jury :**

|                    |                           |                        |
|--------------------|---------------------------|------------------------|
| <b>Promoteur :</b> | <b>Mr. Zatout Merzouk</b> | M. C. A. Univ. Ouargla |
| <b>Président :</b> | <b>Mr. Satouh Adel</b>    | M. C. B. Univ. Ouargla |
| <b>Examineur :</b> | <b>Mr. Medjani Fethi</b>  | M. C. A. Univ. Ouargla |

**Année Universitaire : 2020/2021**



## REMERCIEMENTS

Nous remercions profondément le **bon dieu** pour son aide et sa prudence, et **nos parents** pour leur soutien durant toutes ces années et leurs sacrifices qui nous ont amenés ici.

Nous voudrions exprimer notre profonde gratitude envers notre encadreur **Zaatout Merzouk** pour son aide et sa contribution tout au long de l'élaboration de ce travail.

Mes remerciements vont également, aux membres de jury, qui ont accepté d'examiner et juger notre modeste travail.

Nos vifs remerciements s'adressent également au corps professoral du département de science de la terre et l'univers, aussi qu'au personnel de la division d'engineering et de production- sonatrach (**EP**).

Merci à tous.

ZAHAF Soufiane.....

BERKANE Badreddine...



## DEDICACES

C'est avec gratitude et sincère mots que je dédie ce modeste travail à ma très chère mère ainsi qu'à mon père qui ont sacrifié leurs vies pour notre réussite et nous ont éclairé le chemin avec leurs conseils judicieux on espérons pouvoir leur rendre un jour.

Je dédie aussi ce travail à mes compagnons de vie mes frères et mes sœurs et mon binôme Soufiane, ainsi qu'à mes amis et à tous mes collègues de la promotion GP 2021 et à tous ceux qui me sont chers.

**Badreddine...**



## DEDICACES

C'est avec gratitude et sincère mots que je dédie ce modeste travail à ma très chère mère ainsi qu'à mon père qui ont sacrifié leurs vies pour notre réussite et nous ont éclairé le chemin avec leurs conseils judicieux on espérons pouvoir leur rendre un jour.

Je dédie aussi ce travail à mes compagnons de vie mes frères et mes sœurs et mon binôme Badreddine, ainsi qu'à mes amis et à tous mes collègues de la promotion GP 2021 et à tous ceux qui me sont chers.

**Soufiane...**



# RESUME

**Résumé :** Cette contribution rentre dans le cadre de développement de la zone up-side nord du champ de Hassi Messaoud. Il s'agit d'une caractérisation sédimentologique et structurale du réservoir cambro-ordovicien. L'analyse des données de carottes, et de logging d'imagerie électrique et acoustique, a abouti aux résultats suivants : 1) le milieu de dépôt des grès du réservoir étudié est fluviatile avec ses différents réseaux ; 2) le pendage stratigraphique est come établi vers le nord ; 3) les paléocourants sont vers NW ; 4) la fracturation est importante et est de direction NE-SW générée par la phase hercynienne ; 5) une faille semble être identifiée au voisinage du puit OMG-503 vu les signatures caractéristiques des pendages détectés. La technique de forage en short radius serait indiquée pour le développement de cette zone si les propriétés réservoirs le permettent.

**Les mots clés :** sédimentologie ; structurale ; fracturation naturelle ; réservoir Ra ; pendage stratigraphique ; paleocourants ; logging d'imagerie ; carotte.

**Abstract :** This contribution is part of the development of the northern up side area of the Hassi Messaoud field. This is a sedimentological and structural characterization of the Cambro-Ordovician reservoir. Analysis of core data, and electrical and acoustic imaging logging, concluded the following results: 1) the sandstone deposit environment of the reservoir studied is fluvial with its various networks; 2) the stratigraphic dip is established to the north; 3) the paleocurrents are towards NW; 4) the fracturing is significant and is NE-SW direction generated by the Hercynian phase; 5) a fault seems to be identified in the vicinity of the OMG-503 well given the characteristic signatures of the detected dips. The short radius drilling technique would be indicated for the development of this zone if there is a good reservoirs properties.

**Key words:** sedimentology; structural; natural fracturing; Ra reservoir; stratigraphic dip; paleocurrent; imagery logging; carrot.

## الملخص:

هذه المساهمة هي جزء من تطوير منطقة الجانب الشمالي من حقل حاسي مسعود. هذا توصيف رسوبي وتركيبى لخزان كامبرو-أوردوفيسيان. خلص تحليل البيانات الأساسية والتسجيلات الكهربائية والصوتية إلى النتائج التالية: 1) بيئة ترسب الحجر الرملي للخزان المدروس مائي بشبكاته المختلفة. 2) تم إنشاء الغطس الطبقي في الشمال. 3) التيارات القديمة تتجه نحو شمال غرب ؛ 4) نظرًا لـ OMG-503 التصدع مهم وهو اتجاه شمال شرق متولد عن طور هرسينيان ؛ 5) يبدو أنه تم تحديد خطأ بالقرب من بئر للتوقيعات المميزة للانخفاضات المكتشفة. ستم الإشارة إلى تقنية الحفر قصير القطر لتطوير هذه المنطقة إذا كانت هناك خصائص جيدة للخزانات

**الكلمات المفتاحية:** علم الرواسب. الهيكلي؛ تفسير طبيعى خزان رع انحدار طبقي التيارات القديمة. تسجيل الصور العينة الاسطوانية.

# *Sommaire*

|   |     |
|---|-----|
| <b>Remerciement</b>                                       | I   |
| <b>Dédicace</b>   | II  |
| <b>Résumé</b>   | III |
| <b>Liste des figures</b>                                  | IV  |
| <b>Liste des tableaux</b>                                 | V   |
| <b>Introduction générale</b>                              | 1   |
| <b>Chapitre I : Généralité sur le champ de HMD</b>        | 2   |
| I.1. Situation géographique                               | 2   |
| I.2. Situation géologique                                 | 3   |
| I.3. Litho stratigraphie                                  | 4   |
| I.3.1. Stratigraphie du champ HMD                         | 4   |
| A. Le socle   | 5   |
| B. Paléozoïque  | 5   |
| B.1. L'infra-Cambrien                                     | 5   |
| B.2. Le Cambrien  | 5   |
| B.3. L'Ordovicien   | 6   |
| C. Le mésozoïque  | 8   |
| C.1. Le Trias   | 8   |
| C.2. Le Jurassique  | 10  |
| C.3. Le Crétacé   | 10  |
| D. Le cénozoïque  | 11  |
| I.4. Évolution géodynamique du champ de Hassi Messaoud    | 11  |
| I.4.1. Structuration du champ de Hassi-Messaoud           | 12  |
| I.4.2. Les paléo vallées hercyniennes                     | 13  |
| I.4.3. Les déformations tectoniques                       | 13  |
| I.5. Aspect pétrolier                                     | 14  |
| I.5.1. Roche mère   | 14  |
| I.5.2. Roches couvertures                                 | 14  |
| I.5.3. Piège  | 14  |
| I.5.4. Migration des hydrocarbures                        | 15  |
| I.6. Description du réservoir                             | 15  |
| I.6.1. Différents roches réservoirs                       | 15  |
| A. Réservoir cambrien                                     | 15  |
| B. Réservoir ordovicien                                   | 16  |
| I.6.2. Description des drains                             | 16  |
| I.7. Subdivision petro-physique et notion de Drain        | 17  |
| <b>Chapitre II : Présentation du secteur Up-Side Nord</b> | 19  |
| II. Géologie locale                                       | 19  |
| II.1. Situation géographique de la zone d'étude           | 19  |
| II.1.2. Description structurale                           | 19  |

|   |    |
|---|----|
| II.1.3. Description de réservoir Cambrien   | 20 |
| II.2. Caractéristiques des fluides du réservoir de quelque puits                        | 20 |
| II.2.1. Le puits OMG832   | 20 |
| II.2.2. Le puits OMG 513  | 21 |
| II.3. Caractéristiques de l'eau du gisement   | 21 |
| II.4. Les différents puits implantent dans la zone d'étude                              | 22 |
| II.5. Historique de production  | 25 |
| <b>Chapitre III : Matériels et méthodes</b>   | 27 |
| III.1. Matériels  | 27 |
| III.1.1. Les données de diagraphies   | 27 |
| III.1.2. Les données de carotte   | 27 |
| III.2. Introduction sur l'imagerie  | 27 |
| III.2.1. Développement de l'image   | 28 |
| III.2.2. Outils utilisées et principe de fonctionnement                                 | 29 |
| III.2.3. Analyse structurale  | 29 |
| A. Les fractures  | 30 |
| B. Détection et analyse des fractures   | 31 |
| C. Classification des fractures   | 32 |
| D. Les Failles  | 33 |
| E. Les fractures induites   | 33 |
| F. Les breakouts  | 34 |
| III.2.4. Classification d'image de pendage  | 34 |
| A. Laminations/Grès à faible angle- les strates de siltstones                           | 34 |
| B. Pendages sédimentaires : stratification entrecroisé / haute angle de sable - strates | 35 |
| C. Les limites croisées   | 35 |
| D. Limite de strate   | 36 |
| E. Les fractures de faible amplitude acoustique   | 36 |
| F. Les fractures résistives   | 37 |
| III.2.5. Application à l'évaluation des réservoirs                                      | 37 |
| III.2.6. Limitation de la méthode   | 37 |
| III.2.7. Conclusion   | 37 |
| III.3. Introduction sur le carottage  | 38 |
| <b>Chapitre IV : Etude sédimentologique et structurale par l'imagerie et carotte</b>    | 41 |
| IV.1. Introduction  | 41 |
| IV.2. Etude sédimentologique  | 41 |
| IV.2.1. Description de carotte  | 41 |
| IV.2.1.1. Carotte OMG-503   | 41 |
| A/ Réservoir Ra : de 3398 à 3442 m  | 41 |
| B/ Réservoir R2 : 3442 à 3481 m   | 43 |
| IV.2.1.2. Carotte OMG-832   | 44 |
| A/ Réservoir Ra : 3431 à 3498,8 m   | 44 |
| B/ Réservoir R2 : 3509 à 3535,68 m  | 46 |

|   |    |
|---|----|
| IV.2.2. Interprétation du milieu de dépôt                       | 46 |
| IV.2.3. Interprétation de l'imagerie dans la zone d'étude       | 46 |
| IV.2.3.1. Le puits OMG 503                                      | 47 |
| A/ Classification des pendages                                  | 47 |
| B/ Analyse in-situ du stress                                    | 48 |
| C/ Analyse des fractures  | 49 |
| C.1. Fractures d'amplitude acoustique faible                    | 49 |
| C.2. Fractures résistives                                       | 49 |
| D/ Interprétation d'imagerie du puits OMG-503                   | 50 |
| IV.2.3.2. Le puits OMG 832                                      | 51 |
| A/ Analyse de Bedding dip                                       | 51 |
| A.1. Pendage structurel   | 51 |
| A.2. Analyse dépositionnelle                                    | 54 |
| B/ Analyse des fractures et des failles                         | 56 |
| B.1. Les fractures  | 56 |
| B.2. Failles  | 58 |
| C/ In-Situ Stress   | 58 |
| D/ Interprétation d'imagerie du puits OMG-832                   | 59 |
| IV.4. Discussion et interprétation des résultats                | 61 |
| IV.5. Les résultats d'analyse de l'imagerie                     | 64 |
| IV.5.1. Analyse de paléo courants                               | 64 |
| IV.5.2. In-Situ Analyse des contraintes                         | 66 |
| IV.5.3. Analyse des Fractures                                   | 67 |
| IV.6. Caractéristiques du réservoir des différents puits étudié | 69 |
| IV.7. Conclusion  | 70 |
| <b>Conclusion</b>   | 71 |
| <b>Bibliographies</b>   | 73 |

## *Liste des figures*

|   |    |
|---|----|
| Figure I. 1: Carte représente la situation géographique du champ de Hassi Messaoud.             | 2  |
| Figure I. 2 : Coupe transversale Ouest-Est de la structure de champ du Hassi Messaoud.          | 4  |
| Figure I. 3 : Colonne stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud.                               | 7  |
| Figure I. 4 : Coupe schématique du Trias argilo-gréseux de champ de HMD.                        | 9  |
| Figure I. 5 : Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la structure tectonique | 11 |
| Figure I. 6 : Exemple de vallée hercynienne du champ de Hassi Messaoud.                         | 13 |
| Figure I. 7 : le découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud.                              | 18 |
| Figure II. 1 : Carte de situation géographique de la zone d'étude.                              | 19 |
| Figure II. 2 : Carte représente la distribution des failles dans la zone UP-Side Nord.          | 20 |
| Figure III. 1:Orientation de l'image sur puits verticale et horizontale.                        | 29 |
| Figure III. 2: L'apparition d'une fracture ouverte dans une image.                              | 30 |
| Figure III. 3: L'apparition d'une fracture cimentée dans une image de fond d'un puits.          | 30 |
| Figure III. 4: Types de fractures.  | 31 |
| Figure III. 5: classification des fractures.  | 32 |
| Figure III. 6: Une faille dans une image de fond d'un puits vertical.                           | 33 |
| Figure III. 7: Direction des contrainte minimal et maximal (Break out).                         | 34 |
| Figure III. 8:Les breakouts sur l'imagerie.   | 34 |
| Figure III. 9: Schéma de principe d'un carottier  | 40 |
| Figure IV. 1: Orientation des contraintes   | 48 |
| Figure IV. 2: Orientation des fractures de faible amplitude acoustique                          | 49 |
| Figure IV. 3: Orientation des fractures résistifs   | 49 |
| Figure IV. 4 : Résumé d'interprétation  | 50 |
| Figure IV. 5: Image Exemple Shale Bedding   | 53 |
| Figure IV. 6:structural DIP analyse Victor plot   | 53 |
| Figure IV. 7: Image Exemple Siltstone Bedding   | 53 |
| Figure IV. 8: Litage en recroisé en auge  | 55 |
| Figure IV. 9: Projection stéréographique  | 55 |
| Figure IV. 11: Histogrammes en rose   | 57 |
| Figure IV. 10: Projection stéréographique   | 57 |
| Figure IV. 12: Diagramme de Breakout, l'ensemble de données montre une direction                | 58 |
| Figure IV. 13: Le graphique en rose ci-dessus montre les ruptures réelles et la direction       | 58 |



|  |    |
|--|----|
| Figure IV. 14: Résumé des résultats                                    | 60 |
| Figure IV. 15: Synthèse des résultats des autres puits du même secteur | 62 |
| Figure IV. 16: Les résultats de pendages structuraux par puits         | 63 |
| Figure IV. 17: Les résultats de la répartition de pendages structuraux | 63 |
| Figure IV. 18: Les résultats de paléocourants par puits                | 65 |
| Figure IV. 19: Les résultats de la répartition des paléocourants       | 65 |
| Figure IV. 20: Borehole breakouts orientation.                         | 66 |
| Figure IV. 21 : Position des contraintes In-Situ                       | 67 |
| Figure IV. 22: Statistiques des fractures naturelles                   | 68 |
| Figure IV. 23: La répartition des fractures naturelles                 | 69 |

## *Liste des tableaux*

|  |    |
|--|----|
| Tableau I. 1: Tableau représente les différentes phases tectoniques de champ de Hassi Messaoud | 12 |
| Tableau I. 2 : Tableau représente la subdivision de réservoir cambrien en 03 zones             | 15 |
| Tableau I. 3 : Représente l'unité III du réservoir ordovicien                                  | 16 |
| Tableau II. 1 : Tableau représente les coordonnées, l'état, la situation des différents puits  | 23 |
| Tableau II. 2 : Des renseignements concernant les différents puits de la zone UP-SIDE .        | 24 |
| Tableau II. 3 : Le cumul et le débit de chaque puits de la zone UP-SIDE Nord.                  | 25 |
| Tableau IV. 1: Coordonnées géographiques du puits OMG-503                                      | 47 |
| Tableau IV. 2: Tops de formations dans le puits de OMG-503                                     | 47 |
| Tableau IV. 3: Intervalles OBMI-UBI enregistrés et traités                                     | 47 |
| Tableau IV. 4: Classification et définition de Dip   | 48 |
| Tableau IV. 5: Répartition stratigraphique de la section enregistrée au niveau de l'OMG        | 51 |
| Tableau IV. 6: Zonation structurale par Dip dans le puits OMG-832                              | 52 |
| Tableau IV. 7: Dip Dépositionnelle   | 55 |
| Tableau IV. 8: Liste de types de fractures identifiées dans HEA-1                              | 56 |
| Tableau IV. 9: des résultats des autres puits du même secteur                                  | 61 |

# **Introduction Générale**

**INTRODUCTION GENERALE**

Le champ de Hassi Messaoud produit à partir du gisement géant cambro-ordovicien classé parmi les plus grands et les plus complexes gisements d'Hydrocarbures dans le monde. En raison de la déplétion du gisement, la récupération assistée a été mise en place depuis les années 70. Actuellement, la production ne cesse de diminuer en raison de plusieurs facteurs. C'est pour cette raison que la compagnie SH a mis un plan d'exploration et semi-développement depuis les 90 pour compenser la baisse de la production mais aussi pour réactualiser les réserves en places.

C'est dans ce cadre que la société Sonatrach a intensifié ses efforts à partir de la réalisation des études sur les sites mal connus comme celui la « zone up side » nord du champ de HMD où le réservoir Cambrien Ra est considéré comme étant le principal objectif pétrolier. Ces études ont été lancées par PED (Petroleum Engineering Direction) à travers le département Géologie. Cependant, la plupart des forages implantés au niveau de la zone d'étude n'ont pas donné des bons résultats de point de vue extension latérale de ce réservoir et distribution de ses paramètres pétrophysiques. La présente étude se veut une contribution à la caractérisation de ces réservoirs cambro-ordoviens dans les secteurs périphériques des zones de production du Nord du champ. Dans la présente étude, UP SIDE NORD est désigné par l'abréviation USN du champ de HMD.

Pour caractériser ces niveaux réservoirs sur les plans sédimentologique et structural, les données de carottes de deux puits composés de descriptions sédimentologique et structurale fines ont été combinées à l'analyse et l'interprétation des logging d'imagerie électrique et acoustique. Pour étayer les résultats de notre analyse, les interprétations de trois autres puits du même secteur ont été ajoutées à la discussion.

L'objectif de cette étude est :

1. La caractérisation du milieu de dépôt et donc la qualité du facies de point de vue production par les deux types de données, à savoir les structures et les figures sédimentaires des séquences observées.
2. La caractérisation de la fracturation dans ce secteur par la détermination de la direction dominante des fractures, leurs natures et leurs influences sur les qualités réservoirs. Cette partie est beaucoup plus documentée par les logging en raison de la non-orientation des carottes prélevées.

Le plan de travail suivi est :

1. Présentation du secteur USN du champ de Hassi Messaoud.
2. Présentation des données et des méthodologies suivies
3. Analyse sédimentologique et structurale sur deux puits du secteur.
4. Discussion des résultats obtenus, conclusions et recommandations.

# **Chapitre I : Généralité sur le champ de HMD**



## Chapitre I : Généralité sur le champ de HMD

### I.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il se situe à 800 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde el Baguel et à 280 Km du gisement de gaz à condensats de Hassi R'Mel. La concession du champ de Hassi Messaoud dont la superficie est de l'ordre de 4200 Km<sup>2</sup>, Le climat y est désertique avec des températures allant de 0°C à 47°C en moyenne (Figure I.1).

Sa localisation :

-En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

$$X = [790.000 - 840.000] \text{ Est.}$$

$$Y = [110.000 - 150.000] \text{ Nord.}$$

-En coordonnées géographique :

- Au nord par latitude 32 15°
- A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30°
- A l'Est par la longitude 6 35°

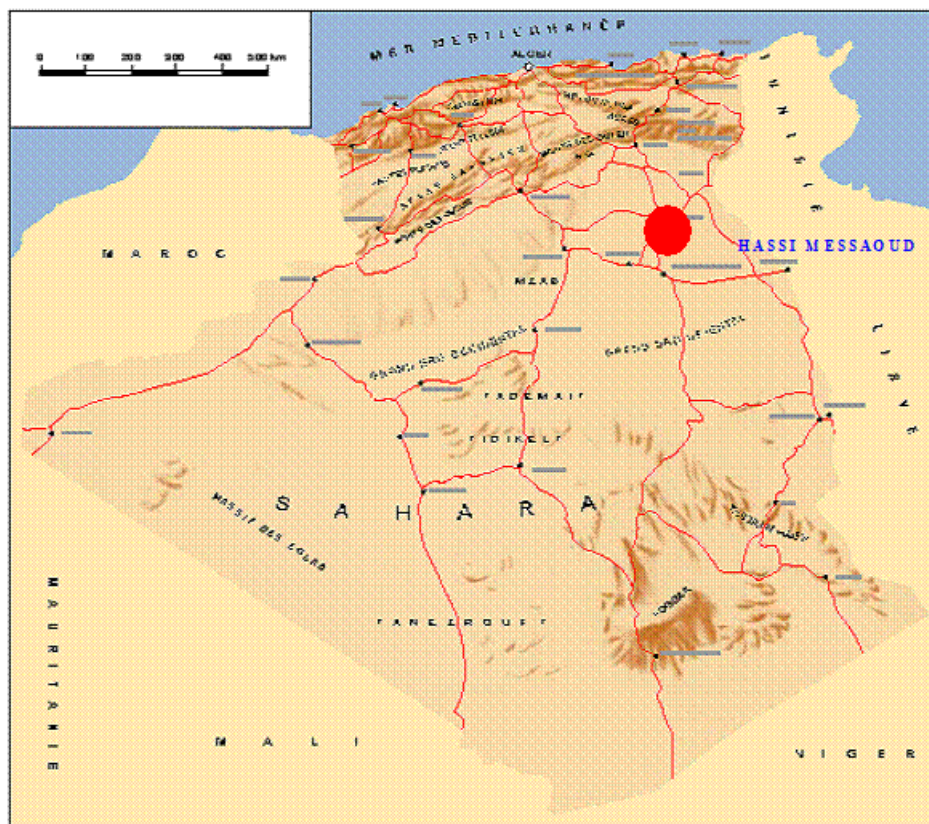


Figure I. 1: Carte représente la situation géographique du champ de Hassi Messaoud. [1].

**I.2. Situation géologique :**

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie (Figure I.2). Par rapport aux autres gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- Au Sud-est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Le dôme de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod qui a plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale, Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'Ya.
- Au Sud se prolonge le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkine.

### I.3. Litho stratigraphie :

On observe c'est dessous, la coupe stratigraphique générale de champ de Hassi Messaoud (Figure I.4) et on remarque les points suivants :

- ✓ La série stratigraphique de ce champ n'est pas complète, elle est marquée par l'absence des certains termes de paléozoïques (**silurien, dévonien, carbonifère et permien**).
- ✓ Les dépôts de paléozoïque reposant en discordance sur un socle granitique c'est la discordance panafricaine.
- ✓ Le trias est transgressif est repose en discordance hercynien sur le paléozoïque.
- ✓ Le cénozoïque est représenté par une série détritique mio-pliocène.

#### I.3.1. Stratigraphie du champ HMD :

Comme montre-la (Figure I.3) sur l'anticlinal de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien.

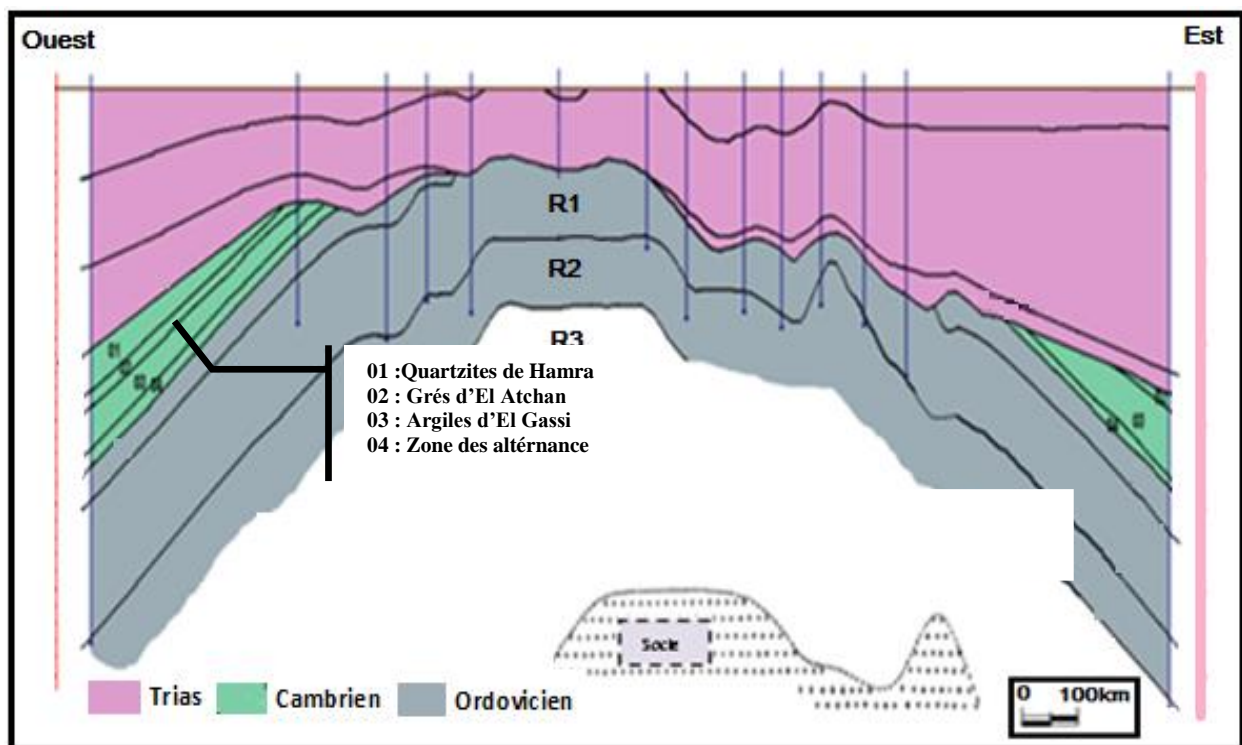


Figure I. 2 : Coupe transversale Ouest-Est de la structure de champ du Hassi Messaoud au niveau du réservoir Cambro-ordovicien, [2].

En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. De la base au sommet on distingue (Figure I.3 et I.4) :

**A. Le socle :**

Rencontré à la profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

**B. Le paléozoïque :**

**B.1. L'infra-Cambrien :**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine.

**B.2. Le Cambrien :**

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés.

On y distingue trois (3) litho-zones [R1 (Ra + Ri), R2, R3]

➤ Litho zone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres.

Il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

➤ Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.

Il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

➤ Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres.

Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

➤ Litho-zone Ri (Le Cambro-ordovicien) : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.

Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelé " Cambro-ordovicien " La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

Il se compose de grès quartzitiques isométrique fin bien classé glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

### **B.3. L'Ordovicien :**

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques.

- Zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques.

- Argile d'El Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (grapholites) indiquant un milieu de dépôts marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- Les grès d'El Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.



| ERE            | SYST                               | ETAGES                             |                       | Ep moy  | DESCRIPTION                          |   |
|----------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|---|--------------------------------------|---|
| CENO-ZOIQUE    | NEOGENE                            | MIO-PLIOCENE<br>discordance alpine |                       | 240   | Sable, calcaire, marne sableuse      |   |
|                |                                    | EOCENE                             |                       | 120   | Sable, calcaire à silex              |   |
| MESOZOIQUE     | CRETACE                            | SENONIEN                           | CARBONATE             | 107   | Calcaire, dolomie, anhydrite         |   |
|                |                                    |                                    | ANHYDRITIQUE          | 219   | Anhydrite, marne, dolomie            |   |
|                |                                    |                                    | SALIFERE              | 140   | Sel massif et traces d'anhydrite     |   |
|                |                                    | TURONIEN                           | 90                    | Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux                     |                                      |   |
|                |                                    | CENOMANIEN                         | 145                   | Anhydrite, marne, dolomie   |                                      |   |
|                |                                    | ALBIEN                             | 350                   | Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse                   |                                      |   |
|                |                                    | APTIEN                             | 25                    | Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire                  |                                      |   |
|                |                                    | BARREMIEN                          | 280                   | Argile, grès, dolomie   |                                      |   |
|                |                                    | NEOCOMIEN                          | 180                   | Argile, marne, dolomie, grès  |                                      |   |
|                | JURASSIQUE                         | LIA S                              | MALM                  |   | 225                                  | Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite                 |
|                |                                    |                                    | DOGGER                | ARGILEUX  | 105                                  | Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès       |
|                |                                    |                                    |                       | LAGUNAIRE   | 210                                  | Anhydrite, marne dolomitique, marne grise                           |
|                |                                    |                                    | L.D 1                 | 65  | Dolomie, anhydrite, argile           |   |
|                |                                    |                                    | L.S 1                 | 90  | Alternances sel, anhydrite et argile |   |
|                |                                    |                                    | L.D 2                 | 55  | Anhydrite et dolomie cristalline     |   |
|                |                                    |                                    | L.S 2                 | 60  | Alternances sel et argile            |   |
|                |                                    | L.D 3                              | 30                    | Alternances de dolomie et de marne                                  |                                      |   |
|                |                                    | TRIAS                              | SALIFERE              | TS 1  | 46                                   | Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie                       |
|                |                                    |                                    |                       | TS 2  | 189                                  | Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère         |
|                | TS 3                               |                                    |                       | 202   | Sel massif et traces d'argile        |   |
|                | ARGILEUX                           |                                    | 113                   | Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite |                                      |   |
|                | GRESEUX                            |                                    | 35                    | Grès, argile  |                                      |   |
|                | ERUPTIF<br>discordance hercynienne |                                    | 0.92                  | Andésites altérées  |                                      |   |
|                | PALEOZOIQUE                        | ORDOVICIEN                         | QUARTZITES D'EL HAMRA |   | 75                                   | Quartzites fines avec traces de tigillites                          |
|                |                                    |                                    | GRES D'EL ATCHANE     |   | 25                                   | Grès fins à ciment argileux, bitumineux                             |
|                |                                    |                                    | ARGILES D'EL GASSI    |   | 50                                   | Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes |
|                |                                    |                                    | ZONE DES ALTERNANCES  |   | 20                                   | Alternance de grès et argile. Présence de tigillites                |
|                |                                    | CAMBRIEN                           | R1                    | 50  | Grès isométriques, fins, silteux     |   |
| Ra             |                                    |                                    | 120                   | Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts         |                                      |   |
| R2             |                                    |                                    | 100                   | Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique                 |                                      |   |
| R3             |                                    |                                    | 300                   | Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse                    |                                      |   |
| INFRA-CAMBRIEN |                                    | 45                                 | Grès argileux rouges  |   |                                      |   |
| SOCLE          |                                    |                                    |                       |   | Granite porphyroïde rose             |   |

Objectif pétrolier

Figure I. 3 : Colonne stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud, [3]

## **C. Le mésozoïque**

### **C.1. Le Trias :**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère lagune-marine, accompagnée par des coulées éruptives.

Il est subdivisé en trois (3) unités :

➤ Le Trias gréseux :

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagraphique.

Il est accompagné par des coulées éruptives, son épaisseur varie de 0 à 75 m.

➤ Le Trias argileux :

Il est constitué d'argiles plus au moins silteuses, brune rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

Son épaisseur moyenne est de 113m.

On y distingue les principaux repères diagraphiques suivants (Figure I.5) :

- G10 : repère très caractéristique régional (banc d'argile) correspond au top du Trias argileux.
- G20 : repère sismique (fin des argiles franches).
- G35 : repère marque la dernière influence du sel, et l'apparition des bancs d'argiles silteuses très indurées susceptibles de craquer sous la pression hydrostatique de la boue à forte densité.
- G40 : apparition de la première lentille gréseuse.
- G50 : repère correspond au toit du Trias gréseux.

➤ Le Trias salifère :

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile légèrement silteuses et dolomitiques, son épaisseur moyenne est de 340 m.

- Le Trias salifère « S<sub>3</sub> » (TS3) :

C'est une alternance d'argiles grises sombres, moyennement dures, avec des niveaux de sel massif jaunâtre à rosâtre, parfois translucide. Il est d'une épaisseur moyenne de 200 m.

- Le Trias salifère « S<sub>2</sub> » (TS2) :

C'est une succession d'argiles grises brunes, tendres avec des bancs de sel massif translucide.



**C.2. Le Jurassique :**

Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

➤ Le Lias : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

➤ Le Dogger : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

➤ Le Malm : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

**C.3. Le Crétacé :**

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

➤ Le Néocomien : Son épaisseur est de 182 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

➤ Le Barrémien : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

➤ L'Aptien : Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.

➤ L'Albien : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

➤ Le Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

➤ Le Turonien : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

➤ Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

**D. Le cénozoïque :** Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

#### I.4. Évolution géodynamique du champ de Hassi Messaoud :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale Nord-est – Sud-ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types (Figure I.6) :

- Les failles de directions subméridiennes Nord-Nord-est – Sud-Sud-ouest ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest – Sud-est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

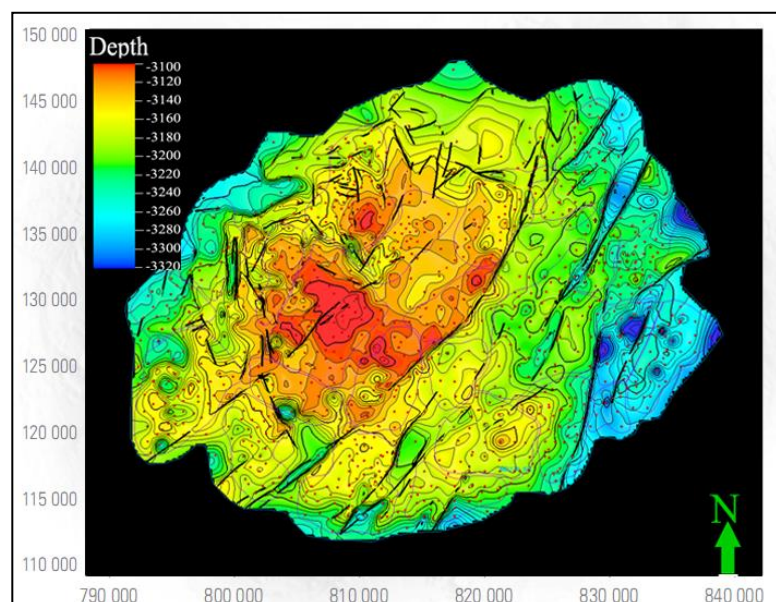


Figure I. 5 : Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la structure tectonique faillé du champ de Hassi Messaoud

[4].

### I.4.1. Structuration du champ de Hassi-Messaoud :

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

Tableau I. 1: Tableau représente les différentes phases tectoniques de champ de Hassi Messaoud, [5]

|                                      |   |   |
|--------------------------------------|---|---|
| <b>Structuration actuelle</b>        | Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement NS, elle a subi un faible réajustement épirogénique. Cette dernière à un allongement général NE-SW, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas (70 à 80) mètres. (Beicip/Franlab). |   |
| <b>Structurations Post-triasique</b> | <b>Phase Atlasique</b>  | C'est une phase dont la compression est de direction NNE-SSW, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.   |
|                                      | <b>Phase Autrichienne</b>   | Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement EW, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué. Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.   |
| <b>Structuration anté-Triasique</b>  | <b>Phase hercynienne</b>  | Datée de (225 à 280) Ma, cette phase est responsable d'un grand bombement de direction NE-SW accompagnée du jeu de failles de mêmes orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).   |
|                                      | <b>Phase Calédonienne</b>   | Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod.   |
|                                      | <b>Phase Eo-Calédonienne Précoce</b>  | Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).   |
|                                      | <b>Phase Panafricaine</b>   | C'est une phase compressive de direction E-W, due à une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertand et R. Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions NE-SW, NW-SE suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface infra-tassilienne (TELLAB.H et ZITOUN. H. 2013) |



### I.4.2. Les paléo vallées hercyniennes :

D'après des études précédemment faites, il a été mis en évidence l'existence de paléo vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias, avec une série éruptive à la base. Elles sont contrôlées par les niveaux d'érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs.

Six paléo vallées ont été détecté au champ de Hassi Messaoud.

Dans certains cas, les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyon étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique. (Figure I.7)

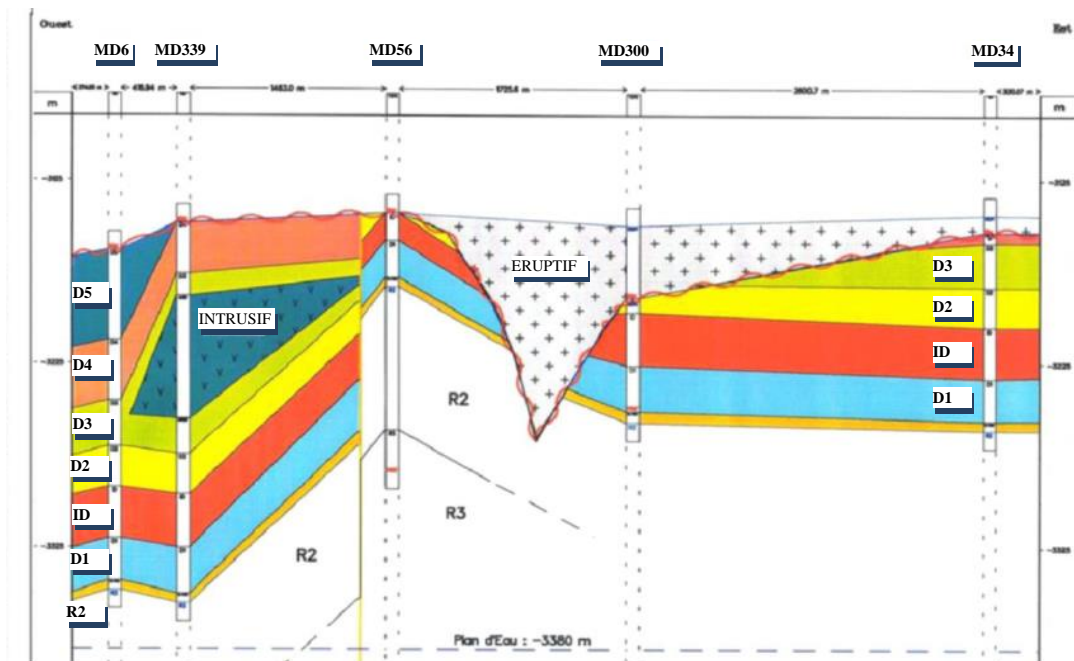


Figure I. 6 : Exemple de vallée hercynienne du champ de Hassi Messaoud. [6]

### I.4.3. Les déformations tectoniques :

A Hassi Messaoud il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entres puits voisins.

Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches tel que :

- ✓ Les brèches : elles correspondent au remplissage d'espaces vide créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés Généralement un puits caractérisé par une forte densité de brèches est faillé ou situé à proximité d'une faille [7].

- ✓ Les fissures : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles.
  
- ✓ Les stylolithes : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre. Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

### **I.5. Aspect pétrolier :**

#### **I.5.1. Roche mère :**

- **Silurien :**

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest (dans le bassin d'Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Berkine).

#### **I.5.2. Roches couvertures**

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âges triasiques ou jurassiques.

#### **I.5.3. Piège**

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler [8].

Il existe trois types de pièges : Pièges structuraux, pièges stratigraphiques, pièges mixtes.



### I.5.4. Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Berkine et Illizi à l'Est et Oued M'ya à l'Ouest.

- La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance Hercynienne
- La migration secondaire : Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grès triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

### I.6. Description du réservoir :

#### I.6.1. Différents roches réservoirs :

##### A. Réservoir cambrien : (Tableau I.2)

Tableau I. 2 : Tableau représente la subdivision de réservoir cambrien en 03 zones

|                              |                                   |  |  |                         |
|------------------------------|-----------------------------------|--|--|-------------------------|
| <b>RESERVOIR DU CAMBRIEN</b> | <b>LA ZONE « R1 »</b>             | <b>Ri</b>  | C'est la zone où le grain de quartz est isométrique. Leur perméabilité est faible en moyenne, quelque dizaine de md et la porosité ne dépasse pas (10 ou 15) %.  | <b>D5 (R 70 – R 90)</b> |
|                              |                                   | <b>Ra</b>  | Cette zone formée par des grès anisométrique mal classés dont la porosité comprise entre (4 et 20) % et la perméabilité à travers les niveaux poreux des trois drains superposés varie entre (60 à plus de 100) millidarcy.<br><br>Le « Ra » est considéré comme le réservoir principal. | <b>D4 (R100 – R130)</b> |
|                              |                                   |  |  | <b>D3 (R130 – R140)</b> |
|                              |                                   |  |  | <b>D2 (R140 – R150)</b> |
|                              |                                   |  |  | <b>ID (R150 – R170)</b> |
|                              |                                   |  |  | <b>D1 (R170 - R190)</b> |
|                              | <b>LA ZONE « R2 »</b>             | Zone des grès quartzitique, plus argileux présente rarement des qualités pétrophysique, où la porosité varie entre (10 et 13) %, les perméabilités varient entre (0 à 1) md.                   | <b>R2 Ab (R190– R200)</b>  |                         |
|                              |                                   |  | <b>R2 C (R200 – R300)</b>  |                         |
|                              | <b>LA ZONE « R3 » (R300-R400)</b> | Zone formée par des grès très grossiers à micro-conglomératique et très argileux sans aucun intérêt pétrolier où la porosité varie entre (5 et 10) % et les perméabilités sont très médiocres. |  |                         |

**B. Réservoir ordovicien :**

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous-unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure). Généralement le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne). (Tableau I.3)

Tableau I. 3 : Représente l'unité III du réservoir ordovicien, [9]

|           |                      |   |
|-----------|----------------------|---|
| Unité III | Unité III supérieure | Argile micro conglomératique d'El-Goléa.    |
|           |                      | Formation argilo-gréseuse de Hassi Touareg. |
|           | Unité III moyenne    | Quartzites de Hamra.                        |
|           | Unité III inférieure | Zone des alternances.                       |
|           |                      | Argile d'El Gassi.                          |
|           |                      | Grès d'El Atchane.                          |

**I.6.2. Description des drains :**

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométriques :

- ✓ Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- ✓ Zone fine médiane (Ra moyen)
- ✓ Zone grossière supérieure (Ra supérieure)

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- ✓ D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
- ✓ ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

- ✓ D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

- ✓ D3 : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

Le caractère marin de ce drain est bien marqué. Il pourrait correspondre à un environnement de plate forme infra-littorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes. Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable (Beicip/ franlad 1995).

- ✓ D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des méga-rides d'un à plus de deux mètres d'épaisseur.

Pour reconnaître et suivre les réservoirs en tout lieu du champ, on l'a subdivisé en paquet ou tranche en utilisant les différents paramètres sédiment logiques cités antérieurement, ainsi que leur propriété diagraphique et petro physiques.

### **I.7. Subdivision petro-physique et notion de Drian :**

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion est à caractère horizontal et à caractère pétro physiques vertical dans le réservoir.

Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir. (Figure I. 7)

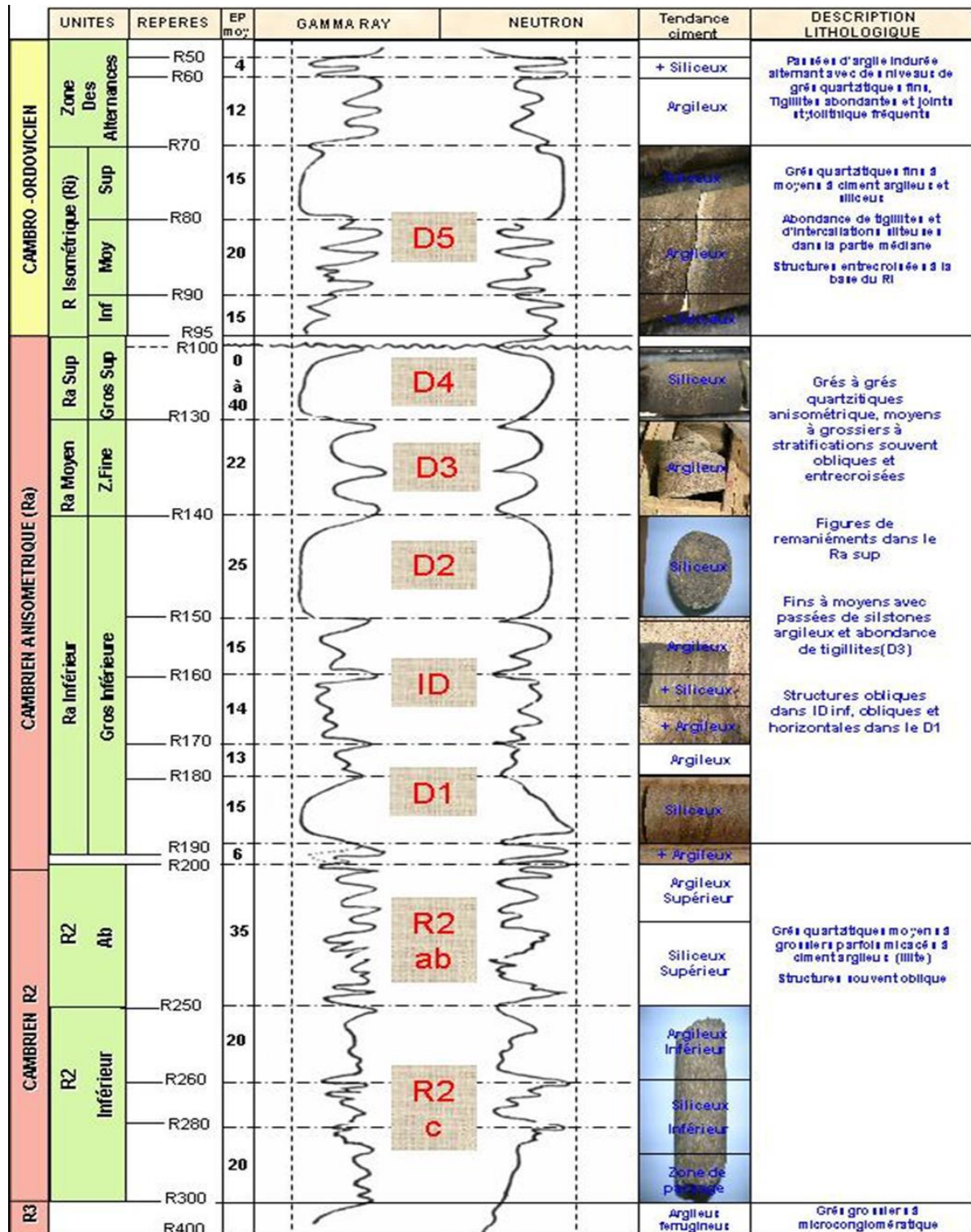


Figure I. 8 : le découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud.[13]

## **Chapitre II : Présentation du secteur USN**

## II. Géologie locale :

### II.1. Situation géographique de la zone d'étude :

Notre zone d'étude occupe la partie centrale de la zone « USN » (Figure II.1). Cette dernière est située au nord de champ de Hassi Messaoud. Donc elle est limitée :

- ✓ Au Sud-ouest Par les hors zones (4) et (7).
- ✓ Au Sud-est par les hors zones (8) et (9).

Sa localisation :

X min = 784236.00    X max= 7979912.36

Y min= 3526401.64    Y max= 3538951.33

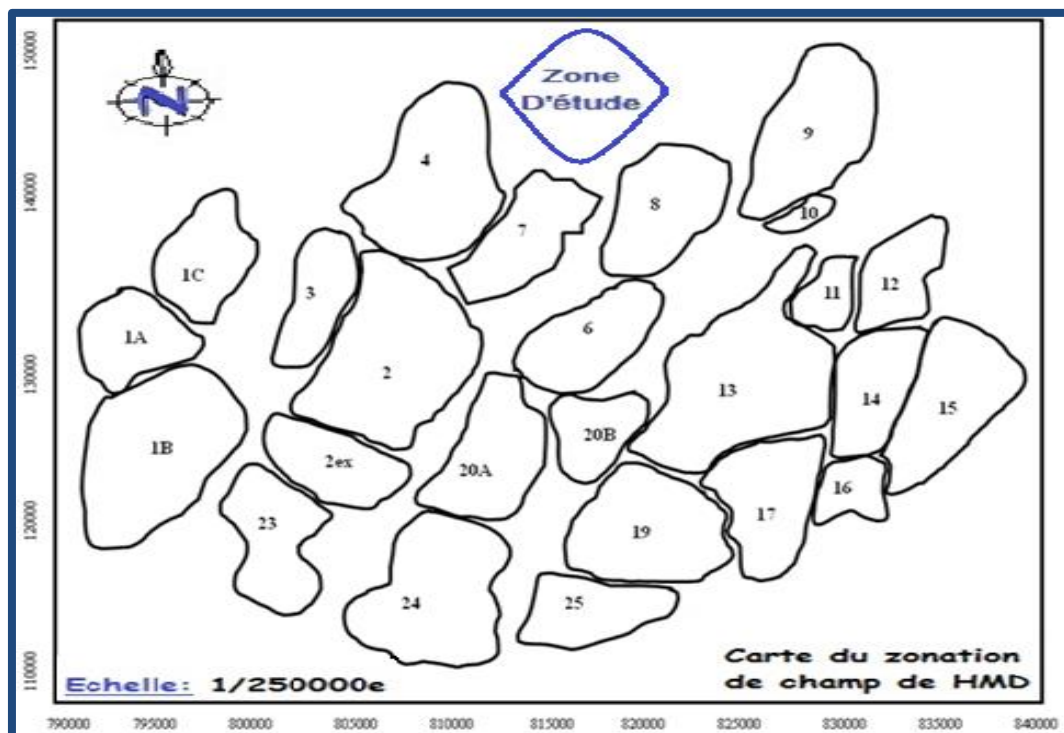


Figure II. 1 : Carte de situation géographique de la zone d'étude [11]

### II.1.2. Description structurale :

La zone « USN » est une zone assez vaste, sa structure est mal connue, mais des études antérieures faite par Franlab-Beicip (1995), on a déduit que la structure géologique de ce secteur est sous forme de Horst/graben formé par un système de trois failles majeur (Figure II.2) de direction N-S avec des rejets plus au moins importants. Et des autres failles secondaires sont presque perpendiculaires par rapport à les failles majeures.

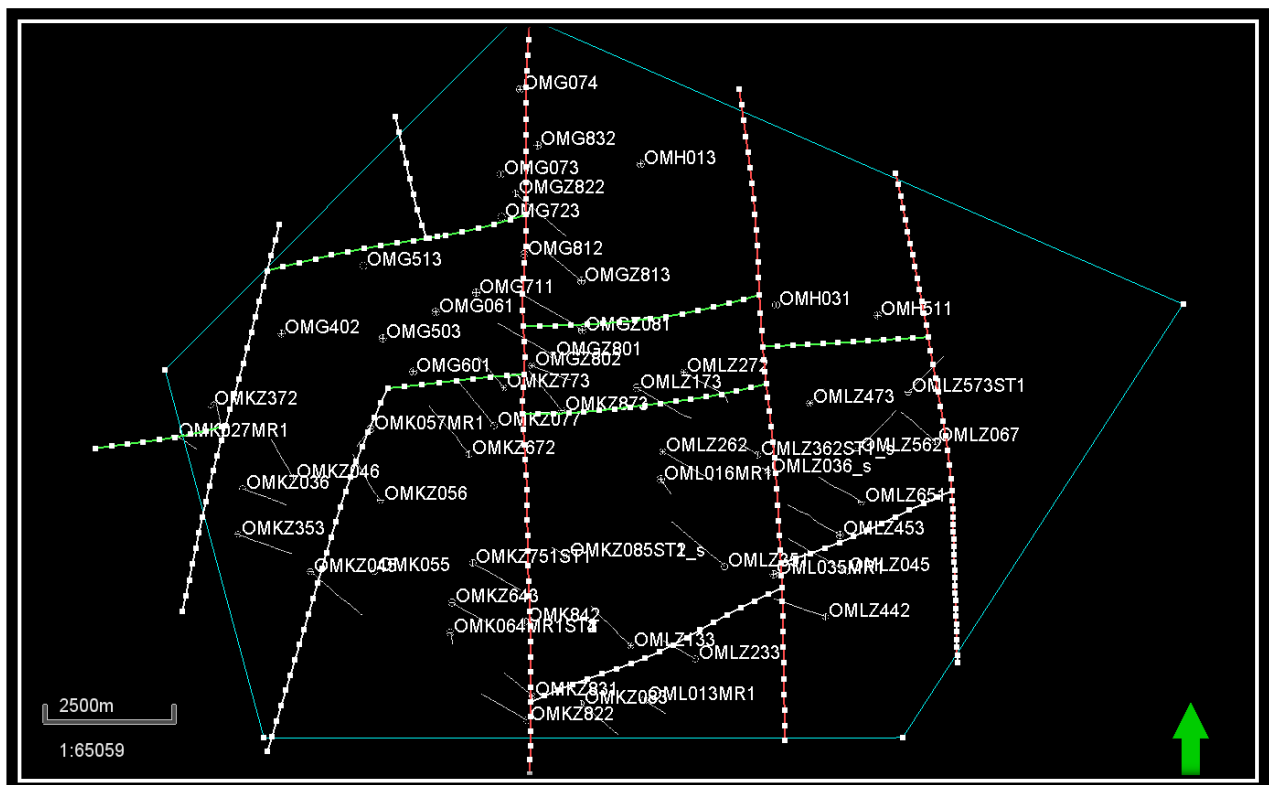


Figure II. 2 : Carte représente la distribution des failles dans la zone UP-Side Nord.

Dans la zone Up-Side nord on distingue :

- Deux faille majeurs de direction Nord-Sud traversé par deux failles secondaires de -Direction Est-Ouest et une faille secondaire au sud de la zone de direction NE-SO.
- Une faille majeure de direction Nord-Sud situé à l'est de la zone.
- Deux failles secondaires de directions NNE-SSO situéesaux parties ouest de la zone.
- Deux failles secondaires de directions EEN-OOS situéesaux parties ouest de la zone.

### II.1.3. Description de réservoir Cambrien :

Le réservoir Ri est complètement érodé dans la zone d'étude. Le réservoir R2 est situé sous le réservoir Ra et présente généralement des caractéristiques médiocres, la plupart des puits n'étant forés qu'au toit.

Tous les puits produisent à partir du Ra qui possèdent les caractéristiques permettant la production, surtout les drains D1, D2 et ID. (Rapport interne sonatrach.2010).

## II.2. Caractéristiques des fluides du réservoir de quelque puits :

### II.2.1. Le puit OMG832 :

#### ❖ Caractéristiques de l'huile :



- La pression de bulle  $P_b = 2160 \text{ psia} / 14.6 = 147.94 \text{ bar}$ .
- Rapport Gaz/Huile dissolution  $R_s = 155,31 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- Facteur volumétrique de fond de l'huile @ condition aux réservoirs  $B_o = 1,615$
- La densité (specific gravity) de l'huile, condition aux surface  $S_o = 0,825$ .
- Viscosité du fluide  $\mu_{\text{fluide}} = 0,319 \text{ Cp}$  a (pression de bulle).
- Température du réservoir  $T_r = 124^\circ\text{C}$ .

❖ **Caractéristiques du gaz :**

- Facteur volumétrique de fond du gaz @ 137 barBg = 0,0083.
- Facteur de compressibilité du gaz  $Z_g = 0,827$  @ 137.

### II.2.2. Le puit OMG 513 :

❖ **Caractéristiques de l'huile :**

- La pression de bulle  $P_b = 137,2 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$ .
- Rapport Gaz/Huile dissolution  $R_s = 184,3 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- Facteur volumétrique de fond de l'huile  $B_o = 1,621$  a (pression de bulle).
- La densité (specific gravity) de l'huile, condition aux surface  $S_o = 0.833 \text{ g/cm}^3$ .
- Viscosité du fluide  $\mu_{\text{fluide}} = 0.21 \text{ Cp}$  a (pression de bulle).
- Température du réservoir  $T_r = 123^\circ\text{C}$ .

❖ **Caractéristiques du gaz :**

- Facteur volumétrique de fond du gaz  $B_g = 0,01$  à  $(120 \text{ Kg/cm}^2)$ .
- La densité (specific gravity) du gaz  $S_g = 0,837$  @  $120 \text{ kg/cm}^2$ .
- Viscosité du Gaz  $\mu_{\text{gaz}} = 0.02 \text{ Cp}$  @  $120 \text{ kg/cm}^2$ .
- Facteur de compressibilité du gaz  $Z_g = 1.249$  (air=1) @ Condition aux surfaces.

### II.3. Caractéristiques de l'eau du gisement :

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre  $165 \text{ kg/cm}^2$ .

L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l). Dans les conditions de gisement ( $P = 482 \text{ kgf/cm}^2$  et  $T = 120^\circ\text{C}$ ).

Cette eau a une viscosité de 0.45cpo. En conditions de stockage sa densité est de  $1,12 \text{ Kg/m}^3$ .

Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits de la zone, quelques valeurs de perméabilités sont déterminées et puis une valeur moyenne de toute la zone qu'est



de l'ordre de 3,4 md, ce qui comparable à la valeur moyenne mesurée sur l'ensemble du champ et dont la valeur de 2,5 md.

#### **II.4. Les différents puits implantés dans la zone d'étude**

Dans la zone d'étude il y a (53 puits) dont (35 horizontaux) d'une direction favorisée NW-SE voir la Figure II.2 :

- 20 puits producteurs d'huile ouverts.
- 24 puits producteurs d'huile fermés.
- 9 puits producteurs par gaz lift dont 2 puits fermés.

- ❖ Dans notre cas on a étudié 32 puits. 15 puits verticaux et 17 puits horizontaux.  
(Tableau II.1 et II.2)

Tableau II. 1 : Tableau représente les coordonnées, l'état, la situation des différents puits étudié.

| N de puits | Le puits | X           | Y           | Etat   | Situation        |
|------------|----------|-------------|-------------|--------|------------------|
| 1          | OMG61    | 817385.14   | 817385.14   | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 2          | OMG73    | 818556.9529 | 153738.8607 | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 3          | OMG74    | 818916.55   | 155337.9    | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 4          | OMG513   | 815982.67   | 152007.79   | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 5          | OMG812   | 819007.5493 | 152235.721  | Fermé  | GAZ LIFT         |
| 6          | OMG832   | 819252.16   | 154284.98   | Ouvert | GAZ LIFT         |
| 7          | OMGZ81   | 820106.64   | 150809.15   | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 8          | OMGZ801  | 819555.6291 | 150345.2471 | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 9          | OMGZ802  | 819191.4812 | 150195.9116 | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 10         | OMGZ822  | 818838.21   | 153379.03   | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 11         | OMH13    | 821176      | 153798      | Fermé  | SEC              |
| 12         | OMH31    | 823791      | 151250      | Fermé  | SEC              |
| 13         | OMH511   | 825664,046  | 151115,928  | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 14         | OMK57    | 816469      | 148894      | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 15         | OMKZ56   | 816324.63   | 147603.26   | Ouvert | GAZ LIFT         |
| 16         | OMKZ77   | 8448.8755   | 148967.8391 | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 17         | OMKZ85   | 819701.38   | 140024.47   | Fermé  | GAZ LIFT         |
| 18         | OMKZ643  | 817713.37   | 145639.19   | Ouvert | GAZ LIFT         |
| 19         | OMKZ672  | 817867.43   | 148527.3    | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 20         | OMKZ751  | 818062.153  | 146430.656  | Fermé  | GAZ LIFT         |
| 21         | OMKZ773  | 818649.6008 | 148913.9534 | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 22         | OMKZ873  | 819715.6    | 149087.27   | Fermé  | GAZ LIFT         |
| 23         | OML16    | 821590.82   | 148013.18   | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 24         | OMLZ173  | 821134.87   | 149732.01   | Ouvert | GAZ LIFT         |
| 25         | OMLZ233  | 822275.9748 | 144503.2736 | Fermé  | GAZ LIFT         |
| 26         | OMLZ272  | 822021.08   | 150031.25   | Fermé  | GAZ LIFT         |
| 27         | OMG711   | 818107.13   | 151510.55   | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 28         | OMG503   | 816171.8334 | 150644.6566 | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 29         | OMG402   | 814446.74   | 150724.76   | Fermé  | PRODUCTEUR HUILE |
| 30         | OMG723   | 818577.18   | 152934.38   | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 31         | OMGZ813  | 820083.73   | 151737.33   | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |
| 32         | OMGZ723  | 790099,995  | 3536102,994 | Ouvert | PRODUCTEUR HUILE |

Tableau II. 2 : Des renseignements concernant les différents puits de la zone UP-SIDE NORD.

| N° de puits | Puits   | GOR  | Type | Pg (kg/cm <sup>2</sup> ) | PFD (Kg/cm <sup>2</sup> ) | IP    | Skin      | Pt (Kg/cm <sup>2</sup> ) |
|-------------|---------|------|------|--------------------------|---------------------------|-------|-----------|--------------------------|
| 1           | OMG61   | 33   | DST  | 377,79                   | 158,7                     | 0,012 | 8,48      | 24,5                     |
| 2           | OMG73   | 67   | SBU  | 332,27                   | 225,57                    | --    | --        | 31,66                    |
| 3           | OMG74   | 416  | DST  | 438.53                   | 134.88                    | 0,005 | 2.21      | 6.8                      |
| 4           | OMG513  | 153  | SBU  | 462.5                    | 230.45                    | 0,005 | 0,75      | 19                       |
| 5           | OMG812  | 3647 | PFS  | 280.8                    | --                        | --    | -         | 76.32                    |
| 6           | OMG832  | 877  | PFS  | 245.81                   | --                        | --    | -         | 20.51                    |
| 7           | OMGZ81  | 101  | DST  | 461.93                   | 378.76                    | 0,544 | -<br>0,08 | 161.6                    |
| 8           | OMGZ801 | 102  | SBU  | 346.2                    | 230.4                     | 0,02  | 7.52      | 15                       |
| 9           | OMGZ802 | 170  | DST  | 462.49                   | 282.05                    | 0,115 | -<br>2.03 | 87.88                    |
| 10          | OMGZ822 | 1807 | PFD  | Nulle                    | 177.88                    | --    | -         | 19.5                     |
| 11          | OMH13   | /    | /    | /                        | /                         | /     | /         | /                        |
| 12          | OMH31   | /    | /    | /                        | /                         | /     | /         | /                        |
| 13          | OMH511  | 130  | SBU  | 473.76                   | 160                       | 0,005 | 1.85      | 14                       |
| 14          | OMK57   | 102  | DST  | 487.25                   | 327.73                    | 0,169 | -<br>0,68 | 107.5                    |
| 15          | OMKZ56  | 960  | SBU  | Nulle                    | 114.7                     | --    | -         | 16                       |
| 16          | OMKZ77  | 100  | PFS  | 325.4                    | --                        | --    | -         | 97.65                    |
| 17          | OMKZ85  | 3494 | PFS  | 257.2                    | --                        | --    | -         | 28                       |
| 18          | OMKZ643 | 873  | DST  | 464.1                    | 335.46                    | 0,158 | -<br>0,54 | 133.6                    |
| 19          | OMKZ672 | 92   | DST  | 469.06                   | 383.47                    | 0,325 | -<br>0,05 | 168.8                    |
| 20          | OMKZ751 | 5902 | PFS  | 263.8                    | --                        | --    | -         | 56.8                     |
| 21          | OMKZ773 | 129  | SBU  | 376.66                   | 198.93                    | 0,018 | 0,92      | 24                       |
| 22          | OMKZ873 | 113  | PFS  | 443.59                   | --                        | --    | -         | -                        |
| 23          | OML16   | 131  | PFD  | Nul                      | 196.42                    | --    | -         | 30                       |
| 24          | OMLZ173 | 984  | DST  | 476.94                   | 319.32                    | 0,104 | 0,15      | 123.07                   |
| 25          | OMLZ233 | 4205 | PFS  | 313.2                    | --                        | --    | -         | 123.1                    |
| 26          | OMLZ272 | /    | PFS  | 393.1                    | --                        | --    | -         | 161.8                    |
| 27          | OMG711  | 130  | PFS  | 389.09                   | --                        | --    | -         | 136.12                   |
| 28          | OMG503  | 122  | DST  | 458.5                    | 414.9                     | 0,625 | -<br>0,95 | 179.28                   |
| 29          | OMG402  | 93   | DST  | 383.16                   | 167                       | 0,007 | -1        | 10.3                     |
| 30          | OMG723  | /    | /    | /                        | /                         | /     | /         | /                        |
| 31          | OMGZ813 | 119  | PFD  | Nulle                    | 237.4                     | --    | -         | 56.83                    |
| 32          | OMGZ723 | /    | /    | /                        | /                         | /     | /         | /                        |

**II.5. Historique de production :**

La zone Up-SIDE Nord a commencé la production en octobre 1958 par le puits OM81 avec une production mensuelle de 6123 St m<sup>3</sup>, le meilleure puits OMG823 avec un débit de 13,69m<sup>3</sup>/h (Tableau II.3).

Tableau II. 3 : Le cumul et le débit de chaque puits de la zone UP-SIDE Nord. [13]

| Puits   | Q actuel<br>m <sup>3</sup> /h | P cumulée<br>m <sup>3</sup> | Puits   | Q actuel<br>m <sup>3</sup> /h | P cumulée<br>Mm <sup>3</sup> |
|---------|-------------------------------|-----------------------------|---------|-------------------------------|------------------------------|
| OMG061  | 1,06                          | 367750.99                   | OMKZ085 | 0.33                          | 292322.86                    |
| OMG073  | 3.16                          | 21638.84                    | OMKZ643 | 3.72                          | 554149.76                    |
| OMG074  | 1.5                           | /                           | OMKZ672 | 8.66                          | 790222.12                    |
| OMG513  | 1.38                          | 42729.96                    | OMKZ751 | 0.4                           | 30590.9                      |
| OMG812  | 0.05                          | 30593.67                    | OMKZ773 | 1.45                          | 57502.39                     |
| OMG832  | 1.87                          | 96276.26                    | OMKZ873 | 3.31                          | 19334.14                     |
| OMGZ081 | 5.89                          | 307570.5                    | OML016  | 2                             | 62491.91                     |
| OMGZ801 | 1.4                           | 130541.29                   | OMLZ173 | 2.65                          | 210268.83                    |
| OMGZ802 | 2.59                          | 113661.13                   | OMLZ233 | 0.34                          | 989.96                       |
| OMGZ822 | 0.79                          | 54304.47                    | OMLZ272 | /                             | 39590.01                     |
| OMH013  | Sec                           | 0                           | OMG711  | 3.7                           | 4153.66                      |
| OMH031  | Sec                           | 0                           | OMG503  | 7.44                          | 44799.94                     |
| OMH511  | 1.61                          | 1487.45                     | OMG402  | 1.5                           | /                            |
| OMK057  | 2.78                          | 67356.11                    | OMG723  | /                             | /                            |
| OMKZ056 | 2.02                          | 150626.99                   | OMGZ813 | 5.15                          | 257595.04                    |
| OMKZ077 | 2.97                          | 126834.34                   | OMG823  | 13,69                         | /                            |

GOR : Rapport de volume de (gaz sur l'huile)  $m^3/m^3$ .

Pg : Pression de gisement( $kg/cm^2$ ).

PFD : Pression aux fond dynamique ( $kg/cm^2$ ).

IP :L'indice de productivité ( $m^3/h/psi$ ).

Skin:Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérisé l'endommagement ou le degré de stimulation de la formation selon que ça valeur est positif ou négatif le skin est un facteur sans dimension.

Pt:Pression aux tête de puits.

-  $S > 0$  si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)

-  $S < 0$  si la couche près du puits est améliorée.

Dans le cas où le  $P_{get}$   $\nearrow$  PFD  $\searrow$  on met une fracturation.

L'indice de productivité (IP) d'un puits est défini comme le débit associé à une Dépression entre le fond du puits et le gisement.

## **Chapitre III : Matériels et méthodes**

## **Chapitre III : Matériels et méthodes**

### **III.1. Matériels**

La zone d'étude qu'est la zone USN du champ de HMD a été présentée dans le chapitre II. Il s'agit des données de géologie et de production. Les données utilisées dans ces études sont les données de diagraphie d'imagerie sonore et électrique à savoir OBMI, UBI, CBIL, EI, et les données de carotte.

#### **III.1.1. Les données de diagraphies**

Les data sets des logging cités de deux (2) puits, OMG-503 et OMG-832, ont été traités et interprétés. Par ailleurs, les interprétations des logging d'imagerie de trois (3) autres puits ont été associées à la discussion des résultats obtenus par notre analyse.

#### **III.1.2. Les données de carotte**

Les données de carottes, notamment la description détaillée et sédimentologique ont été exploitées pour la détermination des structures

### **III.2. Introduction sur l'imagerie**

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 des 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 des 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 par 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.

Cette orientation est indispensable pour :

- Le calage en profondeur et l'orientation en azimuth des carottes.
- La déduction du sens du paléo courants et des azimuths de pendage des couches.
- La détection des contraintes tectoniques et leur changement au cours du temps.

- La délimitation des séquences sédimentaires.
- L'imagerie apporte directement des informations non seulement sur la forme de l'arrangement des couches. Mais également sur leur nature.
- Les mesures qu'elles fournissent sont étroitement dépendantes des fractures géologique, elles renferment donc une information susceptible d'intéresser les géologues et donc d'être exploitée pour optimiser la production.

L'imagerie est indispensable ainsi pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
  - La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
  - La détermination de la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.
  - Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
  - Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salée et une boue à base d'huile.
- ✓ **Les domaines d'applications des données d'imagerie sont vastes (Serra, 1989 & 2000) :**
- Analyse sédimentaire.
  - Analyse diagénétique (cimentation, concrétions nodulaires, pression – solution, dissolution).
  - Evaluation des réservoirs.
  - Géométrie et forme des bancs (épaisseur, limite de bancs et forme).
  - Organisation interne du banc (texture, structure interne).
  - Evolution de l'épaisseur et nature des bancs ainsi que la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.
  - Environnement de dépôt (faciès, figures de sédimentation, évolution des courbes, la détermination des Paléo -courants.)
  - Tectonique, déformation des bancs (break-out, pendage structural, évolution du pendage structural, discordance).
  - Carottage (orientation, localisation des carottes latérales). [15].

### **III.2.1. Développement de l'image**

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...etc.) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace; ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions.

Ce développement se fait selon le schéma suivant :[16].



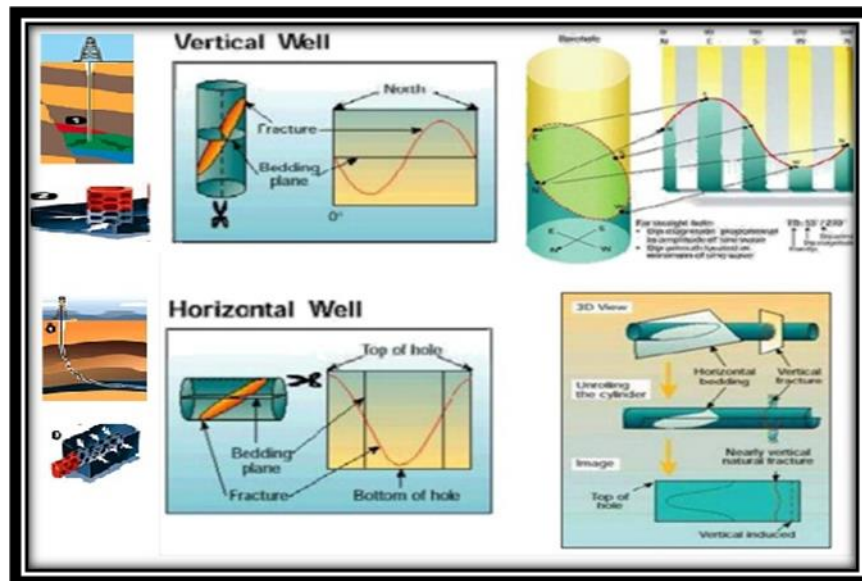


Figure III. 1:Orientation de l'image sur puits verticale et horizontale [16]

### III.2.2. Outils utilisés et principe de fonctionnement

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

- ✓ Outils électriques : Basé sur la mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.
- ✓ Outils ultrasoniques : Basé sur la propagation des ondes acoustique dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchie ainsi que le temps de trajet (transit time) de cette onde. [17].

Le choix de l'outil dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cours de forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique.

Les principaux outils d'imagerie descendus au câble sont :

Oil Base Micro Imager (OBMI)

Earth Imager

Ultra-sonic Borehole Imager (UBI)

Circumferential Borehole Image Log (CBIL)

### III.2.3. Analyse structurale :

IL existe deux types des structures tectoniques :

- les structures tectoniques naturelles.
- les structures tectoniques induites.

Les structures tectoniques induites essentiellement des breakouts sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits. Les structures tectoniques naturelles sont les fractures ouvertes, partiellement ouvertes, cimentées et les failles.

**A. Les fractures :**

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

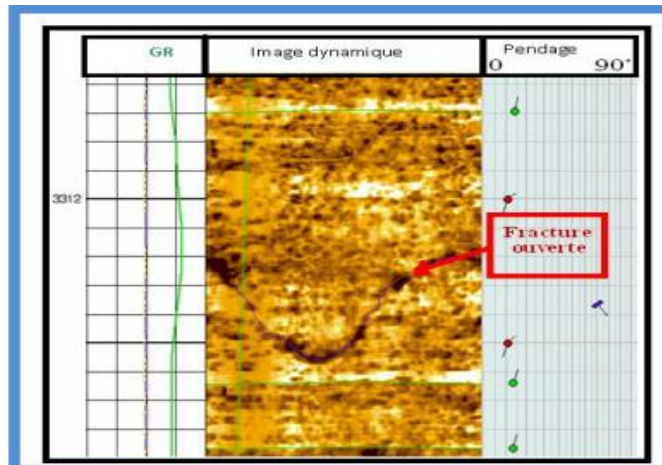


Figure III. 2: L'apparition d'une fracture ouverte dans une image de [18]

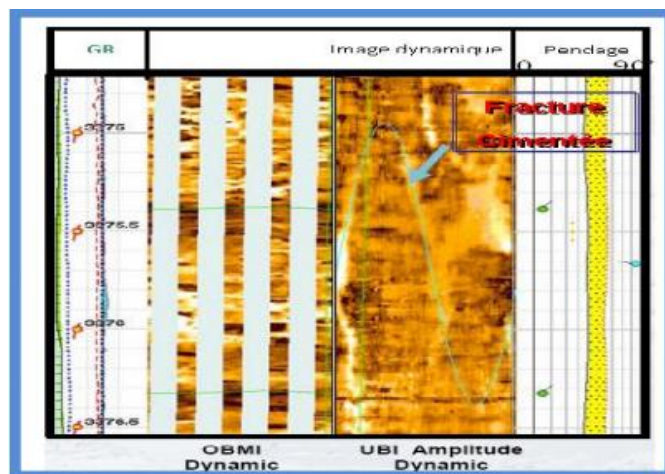


Figure III. 3: L'apparition d'une fracture cimentée dans une image de fond d'un puits vertical [18]

## B. Détection et analyse des fractures :

Pour mieux comprendre le rôle des fractures, on a jugé utile de faire un rappel sur la fracturation. Le mot « fracture » est utilisé comme un terme générique qui représente toute une série de Caractéristiques discontinues dans des roches telles que les joints, failles, fissures et des plans de stratification.

Les fractures ont un effet significatif sur les propriétés mécaniques et hydrauliques de la roche. Cela peut avoir soit une valeur positive (lorsque les fractures sont incrémentés et ouvert) ou négative (lorsque les fractures sont totalement minéralisées). C'est souvent l'application la plus fréquente des imageries de la paroi du trou. Ces dernières permettent en effet de détecter des fractures ou fissures dont l'ouverture est proche du micron. Ceci est dû au fait qu'elles constituent des chemins préférentiels du courant si elles sont envahies de boue conductrice. De plus, elles permettent de bien les reconnaître sur une image de la paroi du trou. L'analyse de cette image, par exemple par le programme FracView de SCHLUMBERGER, permet d'en extraire des informations touchant la fréquence, l'organisation des fractures en réseau, leur pendage et l'azimut, l'ouverture et la porosité de fractures.

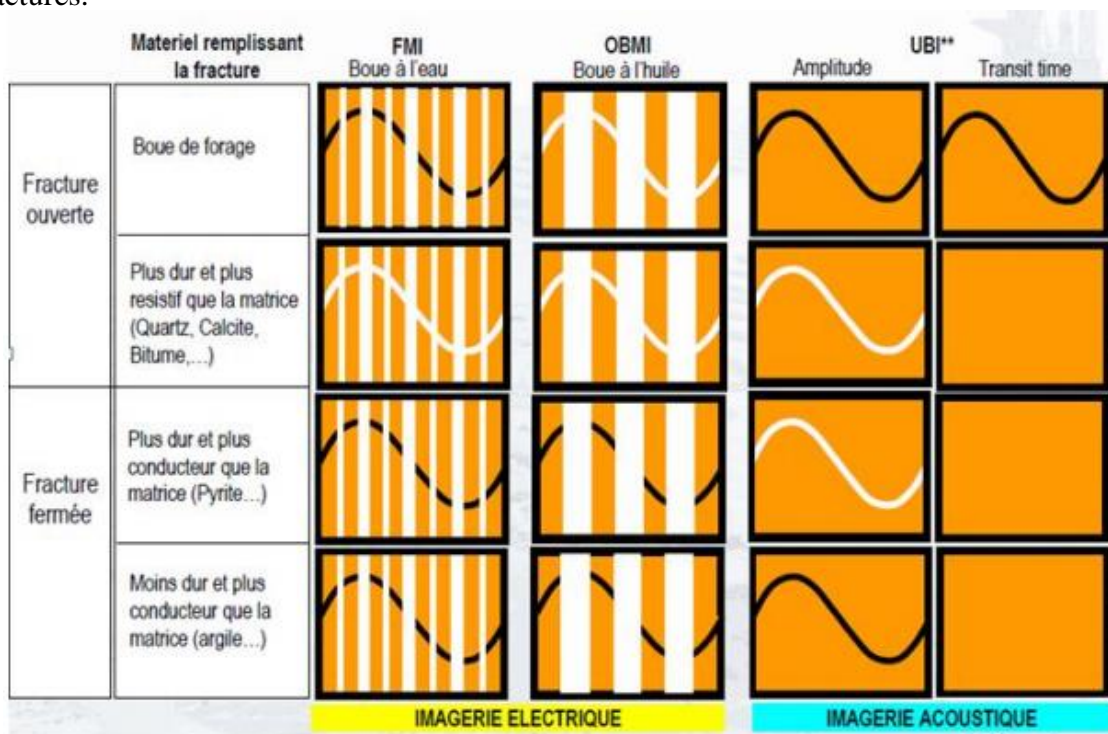


Figure III. 4: Types de fractures [17]

Pour bien caractériser les différents types des fractures il est indispensable de combiner les outils acoustiques aux outils électriques. La figure (III.4) montre en détail la complémentarité des images acoustiques et électriques en face de différents types de fractures.

Concernant les fractures ouvertes l'image électrique montre un signal résistive probablement due à un remplissage ou à la pénétration de la boue de forage, quant à l'outil acoustique, il montre un transit time élevé et une faible amplitude affirmant ainsi que la fracture est de type ouvert.

Concernant les fractures cimentées, nous avons trois cas :

-Les fractures colmatées par un ciment résistif où l'image électrique montre une réponse claire alors que l'outil acoustique dément l'ouverture de la fracture par un signal de forte amplitude.

-Les fractures colmatées par un ciment de haute résistivité (le quartz), l'image acoustique et l'image électrique montre un signal clair et pas de transit time.

-Les fractures colmatées par un ciment conducteur sont représentées aussi par deux cas :

- Colmatées par un ciment conducteur (ferreux, pyrite), ou l'image acoustique montre un signal clair et pas de transit time alors que l'image électrique montre un signal sombre.
- Colmatées par un ciment semi-conducteur (argiles) ou l'image acoustique montre un signal sombre expliquant la diminution de l'amplitude et que rien n'est observé sur le transit time alors que l'image électrique montre un signal sombre.

**C. Classification des fractures :**

| Classe de fracture               | Expression de l'image |  |
|----------------------------------|-----------------------|--|
| Planar Fracture                  |                       |  |
| Solution-fractures renforcées    |                       |  |
| Stratification-fractures bornées |                       |  |
| Larges zones conductrices        |                       |  |
| Zones de brèches                 |                       |  |
| Fractures induites               |                       |  |

Figure III. 5: classification des fractures [19].



La figure (III.5) présente le résumé des trois types fondamentaux de fractures identifiables par l'imagerie de puits : les fractures naturelles ouvertes qui augmentent la perméabilité de la formation, les fractures naturelles cimentées qui, au contraire, agissent comme barrières de perméabilité, et les fractures induites par la contrainte actuelle sur la paroi des forages, dont l'effet sur la perméabilité de la formation est limité à la proximité immédiate du puits. Tous les outils d'imagerie permettent d'identifier et d'orienter les fractures naturelles et les fractures induites avec plus ou moins de fiabilité. Le type de fracture (ouverte ou cimentée) et le type de ciment (argile, calcite...) seront plus ou moins faciles à identifier selon l'outil.

#### D. Les Failles :

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que les fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments.

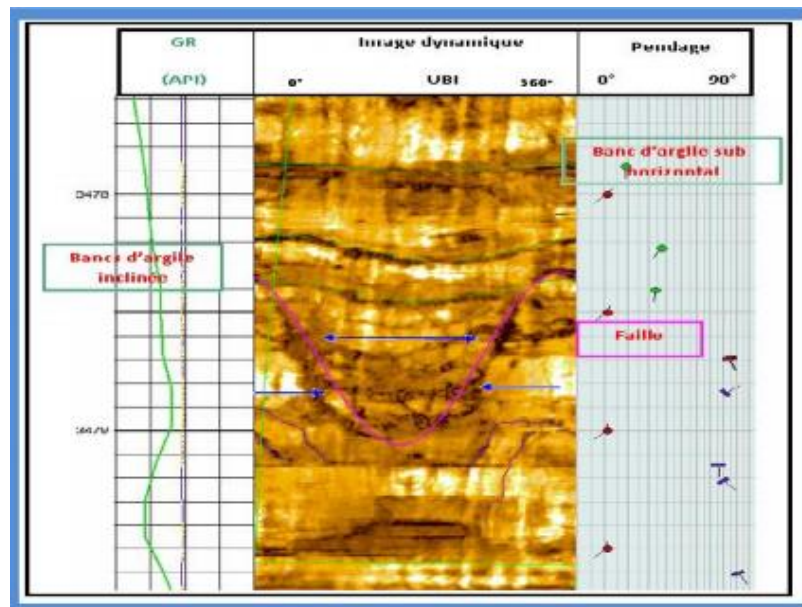


Figure III. 6: Une faille dans une image de fond d'un puits vertical [18]

#### E. Les fractures induites :

La plupart des fractures induites par le forage qui se forment parallèlement à la contrainte horizontale maximale ( $\sigma_{H-max}$ ) ce qui signifie qu'ils sont en extension qui se propage seulement sur quelques centimètres dans la paroi du puits.

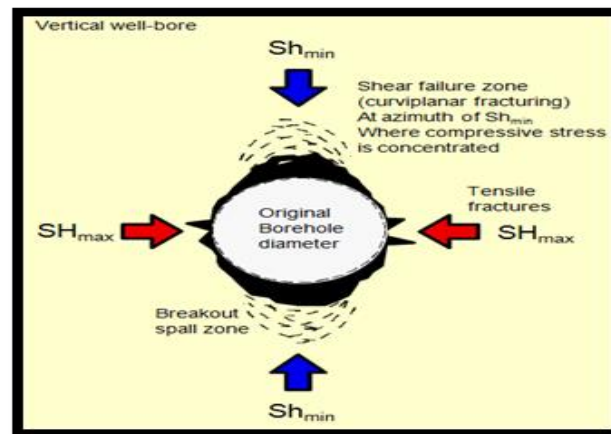


Figure III. 7: Direction des contraintes minimal et maximal (Break out) [15]

### F. Les breakouts :

Sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Les « breaks outs » Elles sont marquées par l'élargissement du trou dans la direction de la contrainte horizontale minimale ( $\sigma_{H-min}$ ) Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à  $180^\circ$  l'une de l'autre.

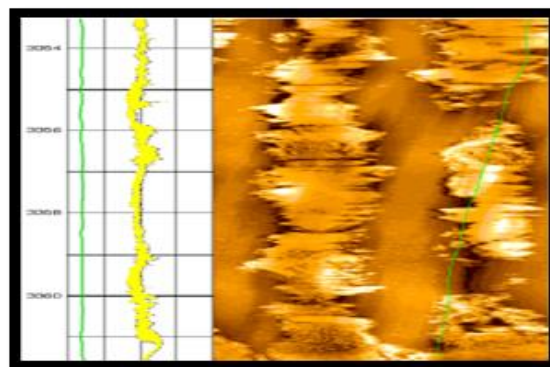


Figure III. 8: Les breakouts sur l'imagerie [17]

### III.2.4. Classification d'image de pendage

Le capteur de pendage sur les logs d'imagerie a été classés en fonction de l'origine sédimentaire interprété (par exemple la stratification dans le schiste, le grès, siltstone, les strates oblique, etc.) comme ci-dessous :

#### A. Laminations/Grès à faible angle- les strates de siltstones :

Sur les images de résistivité (FMI, OBMI, EI, OMRI, XRMI ...), Faible angle de grès / les strates de siltstones (ou stratifications en schiste) sont des caractéristiques planes et parallèles conformables qui séparent les couches adjacentes de certaine conductivité électrique.

Ces planes représentent une brève discontinuité des dépôts (changement temporaire dans le régime sédimentaire) ou un changement de type de sédiments (changement de lithologie). Une stratification plane peut-être mieux mesurée dans les dépôts d'environnements sédimentaires de faible énergie (comme le schiste ou les successions inter-strate de siltstones schiste). Cependant, la déformation de sédiments, comportement plastique des couches argileuses et minces strates de sable déshydratées, peut conduire à la variabilité dans les stratifications plane de pendage. Une autre source de variabilité d'azimut de pendage peut-être résulter de la difficulté à monter un sinusoïde très faible amplitude qui correspondent précisément le creux et la crête (sur l'image déroulée) d'un plan sédimentaire sub-horizontal, cela arrive généralement lorsque le pendage apparent est faible. Le résultat est un ensemble de azimuts de pendage très variables pour les strates presque horizontale. Cependant, en utilisant des méthodes statistiques et de filtrage du pendage structural peut être calculé avec une grande confiance.

**B. Pendages sédimentaires : stratification entrecroisé / haute angle de sable - strates de silt :**

Le pendage sédimentaire se caractérisent par une amplitude inférieure à environ 35 degrés. Ils sont généralement de séquences bien organisées d'ensembles de strates oblique d'azimut et d'amplitude constante ou variable sur la profondeur. Ces caractéristiques, qui se sont développées dans un environnement sédimentaire à énergies élevée, probablement sous l'influence de courant fluvatile, peuvent correspondre à une stratification oblique (le courant des stratifications) ou sur des surfaces d'accrétion latérales. Leur orientation reflète la paléo-direction du transport des sédiments au moment de leur dépôt, et donc la direction de l'épaississement des corps de sable (sable de direction de progradation).

Le courant de strate comprend plane et non plane ; le courant des strates / lamines formés sous l'influence de l'écoulement laminaire et non-laminaire de l'eau. Dans cette étude intégrée, les strates obliques ont été interprétées et classées séparément de stratification horizontale à sub-horizontal. Les courants des strates sont limités par des surfaces d'ordre supérieur appelées les plans de stratifications réactivation surfaces. Dépression abyssale / le courant des strates tubulaires, des strates croisées et des ondulations, ainsi que les surfaces de réactivation et des principales limites des strates aident en déduire la nature des formes de strate (comme méga ondulations, des barres d'accrétion, canal remplit, etc.), et le flux dynamique et paléo -courants, facies et environnements de dépôt.

**C. Les limites croisées :**

Les pendages des limites croisés sont identifiés comme planaire (parfois non plane) des surfaces de séparation des ensembles des strates obliques consécutifs avec différents ou le même azimut de pendage. Une strate oblique sertie d'un azimut de pendage uniforme indique une phase de transport

des sédiments unidirectionnel. Ceci est parfois suivie d'une courte phase d'érosion avant le début de la prochaine phase du transport des sédiments unidirectionnels. Cette phase d'érosion est marquée par une surface de réactivation. Parfois, une unité de strate oblique est suivie d'une autre phase de transport des sédiments avec un sens d'écoulement légèrement différent. Ces surfaces hiatales marquent de petites dépôts ou changement de direction du flux de dépôt représente effectivement la réactivation ou le rajeunissement du régime d'écoulement avec des caractéristiques légèrement différentes de flux, aussi bien en termes d'intensité et de direction.

#### **D. Limite de strate :**

Certaines caractéristiques planaires sont identifiées comme ayant la disposition spatiale et l'apparence un peu semblable à la stratification. Mais contrairement à la stratification, ils ont une magnitude de pendage et direction qui ne correspond pas à la tendance du pendage local. La plupart du temps syn-sédimentation dans la nature, certains peuvent avoir été affectés par les activités de post-sédimentation, qui ont causé l'altération de leur grandeur pendage et direction comme on le voit sur les images. Dans un environnement de haute énergie, ils sont caractérisés par azimuts dispersés et / ou grandeurs pendage qui sont au-dessus de l'angle maximum de stabilité pour les processus sédimentaires (environ 30deg). Ils peuvent correspondre à des surfaces érosives, des strates discordants ou structures de déformation (de affaissements). Dans les intervalles schisteux, ils sont caractérisés par des grandeurs de pendage croissantes vers le haut en dessous des corps de sable (effet de compactage différentiel) et grandeurs de pendage diminuant vers le haut au-dessus des corps de sable (drapage). Dans l'argile, ils peuvent également correspondre à des structures de déformation syn-sédimentaires. Stratifications Convolutés (caractéristiques de déshydratation), des moulages de charge et de structures à billes et oreillers ont été observés dans des endroits différents et représentent douces caractéristiques de déformation des sédiments en raison de l'affaissement, le chargement et le compactage du différentiel. Plusieurs caractéristiques indicatives d'un éventuel effet de compactage différentiel, de déshydratation et les affaissements ont été identifiés et interprétés comme un pendage stratigraphique. De toute évidence, ces surfaces ont été exclus avant la détermination de pendage structurale.

#### **E. Les fractures de faible amplitude acoustique :**

Les fractures d'amplitude acoustique faibles (Laaf) sont sombres, d'un pendage à haute angle sinusoïde trace visible à la fois sur l'amplitude et les images acoustiques de rayon centré. Quand ils sont visibles à la fois sur l'amplitude et le rayon d'images, ce qui signifie qu'ils sont profondément dans la formation (ils sont probablement ouverts ou remplis d'un matériau de faible amplitude acoustique tel que des argiles).



**F. Les fractures résistives :**

Les fractures résistives montrent aussi claires, d'un haut pendage à angle sinusoïde d'une trace visible sur les images électriques. La signification des fractures résistives signifie qu'ils sont soit remplies avec un matériau résistif (tel que le quartz, ...) ou des fractures ouvertes remplies de boue résistives. La combinaison avec l'outil d'image ultrasonique confirme le caractère de fracture ; soit ouvert ou fermé.

**III.2.5. Application à l'évaluation des réservoirs :**

Il est évident que l'examen détaillé des images au droit des réservoirs apporte de précieux renseignements relatifs à leur comportement dynamique. On peut ainsi bien mieux apprécier les caractéristiques pétrophysiques de chaque unité d'écoulement et déterminer avec précision leur épaisseur réelle. On reconnaît les anisotropies de perméabilité (niveaux argileux, fractures cimentées, stylolithes) ou les chemins préférentiels de perméabilité (fractures ouvertes) qui peuvent les affecter. Les images permettent également de mieux évaluer la hauteur utile des réservoirs à bancs minces alternants avec des niveaux argileux ou des niveaux cimentés.

**III.2.6. Limitation de la méthode :**

- Problème de boue quand on a une grande densité de boue l'outil d'imagerie devient aveugle et surtout l'imagerie électrique.
- Les puits cavés ne donnent aucun résultats :
  - L'outil d'imagerie il est aveugle quand il dépasse 15 cm et les pas de l'outil ne collent pas dans les caves.
  - Le rayon d'investigation et la résolution : chaque outil diagraphique a sa résolution verticale et son rayon d'investigation.

Le rayon d'investigation est de 3 à 4 inches et la résolution verticale est très forte.

- Problèmes dans les réservoirs compact présence du gré simple, et absence de l'argile. L'imagerie ne donnent rien.

**III.2.7. Conclusion :**

La technique de l'imagerie est un développement de la diagraphie dans le domaine pétrolier, elle permet une visualisation précise et quasiment instantanée de stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. L'imagerie a devenu une technique indispensable dans l'étude des réservoirs pétroliers, car elle fournit des informations sur l'état de la paroi de puits, l'aspect structurale et lithologique au tour du puits, et au niveau du réservoir par la corrélation entre les données de plusieurs puits.

### **III.3. Introduction sur le carottage :**

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 paroi du puits.

Le carottage fournit des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus.

Ces échantillons de carotte sont une des sources les plus précieuses de données pour l'étude de roches de subsurface et de réservoirs. Par conséquent, carotter est une méthode très importante d'obtention de données pour les géologues, les ingénieurs de forage, les pétrophysiciens et les ingénieurs de réservoir.

La prise d'un échantillon massif (carotte) importante procure 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 et de perméabilité,
- ✓ La possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie).

Le carottage est réalisé pour différentes raisons et selon le type de puits. Les puits d'hydrocarbure peuvent être classés comme puits d'exploration, d'estimation ou puits de développement.

Le passage de la phase d'exploration à la phase de développement exige des informations plus détaillées concernant le réservoir. Dans chacun des types de puits, le carottage peut être la méthode utilisée pour acquérir les données nécessaires.

Les informations obtenues en mécanique des roches fournissent une évaluation plus détaillée pour optimiser de futures considérations de forage. Les catégories générales de données obtenues en carottage incluent les informations géologiques, de réservoirs, et de production.

Pour obtenir ces différentes données à partir des trois types de puits, avec des situations différentes de carottage et différentes formations, les Compagnies des Services fournissent une gamme de solutions de carottage comme :

- Carottage conventionnel (Conventional coring)
- Carottage avec carottier tube fibre de verre (Fiberglass Inner Tubes)

- Carottage avec carottier tube aluminium (Aluminium Inner Tubes)
- Carottier long (Long Barrel Coring)
- Carottage au gel (Gel Coring)
- Carottage/forage (Coring-While-Drilling – Core)
- Drill System – BHI) • Carottage dans les formations non-consolidées – Posi Close (DBS)
- Carottage orienté (Oriented Coring et Corienting)
- High pressure Well Coring
- Horizontal Well Coring
- Sponge Coring (DBS)
- Clean Core
- Il y a deux types de carottage :
- Carottage axiale
- Carottage latéral
- Les carottes axiales sont obtenues en utilisant des carottiers (core barrel)

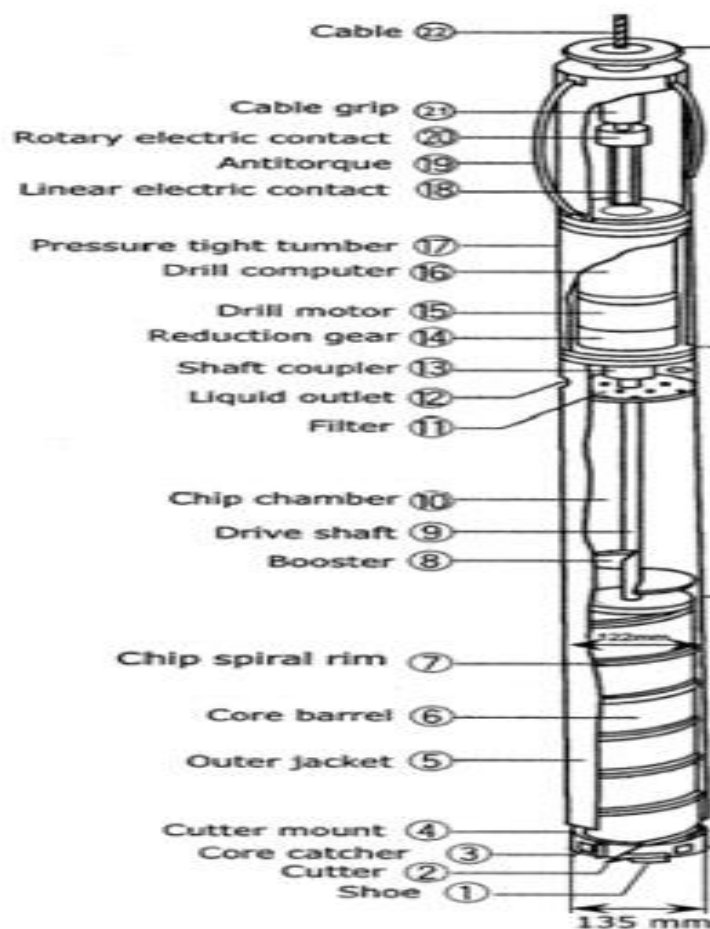


Figure III. 9: Schéma de principe d'un carottier

## **CHAPITRE IV : Etude sédimentologique et structurale par l'imagerie et carotte**

## CHAPITRE IV : Etude sédimentologique et structurale par l'imagerie et carotte

### IV.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à une synthèse des résultats obtenus à partir de l'étude sédimentologique basée sur la détermination des différents faciès avec toutes les structures observées ainsi que l'identification des milieux de sédimentation nécessaires pour guider la prospection et l'exploitation des réservoirs. A cet effet, les données de carottes et d'imagerie (logging) ont été utilisées.

### IV.2. Etude sédimentologique

Elle est basée sur la description détaillée de carottes et l'interprétation des loggings d'imagerie. Les données de deux puits du secteur d'étude (OMG-503 et OMG-832) ont été utilisés.

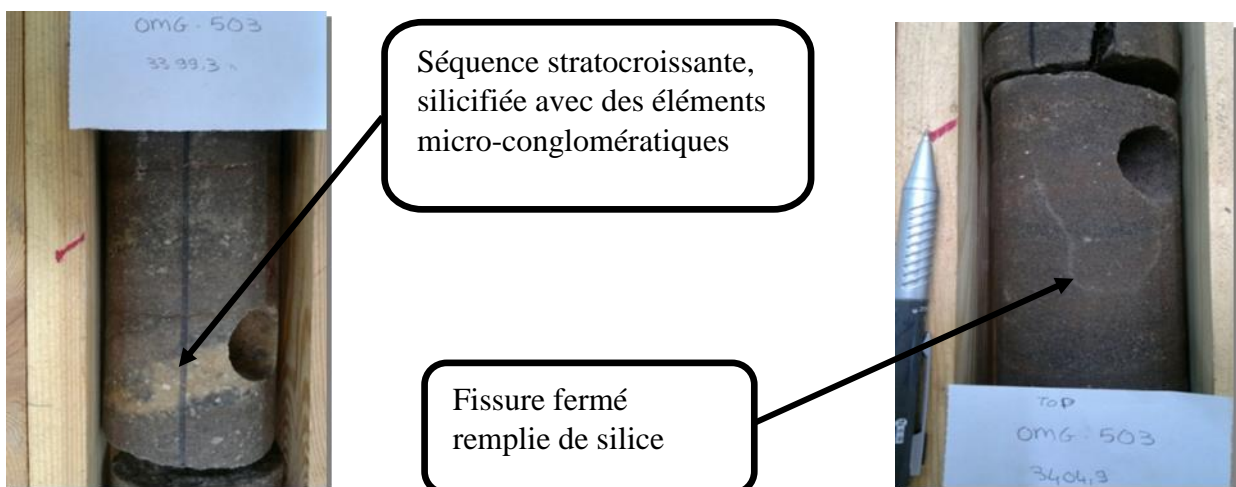
#### IV.2.1. Description de carotte

##### IV.2.1.1. Carotte OMG-503 [20].

##### A. Réservoir Ra : de 3398 à 3442 m

- Inter drain ID : de 3398 à 3425 m

Grès à Grès quartzite, gris beige à gris Sombre, anisométrique, fin, moyen et grossier avec présence des élément micro-conglomératique. Le ciment est silico-bitumineux à localement siliceux. 11 passés (cm) et 03 autres (dm) de siltstone argilo-micacée, gris et verdâtre ont été dés nombrés. Nombreux films d'argile jaunâtre. La fissuration est subhorizontale et peu abondante. De rares fissures subverticales, ouvertes et fermés vide ou remplis de bitume et de silice. La stratification est inobservable.





Séquence centimétrique à stratification oblique



Gré an-isométrique à ciment siliceux à silico-argileux



Gré beige à gré foncé an isométrique un peu silicifié

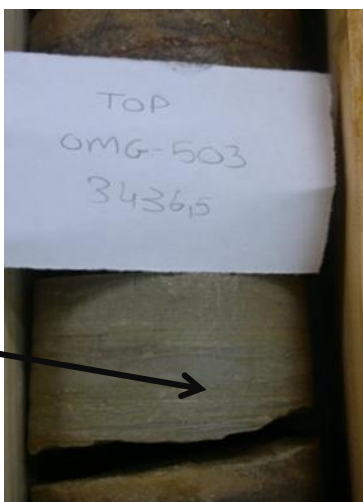
**Drain D1 :de 3425 à 3442 m**

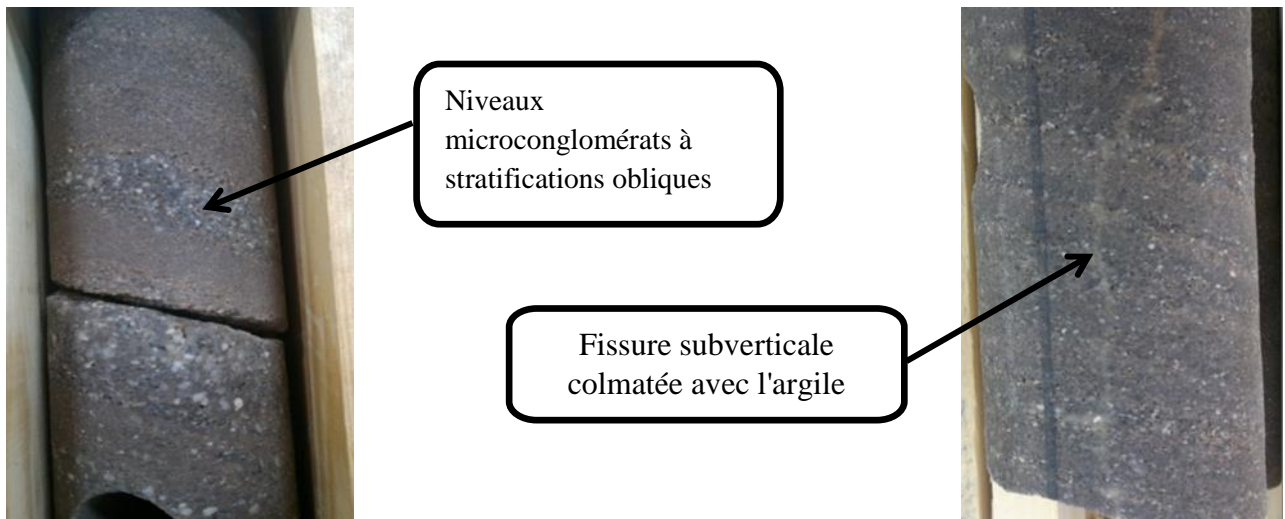
Grès à Grès quartzite, gris beige à gris clair, anisométrique, fin, moyen à grossier avec présence d'élément micro-conglomératiques. Ciment silico-bitumineux à siliceux par endroit (17) passés (cm) de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre et a bonne film d'argile jaunâtre. Fissuration subhorizontale peu développée, vide. Quelques fissures subverticales fermés et ouvertes remplis de silice et de bitume. Stratification inobservable sauf des endroit oblique.



Fissures subverticales colmatées avec la silice

Siltstone gris à verdâtre





### B. Réservoir R2 : 3442 à 3481 m

#### De 3442 à 3454 m :

Grès jaunâtre, fin à très grossier, rarement micro-conglomératique. Ciment argileux à argilo-siliceux par endroits < 25 > passées cm de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre et nombreux film d'argile jaunâtre. Rare fissuration subhorizontale vide. Fissuration subverticales néant. Stratification inobservable.

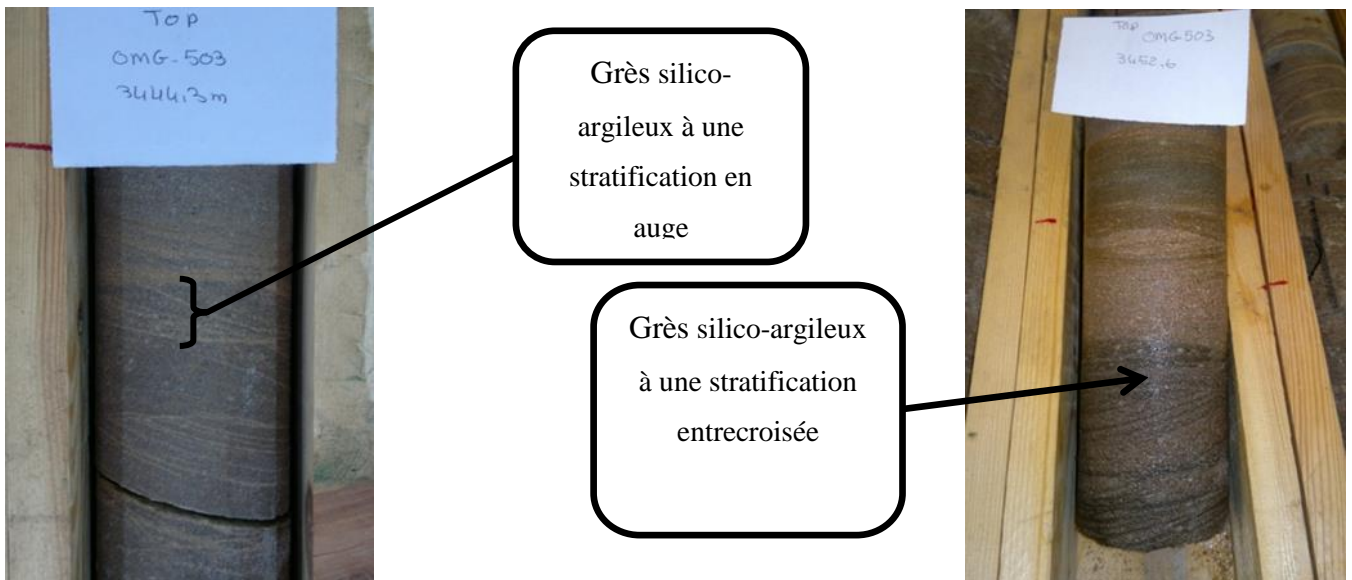
#### De 3454 à 3481 m :

Grès jaunâtre, fin à moyen et très grossier avec des élément micro-conglomératiques. Ciment silico-argileux à argileux par endroit, < 13 > passés < cm > de silt stone argilo uni-casée et < 3 > passées < dm > de silt stone argilo uni-casée Grès et verdâtre et nombreux films d'argile jaunâtre. Fissuration subhorizontale fine nombreux, vide. < 01 > fissure subverticale fermée remplie de silice. Stratification entrecroisée et en auge.

#### De 3476.5 à 3478 m :

Quartzite Grès, fin, beige à ciment siliceux compact et dur.



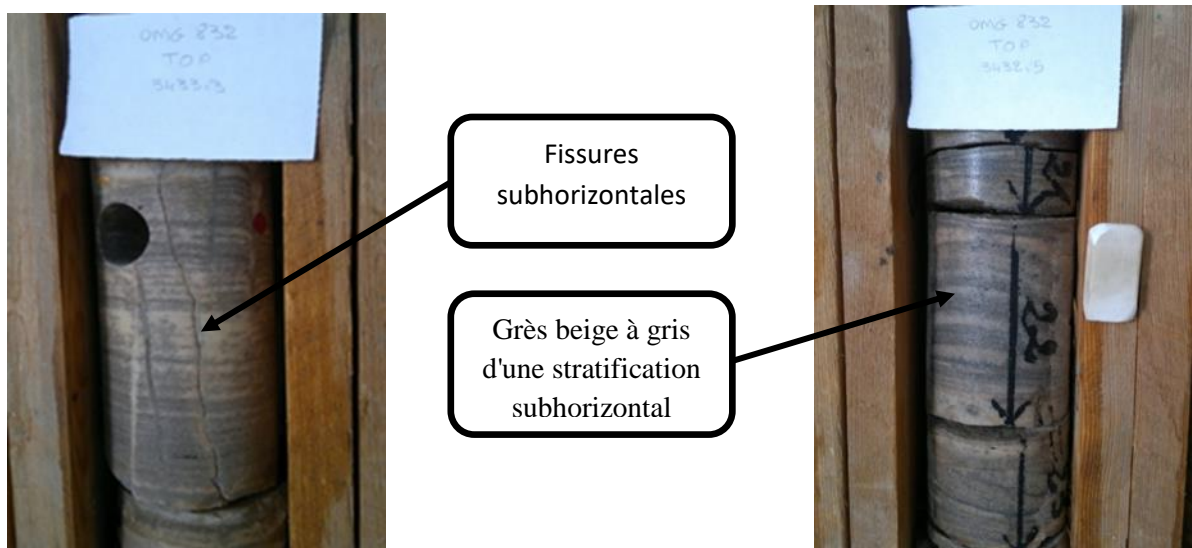


#### IV.2.1.2. Carotte OMG-832 [21]

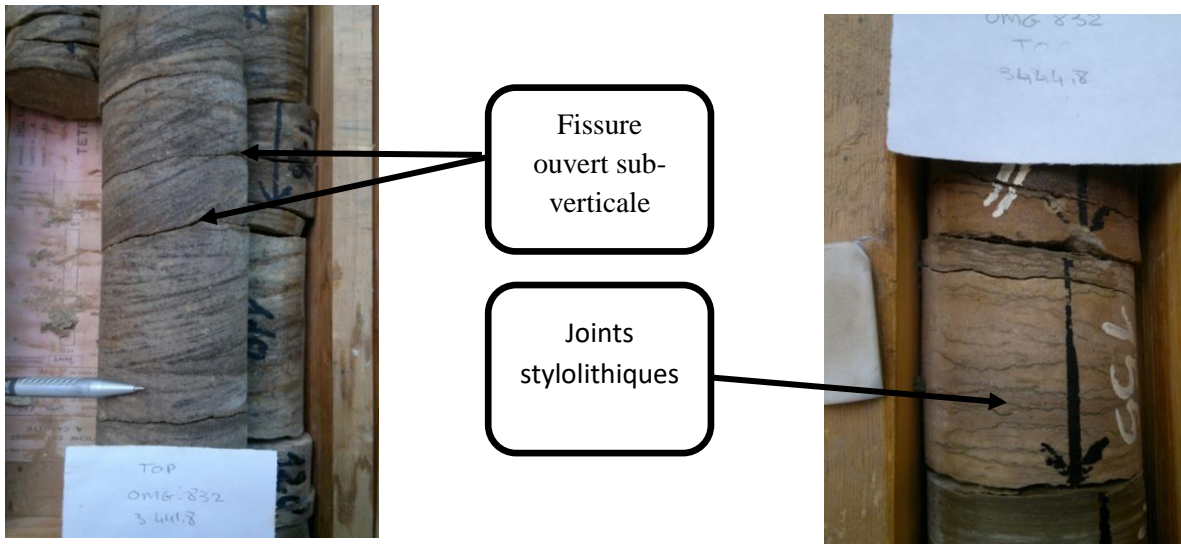
##### A. Réservoir Ra : 3431 à 3498,8 m

##### ▪ Drain D2 : 3431 à 3469 m

Grès gris noir à gris beige, fin à moyens, compact, dure avec éléments grossiers, à ciment silico-bitumineux avec présence de nombreuses passées de siltstone (17, cm à 4, dm). Présence de quelques films d'argile. Nombreuses fissures horizontales à subhorizontales colmatées par du bitume. Fissures subverticales ouvertes rarement formées. Stratification subhorizontale.





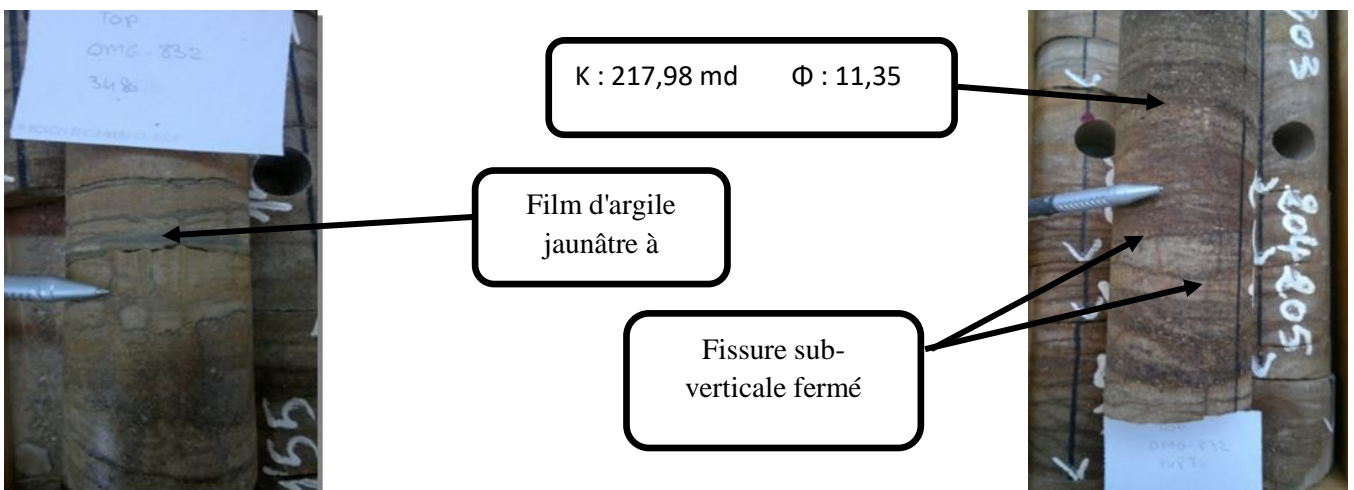


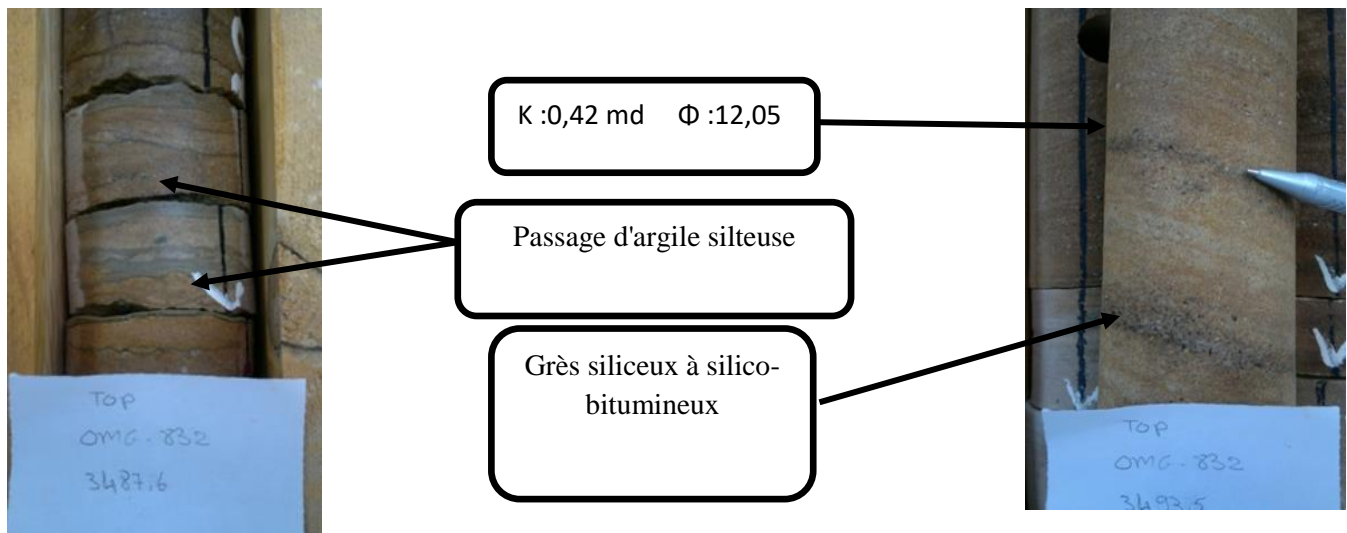
▪ **Inter drain ID : 3469 à 3476,8 m**

Grès gris clair, moyen, compact, dur avec éléments grossiers à ciment silico-bitumineux avec présence de nombreuses passées de siltstone cm à dm et quelque films d'argile et e joints stylolithiques, Nombreuse fissures horizontales à subhorizontales ouvertes, colmatées par du bitume, fissures verticales rares, formée.

▪ **Drain D1 : 3476,8 à 3509 m**

Nodules quartzitiques de Grès gris clair, moyens à grossier avec des éléments très grossiers à ciment argileux. Présence de siltstone cm à dm et de quelques films d'argile jaunâtre à verdâtre. Nombreuse fissure horizontale à subhorizontal et deux fissures verticales fermées.





### B. Réservoir R2 : 3509 à 3535,68 m

#### De 3509 à 3517 :

Grès gris clair, ferrugineux par en droit, fin à moyen, compact avec des éléments grossiers à ciment siliceux. Présence de nombreuses passées de siltstone (7, cm) et de fissures horizontales à subhorizontales. Fissures verticales rares. Stratification subhorizontale.

#### De 3517 à 3525 :

Grès beige moyen à grossier avec des éléments silico-argileux et présence de nombreuses passées siltstone (8, cm) et de quelques films d'argile. Nombreuses fissures horizontales à subhorizontale.

#### De 3525 à 3535,68 :

Grès quartzique moyen à grossier parfois micacé à ciment argileux. Nombreuses passées de siltstone (11, cm). Présence de fissures horizontales. La stratification est subhorizontale.

### IV.2.2. Interprétation du milieu de dépôt

Du haut en bas, la séquence sommitale correspond à un dépôt fluviatile. Les grès montrent des stratifications principalement obliques. Localement les grès très bien classés. Ils sont mal cimentés avec présence de fissures subhorizontales et subverticales remplis, ce qui a permis de conserver les bonnes propriétés pétrophysiques de la roche. Ces résultats indiquent que ces grès correspondent aux facies fluviatiles généralement à bonne caractéristiques pétrophysiques. En outre, certains niveaux, montrent de mauvais classement des grains. La partie basale est constituée principalement par des grès avec stratification modérée à obliques, fortement cimentés par le ciment ferrugineux.

### IV.2.3. Interprétation de l'imagerie dans la zone d'étude

L'étude structurale et l'analyse de la fracturation ont concerné les puits verticaux OMC-503 et OMC-832.

### IV.2.3.1. Le puits OMG 503 [22]

L'intervalle étudié du puit OMG-503 a été foré avec un outil 6". Un imageur ultrasonique de forage (UBI) et un micro-imager de base d'huile (OBMI) ont été exécutés pour acquérir l'amplitude acoustique d'images de rayon et un log d'image de micro-résistivité de formation proche wellbore pour l'interprétation géologique. Les logs ont été acquis le 13 septembre 2015.

Tableau IV. 1: Coordonnées géographiques du puits OMG-503

| Geographic Coordinates |   |                    |
|------------------------|---|--------------------|
| Latitude               |   | 31° 54' 22.748" 'N |
| Longitude              |   | 6° 2' 30.802" E    |
| UTM                    | X | 787 683.999 m      |
|                        | Y | 3 533 280.999 m    |

Les principaux objectifs de l'acquisition d'image de forage sont l'analyse des fractures et l'orientation in-situ du stress. Les caractéristiques de dépôt (bedding), structurales (fractures) et induites par le forage ont été localisées manuellement, orientées et classées (manual dip selection) et une analyse statistique a été effectuée.

Les intervalles d'étude incluent les drains cambriens R2, z-Psg, D1 et ID (Tableau IV-2)

Tableau IV. 2: Tops de formations dans le puits de OMG-503

| Formation | ID    | D1    | Z-Psg | R2    | TD    |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Top (MD)  | 3395m | 3407m | 3438m | 3443m | 2485m |

Tableau IV. 3: Intervalles OBMI-UBI enregistrés et traités

| Service  | File name         | Logged interval | Processed interval |
|----------|-------------------|-----------------|--------------------|
| OBMI-UBI | R03_L012Up (main) | 3377 m -3480m   | 3408 m-3480m       |

#### A. Classification des pendages

Les structures tectoniques ont été détectés manuellement, orientées et classifiées sur des images traitées de forage en utilisant une sinusoïde dans le logiciel de Techlog. Les dips ont été classées comme détaillées dans le tableau 4 et un résumé de l'interprétation de l'image du forage OMG-503 est résumé à la figure IV-4.

Tableau IV. 4: Classification et définition de Dip

| Nom de la fonctionnalité                            | Description  | Symbole |
|---|--|---------|
| Sédimentaire  |  |         |
| Shale Bedding                                       | Internal bedding / lamination in shale   |         |
| Structural dips                                     |  |         |
| Fracture discontinue de faible amplitude acoustique | Les fractures d'amplitude acoustique faibles (Laaf) sont sombre, d'un pendage à haute angle sinusoïde trace visible à la fois sur l'amplitude et les images acoustiques de rayon centré. Quand ils sont visibles à la fois sur l'amplitude et le rayon d'images, ce qui signifie qu'ils sont profondément dans la formation (ils sont probablement ouverts ou remplis d'un matériau de faible amplitude acoustique tel que des argiles). |         |
| Fracture résistive                                  | Les fractures résistives montrent aussi claires, d'un haut pendage à angle sinusoïde d'une trace visible sur les images électriques. La signification des fractures résistives signifie qu'ils sont soit remplis avec un matériau résistif (tel que le quartz, ...) ou des fractures ouvertes remplis de boue résistives. La combinaison avec l'outil d'image ultrasonique confirme le caractère de fracture ; soit ouvert ou fermé      |         |
| Fractures induites par forage                       |  |         |
| Borehole Breakouts                                  | Apparait comme deux traces épaisses sous-verticales situées à 180° l'une de l'autre  |         |

**B. Analyse in-situ du stress**

Les caractéristiques induites par le forage sont causées par la concentration de stress autour du puits, le processus de forage étant la source locale de stress. Rotation du bit, poids excessif sur le bit, poids de boue élevés et en effet la lithologie elle-même peut causer des caractéristiques induites. Les fractures induites par le forage sont alignées le long de la direction de stress horizontale maximale (oh), et sont perpendiculaires à l'orientation en éruption.

Le puits OMG-503 est un puit vertical et la direction du stress horizontal in-situ minimum (oh) correspond à la direction des Breakouts de forage qui est NE-SW. La direction perpendiculaire à la direction des contraintes maximale. (Figure IV.1)

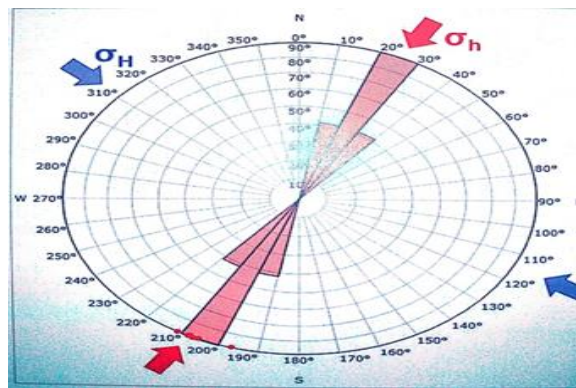


Figure IV. 1: Orientation des contraintes

## C. Analyse des fractures

### C.1. Fractures d'amplitude acoustique faible

Seulement 5 fractures d'amplitude acoustique faible ont été interprétées dans toute la section étudiée. Dans l'ensemble, ces fractures présentent une direction NNE-SSE et E-W (Figure IV.2).

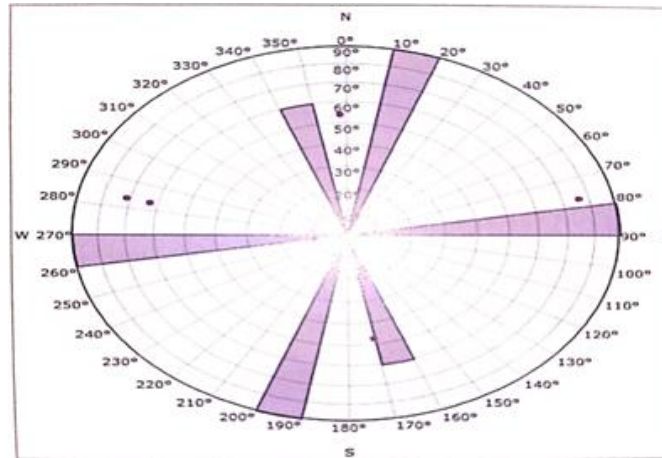


Figure IV. 2: Orientation des fractures de faible amplitude acoustique

### C.2. Fractures résistives

Une seule fracture résistive a été interprétée sur l'image OBMI à travers la section étudiée. Cette fracture présente une direction NE-SW (Figure IV.3)

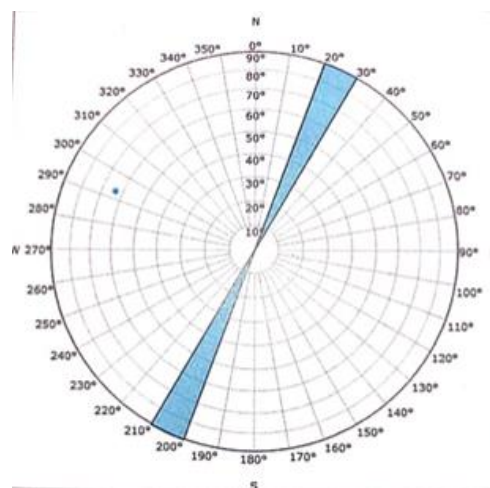


Figure IV. 3: Orientation des fractures résistifs



**D. Interprétation d'imagerie du puits OMG-503**

Les deux logs d'images ont été traités pour produire de la micro-résistivité et de l'amplitude acoustique et des images de rayon centrées enregistrent des structures de formation proches du puits pour une interprétation géologique de 3408-3480m.

Les principaux résultats de l'interprétation des images OBMI-UBI sont présentés sur la (Figure IV.4) :

- Seulement 5 fractures d'amplitude acoustique faible (DLAA) ont été interprétées sur l'image UBI au cours de l'intervalle étudié, avec des directions NNE-SSW et E-W.
- L'analyse des Breakout a permis d'estimer la direction d'un minimum de stress horizontal in situ à proximité du puits. L'orientation des Breakout (NE-SW) indique la direction du minimum de stress horizontal in-situ oh. La direction perpendiculaire (NW-SE) est la direction du stress maximum.
- Les images OBMI-UBI ont été affectées par des Breakouts qui obscurcissaient partiellement les images par endroits.

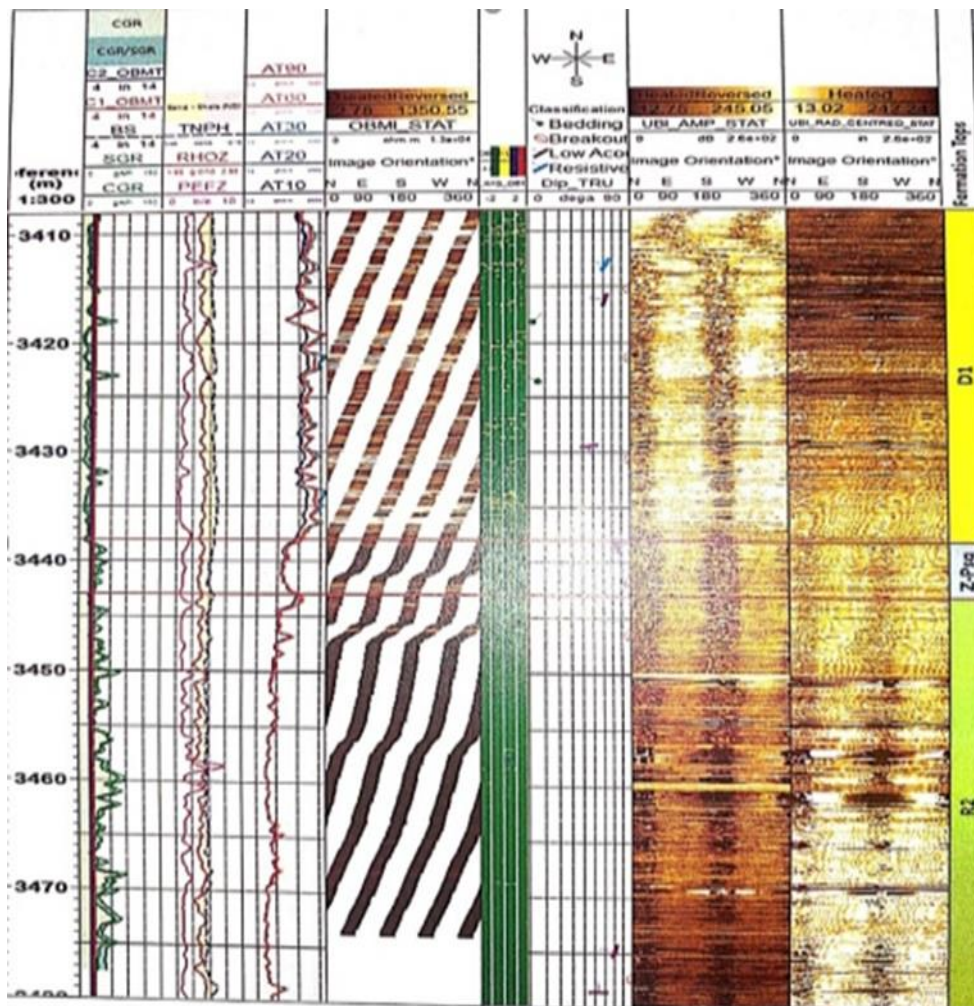


Figure IV. 4 : Résumé d'interprétation

### IV.2.3.2. Le puits OMG 832 [23]

Les données utilisées pour ce puits sont celles de l'imager de résistivité EARTH et des images acoustiques CBIL combinées aux tops de formations les données logarithmiques en trou ouvert standard, y compris le rayon gamma spectral, la densité apparente de la formation, porosité neutron et résistivités.

Tableau IV. 5: Répartition stratigraphique de la section enregistrée au niveau de l'OMG-832 avec les tops de formations.

| Age               | Cambrien |      |      |      |      |      |      |      |
|-------------------|----------|------|------|------|------|------|------|------|
| Formation         | D3       | D2   | ID   | D1   | ZPSG | R2   | R250 | R3   |
| Profondeur (m MD) | 3424     | 3437 | 3462 | 3492 | 3519 | 3527 | 3564 | 3614 |

## A. Analyse de Bedding dip

### A.1. Pendage structural :

Le pendage structural est mieux identifié à partir d'intervalles bien stratifiés qui sont supposés être à l'origine stratifiés horizontalement. Dans le puits OMG-832, des siltstone et des Grès principalement probables sont présents partout avec des argiles mineur (des exemples de couches d'argile et des siltite sont présents dans les figures IV.5 et IV.6), on considère que les argiles fournissent la référence d'inclinaison structurale la plus fiable, affichant une Bedding parallèle généralement bien définie et la lithologie la plus susceptible de représenter des sédiments de faible énergie, initialement stratifiés horizontalement.

Les projections stéréographiques et les histogrammes de roses générés pour le pendage structural à l'aide d'argile (n=147) et la couche de siltite (n=717) dans l'intervalle (figure IV.7) montrent une large gamme de azimuts pour les beds, Cependant, le pendage / azimut moyen toutes les couches d'argile et de siltite l'intervalle est de  $5^\circ / 334^\circ$  par rapport au NW et cette tendance azimutale globale est corroborée lors du tracé d'un tracé vectoriel de débrayage pour l'argile, le bedding de siltite et le bedding de Grès (n=404) uniquement (figure IV.7).

A partir de ce graphique vertical qui montre une direction préférentielle vers NW avec des fluctuations mineures entre les deux, il ne représente qu'une seule zone structurale. Bonne nombre des pendages bedding de siltite identifiés étaient de faible confiance en raison du manque de sinusoïde mesurables continus sur les données CBIL et EI. Cependant, lors du tracé du graphique vectoriel, une tendance distincte est évidente, ce qui augmente la confiance dans les pendages choisis.

Tableau IV. 6: Zonation structurale par Dip dans le puits OMG-832

| Profondeur | Dip structurel             | Dip moyenne<br>(dip/azim) | Commentaire                               |
|------------|----------------------------|---------------------------|---|
| 3438-3946m | Schiste et Siltite Bedding | 5/334° (n=864)            | Faible baisse de confiance élevée vers NW |

La figure IV.5 montre des exemples illustrant la couche d'argile observée dans cet intervalle. Les argiles sont distingués des siltstones probables dans l'intervalle et sont identifiés lorsque les valeurs GR sont supérieures à 75API. Les couches d'argile ont un pendage moyen de 7° inclinant principalement vers le NW, argile beds ainsi que les couches de siltite étaient un bon indicateur de pendage structurelle pour l'intervalle.

La figure IV.6 montre un exemple illustrant l'aspect typique de la couche de siltite sur les logs d'image, Les siltstones sont provisoirement identifiés lorsque les valeurs GR sont inférieures à 75 API en combinaison avec une réponse CNC vs ZDEN plus généralement associée aux argiles, il existe un ensemble de données assez volumineux pour la couche de siltite et les couches de siltite avec un pendage moyen de 4° vers le NW, la plupart des couches de siltite ont été identifiées sur l'image CBIL ou les caractéristiques géologiques mesurables continues.

La figure IV.7 montre un tracé de débrayage vectoriel d'azimut de la couche d'argile et de siltite bedding dans tout l'intervalle censé représenter le pendage structurel. L'encart montre le tracé de débrayage pour Grès bedding, de l'argile et de siltite. Les données montrent une direction préférentielle vers le NNE avec des fluctuations mineures entre les deux représentant une zone structurelle. Un grand nombre des pendages de siltite bedding prélevés sont été considérés comme peu fiables en raison de la qualité de l'image, mais lors du tracé de débrayage vectoriel, une tendance distincte est évidente, ce qui augmente la confiance dans les pendages prélevés.



Baker Atlas

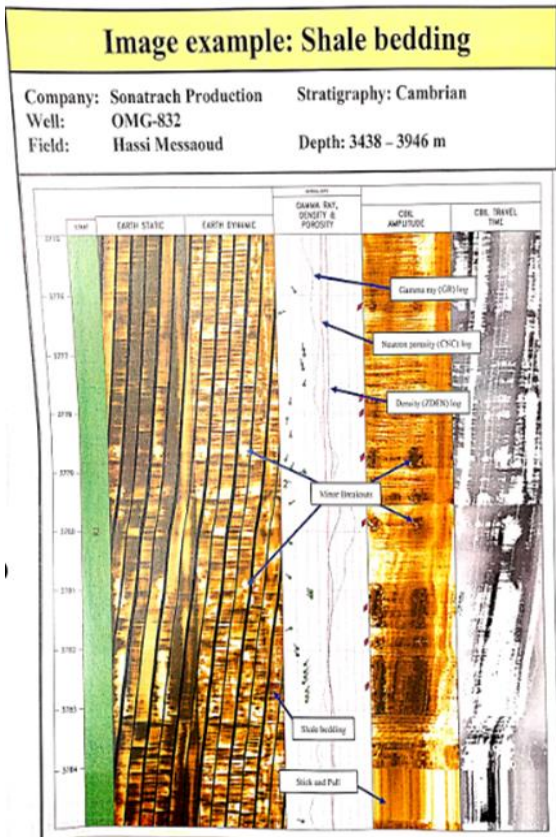


Figure IV. 5: Image Example Shale Bedding

Baker Atlas

HUGHES

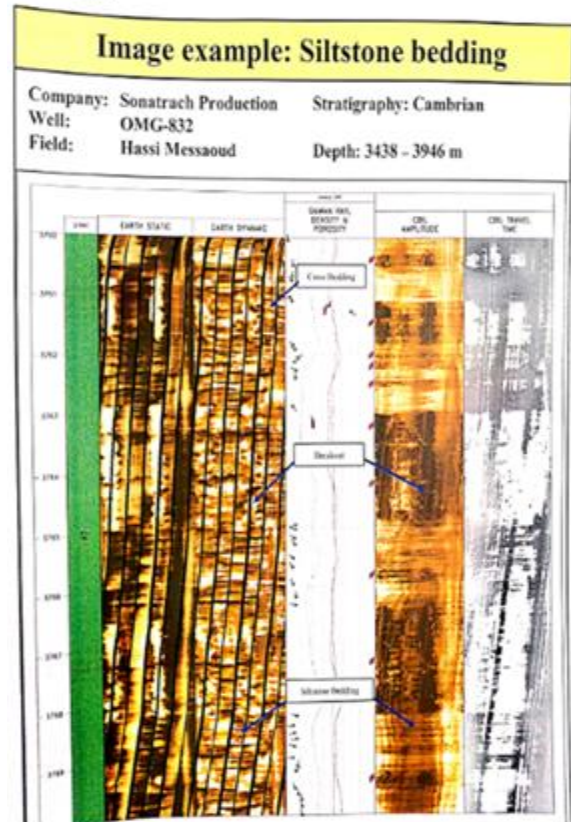


Figure IV. 7: Image Exemple Siltstone Bedding

Baker Atlas

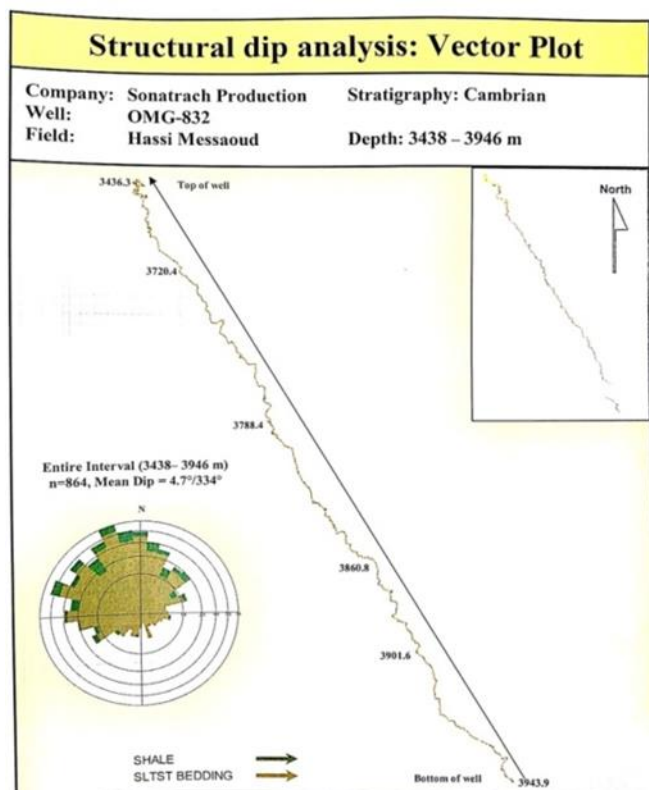


Figure IV. 6: Pendage structurale analyse Victor plot

## A.2. Analyse dépositionnelle :

Les pendages de dépôt à angle de faible à élevé (cross-bedding) sont très fréquents dans les grès du puits OMG-832. Des exemples typiques de l'apparition de cross-bedding sur les logs d'image sont illustrés à la figure IV.8. La plupart des cross-bedding apparaissent en petits ensembles et co-ensembles avec des surfaces de délimitation horizontales entre les ensembles. Les pendages structuraux ont été retirés du cross-bedding pour l'analyse sédimentaire.

La figure IV.8 montre des Grès parallèles à sub-parallèles et à cross-bedded bien définis. Les directions paléocourantes apparaissent ici principalement vers le NW et le NE. Relations de troncature de la stratification croisée à env. 3445.8m suggèrent la présence localisée 'une stratification croisée en creux.

Une projection stéréographique et un histogramme en rose de toutes les cross-bedding dans l'intervalle sont données dans la figure IV-9. Pour l'ensemble de données (n=872), les cross-bedding plongent principalement vers le NW, N et NNE (figure IV.9). Cependant, le pendage / azimut moyen de cross-bedding est de  $12^{\circ}/003^{\circ}$ , ce qui indique une direction générale du paléo-courant vers le N. L'ensemble de données pour l'intervalle est grand donc considéré comme étant de confiance élevée.

Un graphique de débrayage vectoriel des mêmes données (figure IV.14), montre 4 groupes de pendage distincts, qui sont désignés par les intervalles A, B, C et D. Intervalle (3724-3946m) avec un pendage moyen de  $9^{\circ}/012^{\circ}$  indique une direction d'écoulement dominante vers le NW, L'intervalle C (3619,5- 3666m) avec un pendage moyen de  $16/359^{\circ}$  indique une direction d'écoulement dominante vers le N, intervalle D (3438-3619,5m) avec un pendage moyen de  $12^{\circ}/014^{\circ}$  indique direction d'écoulement dominante vers le NNE. Il y a des fluctuations mineures et subtiles variations dans tous les intervalles.

La figure- IV.9 montrant que tous les Grès bedded angle élevé (dips >  $15^{\circ}$ ), supposés être des cross-bedding. Cross-bedding est généralement un indicateur de la direction du paléocourants. L'ensemble de données pour l'intervalle entier montre quatre groupes distincts (A,B,C,et D) définis dans la figure suivante. Remarque les pendages affichés sur l'histogramme rose et les stéréonets sur cette figure, les pendages affichés sur la piste vectorielle n'ont pas été tournés.

Surtout l'intervalle, la direction du paléo-courant a fluctué de NNE à la partie inférieure à NW au-dessus puis à la partie supérieure à nouveau à NNE avec une phase de transition entre l'endroit où la direction du paléo-courant était vers le N. Ceci est résumé dans le tableau IV.7

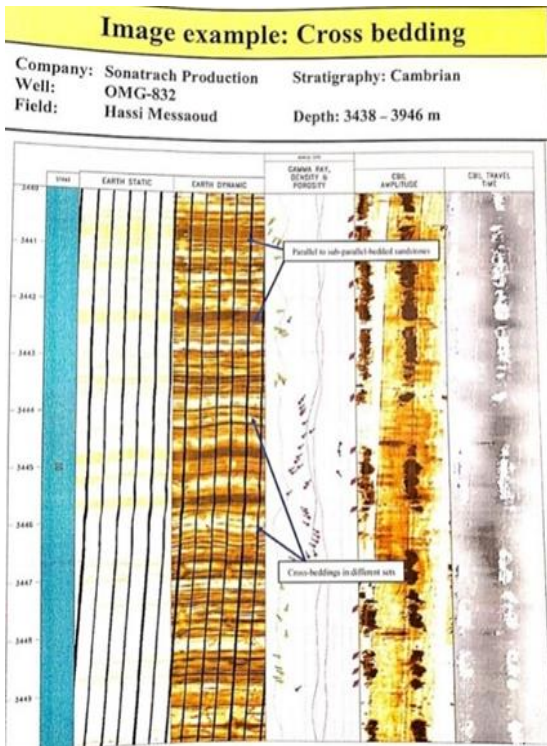


Figure IV. 8: Litage entrecroisé en auge

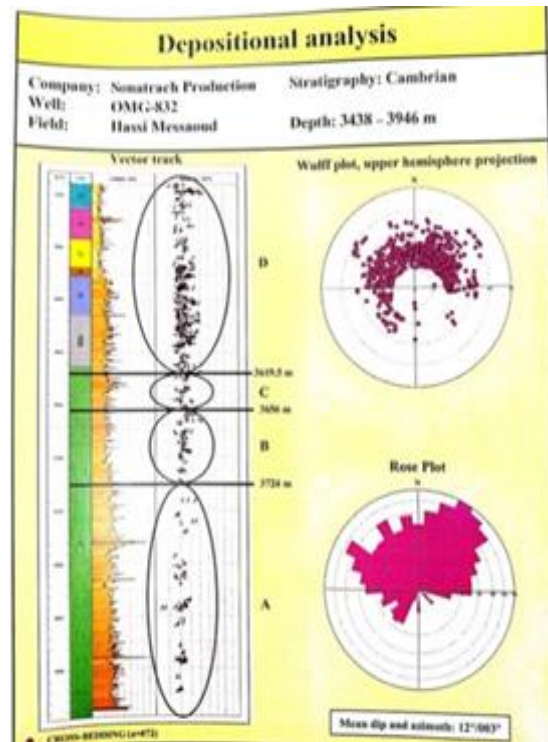


Figure IV. 9: Projection stéréographique

Tableau IV. 7: Dip Dépositionnelle

| Zone | Gamme de profondeur (MD) | de (m) | Dip moyen (Dip/Azim) | Commentaire   |
|------|--------------------------|--------|----------------------|---|
| D    | 3438-3619.5M             |        | 12°/014°<br>(n=534°) | Grande confiance. Angle de pendage globale supérieur à 10° avec tendances azimuthales vers le NNE avec fluctuations mineures.     |
| C    | 3619.5-3656m             |        | 16°/359°<br>(n=76)   | Grande confiance. Angle de pendage globale supérieur à 10° avec une tendance azimuthale vers le N avec des fluctuations mineures. |
| B    | 3656-3724m               |        | 16°/329°<br>(n=130)  | Grande confiance. Angle de pendage globale supérieur à 10° avec tendances azimuthales vers le NO avec fluctuations mineures.      |
| A    | 3724-3946m               |        | 9°/012°<br>(n=128)   | Grande confiance. Angle de pendage globale proche de 10° avec azimuth tendances au NNE avec des fluctuations mineures.            |

## B. Analyse des fractures et des failles

### B.1. Les fractures :

Un petit nombre de fracture (n=44) a été identifié dans le puits OMG-832, sur la base à la fois des images EI et CBIL. Plus de la moitié des fractures identifiées apparaissent continues autour de la paroi du forage, indiquant que leur étendue latérale est au moins celle du diamètre du forage (6 pouces). D'autres fractures apparaissent discontinues indiquant une étendue latérale plus limitée. Le tableau montre tous les types des fractures reconnues dans l'intervalle imagé. Comme c'est généralement le cas dans le champ Hassi Messaoud. La plupart des fractures semblent hautement conductrices sur l'imageur EARTH et sont presque invisibles sur le CBIL. On pense qu'elles sont scellées avec un matériau conducteur, tel que de l'argile ou de la pyrite. Certaines fractures de faible amplitude (sombre) apparaissent clairement sur le CBIL. On pense qu'elles sont partiellement ouvertes.

Tableau IV. 8: Liste de types de fractures identifiées dans HEA-1

|  | Imageur EARTH/CBIL |
|--|--------------------|
| Fractures potentiellement ouvertes =25 | RESFR=9            |
|  | LAF CON= 1         |
|  | LAF DISCON =15     |
| Fractures potentiellement fermées=19   | CONFR=15           |
|  | HAF CON=2          |
|  | HAF DISCON =2      |

La distribution des types de fracture dans l'OMG-832 est illustré dans figure IV.10 et IV.11 diagrammes de densité de fracture (figures IV-10) il est évident que les fractures sont rares dans l'intervalle également la concentration principale de fractures semble être au-dessus de 3650m. Les fractures, de manière variable continue à discontinue, sont pour la plupart des fractures potentiellement ouvertes (n=25) par rapport aux fractures potentiellement fermées (n=19), les fractures qui apparaissent résistives dans l'image EI et ont une faible amplitude sont plus susceptibles d'être des fractures ouvertes. Cependant, ils peuvent être remplis de ciment avec des matériaux qui peuvent donner un aspect résistif dans l'image EI (rempli de quartz) ou de faible amplitude (rempli d'argile) dans les images CBIL. Inversement fractures d'apparence sombre sur les images EI et de forte amplitude en CBIL. On pense que les images sont plus vraies semblablement des fractures fermées.

Les histogrammes en rose de toute la distribution des impacts de fracture montrent un tableau cohérent de la tendance des impacts NE-SW (figure IV.10). Cependant, les fractures fermées ont une large distribution avec une direction N-S dominante. Les azimuts de pendage du plan



de fracture pour les fractures ouvertes tracées sur une projection stéréographique et superposées à un tracé de contour (figure IV.11) indiquent un amas majeur avec un pendage moyen de 68°/137 (vers le SE) et un amas subordonné avec un pendage moyen de 76°/099 (à l'ESE).

Les stéréogrammes et tracés de rose de la Figure- IV.10 montre l'orientation de toutes les fractures dans l'OMG-832. A partir des graphiques de densité de fracture, l'intervalle entier présente une concentration significativement faible de fractures. Parmi ces fractures potentiellement ouvertes sont légèrement plus abondantes par rapport aux fractures potentiellement fermés. Dans l'ensemble, les fractures montrent une collision NE-SW, Ceci est prédominant dans les fractures ouvertes alors que les fractures fermées ont une orientation dispersée avec une tendance de la direction principalement vers N-S. La densité de fracture est plus élevée au-dessus de 3650m.

La figure IV.11 montre la projection stéréographique de tous les types de fractures identifiés sur les logs d'images. Le tracé de contour résultant pour les fractures fermés montre une large gamme de azimuts de plan de fracture. Les fractures potentiellement ouvertes montrent 2 grappes importantes (cercle rouge et verte) la direction principale d'est définie (rouge), avec une direction subordonnée de 76°/099° (verte). On pense que la plupart de ces fractures sont naturelles. Aucune fracture de traction non équivoque (induite par forage) n'a été identifiée.

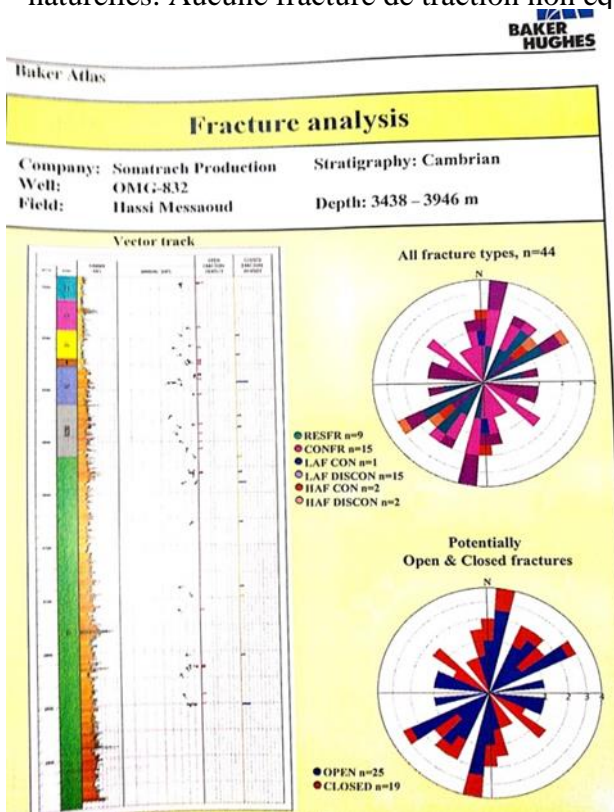


Figure IV. 10: Histogrammes en rose

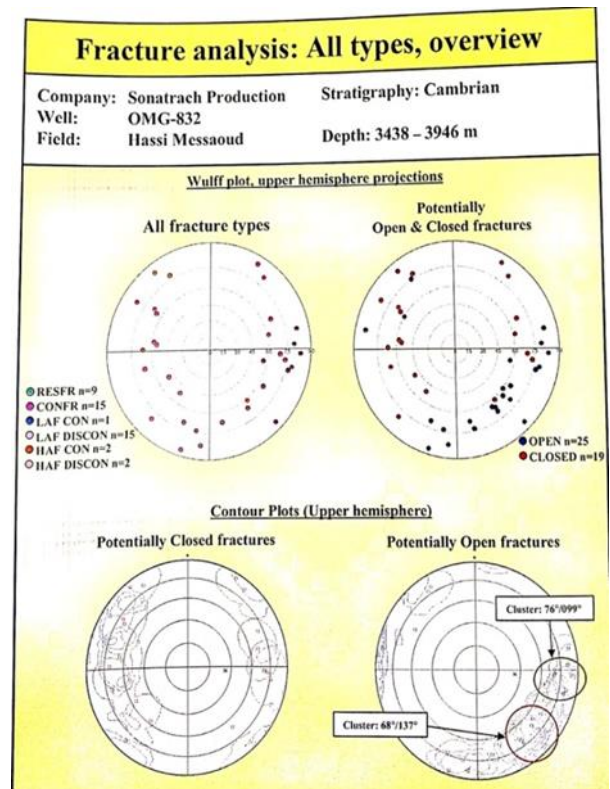


Figure IV. 11: Projection stéréographique

**B.2. Failles**

Des changements subtils dans pendage structurelles sont l'indication la plus forte de la présence de failles, Dans le puits OMG-832, aucune faille n'a été identifié car les caractéristiques suivantes requises pour l'identification des défauts n'ont pas été observées : ruptures majeures de la stratigraphie, rotation locale de bedding, zones intensément fracturées ou bréchifiées.

**C. In-Situ Stress**

Dans le puits OMG-832, une rupture de forage est présente dans toute la section exploitée et est indépendante de la lithologie. La cassure se produit sous la forme de caractéristiques linéaires discontinues appariées, espacées de 180° et placées parallèlement à l'axe du trou de forage. Sur les images EI, la cassure apparaît brillante (remplie de boue de forage résistive à base de pétrole), et se distingue assez bien sur les images d'amplitude CBIL apparaissant sombres (faible amplitude). L'emplacement de la rupture sur la paroi du trou de forage est à peu près NE-SW tout au long de l'intervalle imagée, avec seulement des variations très mineurs (figures IV.12 et IV.13), indiquant que la contrainte horizontale maximale est orientée NW-SE dans la direction 122-302 (figure IV.12). Aucune fracture de traction non équivoque (induite par forage) n'a été identifiée.

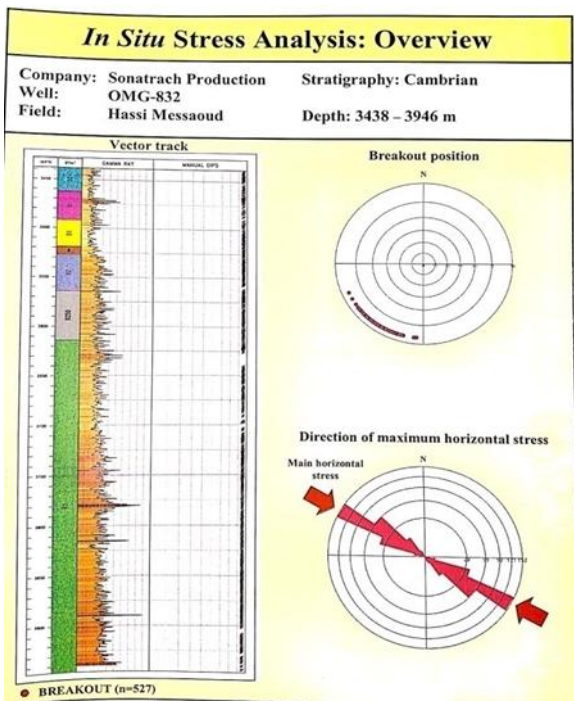


Figure IV. 13: Le graphique en rose ci-dessus montre les ruptures réelles et la direction déduite de la contrainte horizontale maximale (flèche rouge).

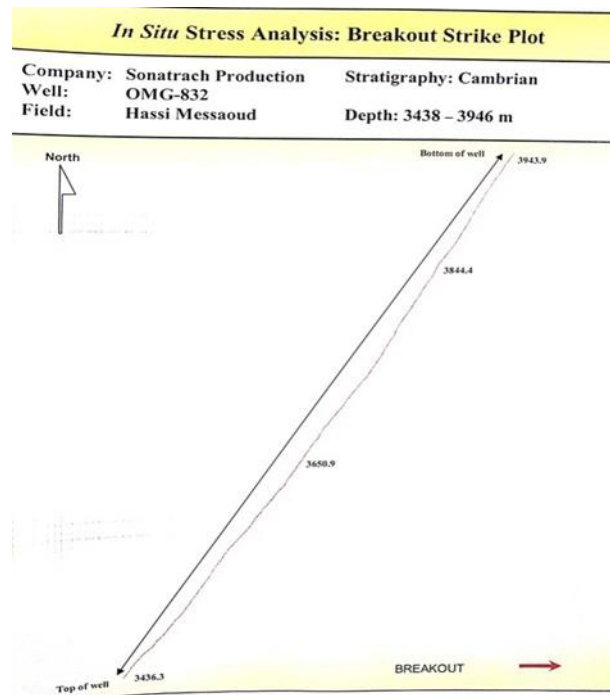


Figure IV. 12: Diagramme de Breakout, l'ensemble de données montre une direction spécifique de NE-SW avec seulement fluctuations mineurs.

#### D. Interprétation d'imagerie du puits OMG-832

Les principales conclusions de cette étude sont présentées sur la figure IV.14. Il s'agit de :

- ❖ La qualité des images EARTH imager et CBIL est généralement très bonne. L'analyse structurale et sédimentaire était de confiance élevée en raison d'un jeu de données assez volumineux, La caractérisation de la fracture est de confiance élevée et est basé à la fois sur les observations EARTH Imager et CBIL.
- ❖ Le pendage structurelle globale est faible, avec une orientation azimutale moyenne vers le NW ( $5^{\circ}/334^{\circ}$ ). L'intervalle représente une seule zone structurelle.
- ❖ La stratification commune dans les grès montre une large gamme d'azimuts de pendage, mais avec un dip/azimut moyen de  $120/003^{\circ}$ . Quatre groupes de pendage distincts sont observés avec des fluctuations mineures entre les deux. Surtout l'intervalle, la direction du paléocourant a fluctué de NNE à la partie inférieure à NW au-dessus puis à la partie supérieure à nouveau à NNE avec une phase de transition entre l'endroit où la direction du paléocourant était vers le N.
- ❖ Les fractures, continues et discontinues, sont rares dans l'intervalle étudié, bien que la densité des fractures soit maximum à 3650m. Les fractures résistives et de faible amplitude, qui sont supposés être des fractures potentiellement ouvertes, sont plus dominantes que les fractures potentiellement fermées déduites des fractures conductrices et de haute amplitude. Dans l'ensemble, les fractures montrent une collision NE-SW, ceci est prédominant dans les fractures ouvertes alors que les fractures fermées ont une orientation dispersée avec une tendance de la direction principalement vers N-S. Les fractures ouvertes montrent deux amas importants, la direction principale de  $68^{\circ}/137^{\circ}$  avec une direction subordonnée de  $69^{\circ}/099^{\circ}$ . On pense que la plupart de ces fractures sont naturelles. Aucune fracture de traction non équivoque (induite par forage) n'a été identifiée.
- ❖ Aucune faille n'a été identifiée.
- ❖ La rupture de forage se produit tout au long de l'intervalle enregistré. L'orientation de l'arrachement est approximativement NE-SW avec la contrainte horizontale maximale déduite comme étant dans la direction  $122-302^{\circ}$ .



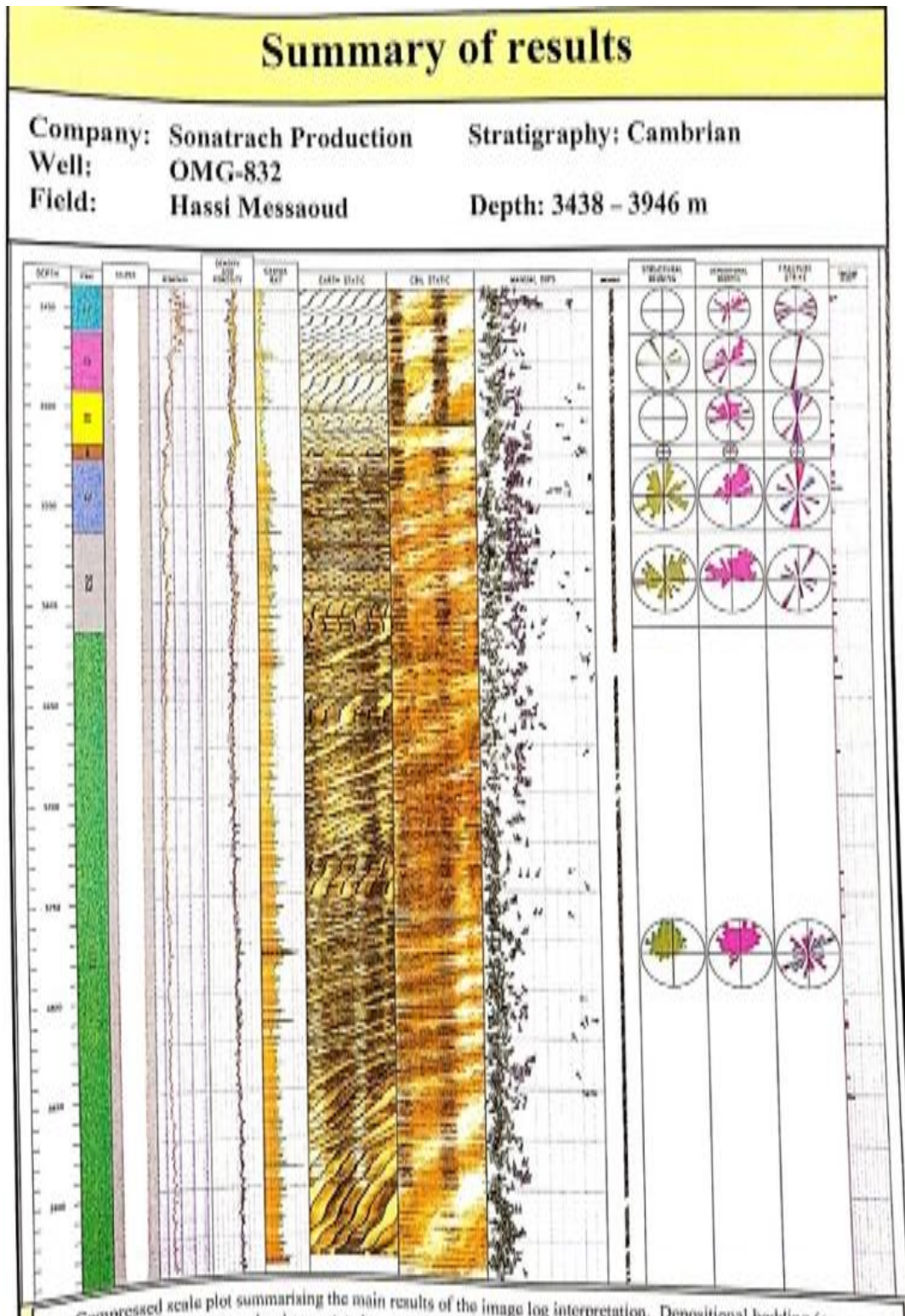


Figure IV. 14: Résumé des résultats



**IV.4. Discussion et interprétation des résultats**

La discussion des résultats obtenus à partir des puits OMG-503 et OMG-832 sera accompagnée par ceux des autres puits du secteur étudié. Ces derniers concernent les puits OMGZ801, OMG812 et OMG601 et sont présentés sur le tableau suivant :

Tableau IV. 9: des résultats des autres puits du même secteur [13]

|                 | <b>L'objet géologique</b> | <b>Le nombre des pendages</b>  | <b>Mean orientation (Dip &amp; Azimuth)</b> |  |
|-----------------|---------------------------|--|---|--|
| <b>OMGZ-801</b> | Structural analysis       | 73 low sand bedding  | 6.8/247.4° (SW)                             |  |
|                 | Palaeocurrent analysis    | 231 cross bedding dips   | 25.4/295° (NW)                              |  |
|                 | Fracture analysis         | 57 naturel fractures : - 35 lowacoustic amplitude fractures<br>- 22 resistive fracture |   |  |
| <b>OMG 812</b>  | Structural analysis       | 728 Dips   | 2.5/16.1° (NNE)                             |  |
|                 | Palaeocurrent analysis    | 354 cross bedding dips   | 18.4/339.8° (NNW)                           |  |
|                 | In-situ stress analysis   | 38 Borehole Breakouts occurrence   |   |  |
|                 | Fracture analysis         | 31 lowacoustic amplitude fracture  |   |  |
| <b>OMG-601</b>  | Structural analysis       | 170 Dips lowsand bedding   | 2.9/68.4°(ENE)                              |  |
|                 | Palaeocurrent analysis    | 306 Dips   | 23.3/313.9°(NW)                             |  |
|                 | In-Situ Stress analysis   | 23 Borehole Breakouts occurrence   |   |  |
|                 | Fracture analysis         | 06 lowacoustic amplitude fractures   |   |  |

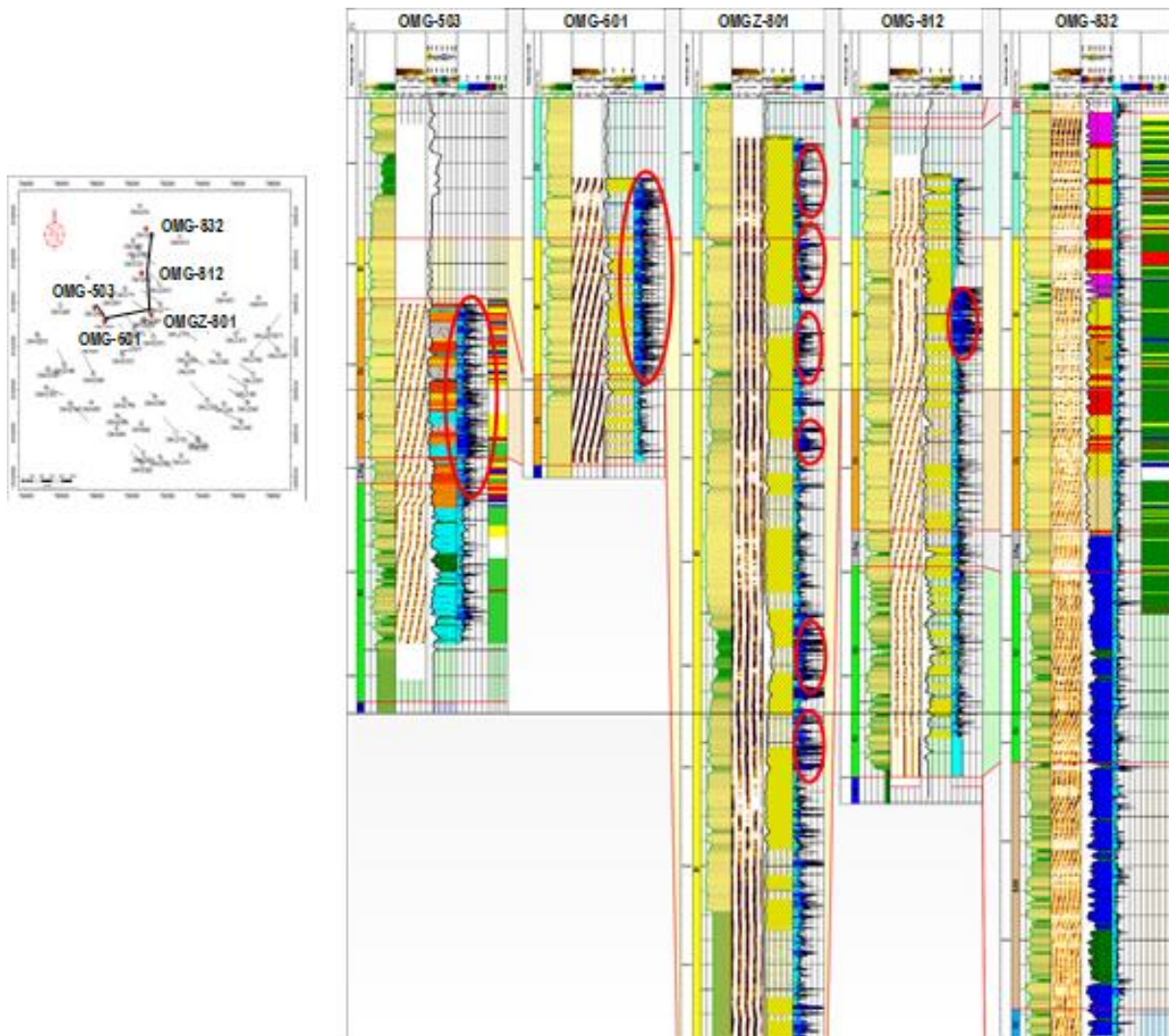


Figure IV. 15: Synthèse des résultats des autres puits du même secteur

L'analyse de pendage structurale a été réalisée dans les cinq (05) puits en utilisant les pendages sédimentaires correspondant principalement au silt et granoclassement de sable à faible angle à lithologies déposés dans un environnement de faible énergie, car il est supposé que ces pendages étaient subhorizontaux immédiatement après le dépôt, par conséquent, maintenant tenir compte de l'inclinaison tectonique. Cependant, les pendages anormaux ont été exclus dès le début de la procédure, y compris affaissées / déformées le pendage des couches locales qui ne reflètent pas le basculement tectonique régionale.

Sur la base du pendage du vecteur parcelles pour les cinq (05) puits, des directions différentes ont été observées avec une direction N comme la direction cohérente, en plus d'autres directions à ENE et SW ont également été observés qui reflètent d'autres considérations tectoniques. Les détails de l'analyse structurale de pendage sont résumés par puits dans la Figure (IV.16) :ci-dessous, En outre une distribution du pendage structurel Figure (IV.17).

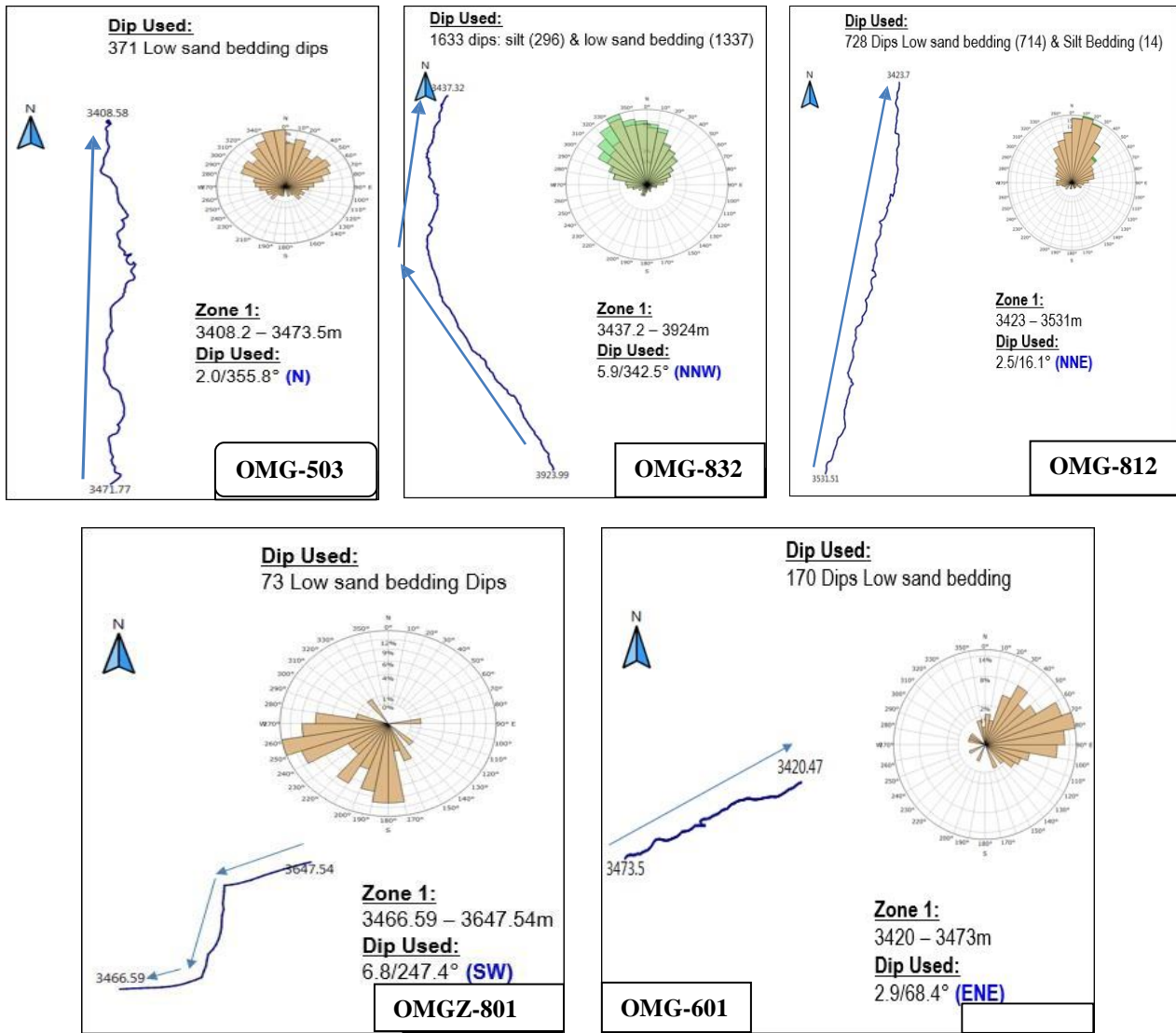


Figure IV. 16: Les résultats de pendages structuraux par puits

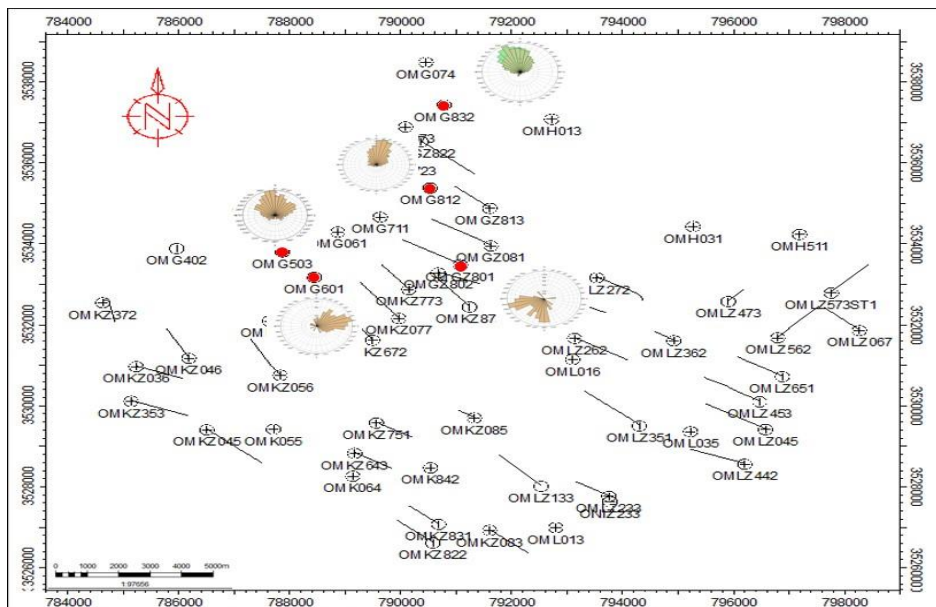


Figure IV. 17: Les résultats de la répartition de pendages structuraux

## IV.5. Les résultats d'analyse de l'imagerie

### IV.5.1. Analyse de paléo courants

La stratification entrecroisée a été identifiée manuellement et orientée dans unités de Grès. Interprétation des paléo courants de la stratification entrecroisée dépend dans une large mesure sur le type de corps de sable par exemple l'avant-plage, canal, etc. Sur la base de profils de log des intervalles étudiés, en particulier pour les sables, combiné avec la description des faciès et des caractéristiques de la stratification entrecroisée (type, style et orientations), une brève interprétation de dépôt a été réalisée, permettant une interprétation plus précise des paléo courants.

L'angle supérieur (généralement, mais pas exclusivement 15-25° grandeur) discret ensembles des strates obliques sont interprétés comme des visages d'avalanche et sont le résultat de flux de courant à grande vitesse, fournissant une mesure précise de paléo courant lorsque cette forme de la strate notamment a été déposé. La bipolarité de azimuts de la stratification entrecroisé est une indication des courants de marée et / ou, éventuellement un creux d'une stratification entrecroisé. Plus irréguliers des couches croisées avec des pendages d'angles et des azimuts variables peuvent aussi être interprétés comme creux des couches croisées et sont le produit de linguoid d'une forme des couche développés sous flux de courant mais, fournir une indication plus dispersée du sens d'écoulement, même dans le sens d'écoulement uniforme.

Les orientations des plus faibles chutes de sable d'angle (généralement, mais pas exclusivement inférieur à 15 degrés de magnitude), pourraient également fournir une indication de direction d'accrétion pour canal barres de bord (Point- ou latérales-barres) et, par conséquent, également indiquer l'emplacement de l'axe du canal. Dans la pratique, il a été reconnu que les trempettes de sable d'angle inférieur sont très dispersées et fournissent peu d'indications fiables de direction d'accrétion.

Basé sur l'analyse de paléocourant des parcelles vectorielles de pendage pour les cinq (05) puits ; presque une NW cohérente de direction a été vue. Les détails de pendage de paléocourant sont résumés par puits dans la figure IV.18 ci-dessous. En outre, les résultats de la répartition des paléo courants dans la figure IV.19.



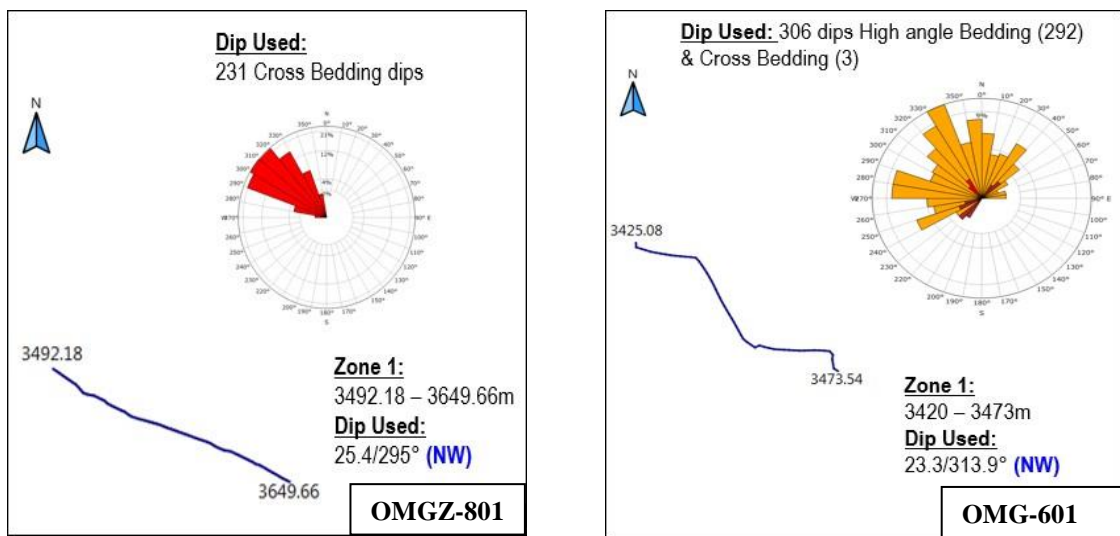
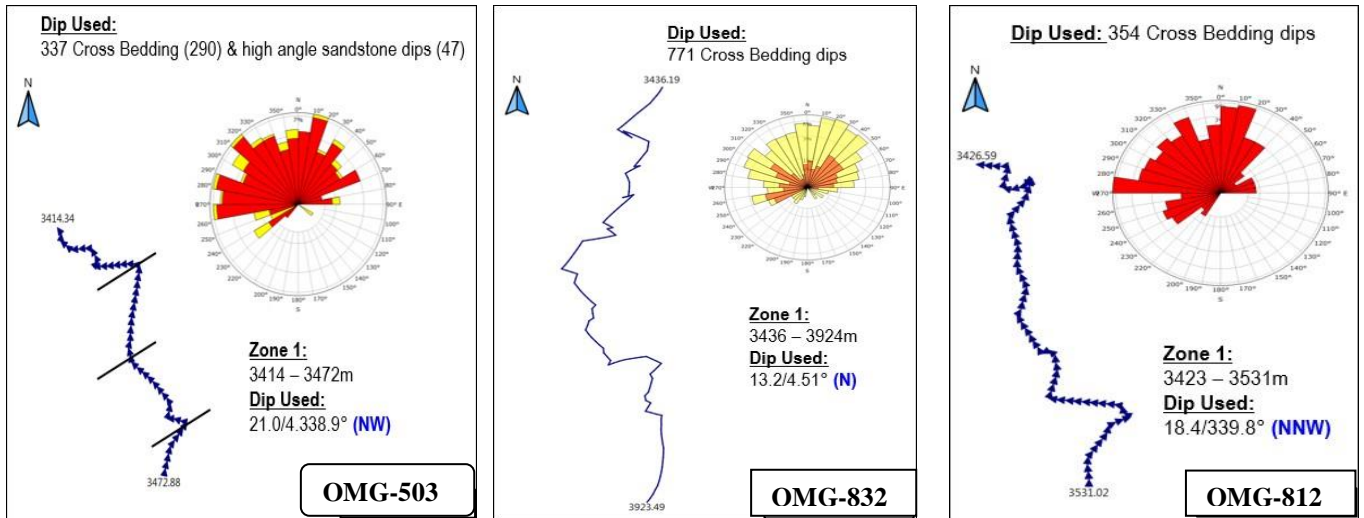


Figure IV. 18: Les résultats de paléocourants par puits

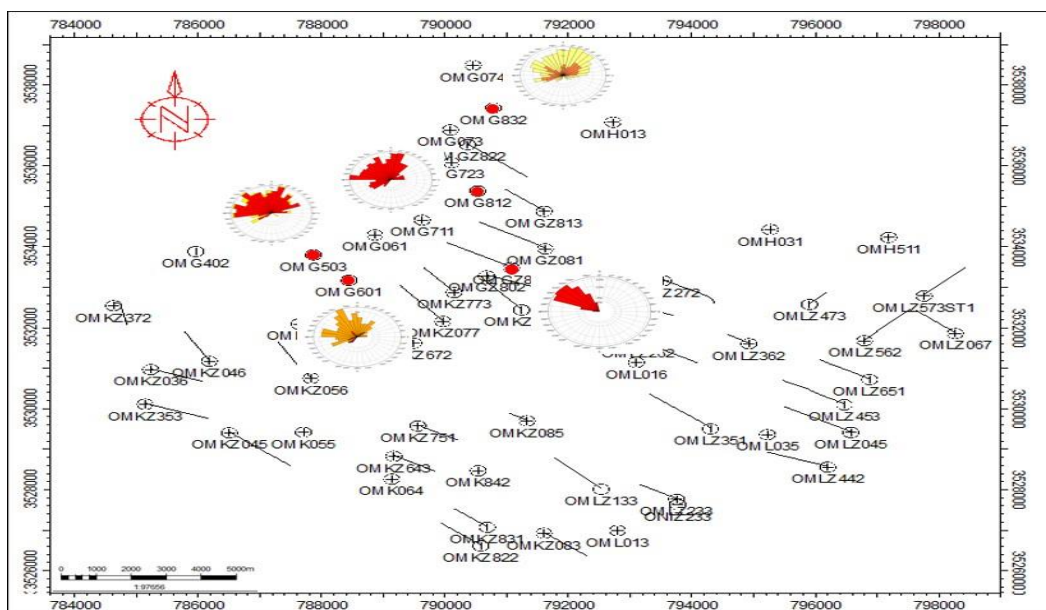


Figure IV. 19: Les résultats de la répartition des paléocourants

IV.5.2. In-Situ Analyse des contraintes

L'ovalisation des trous de forage sont développées à travers les formations enregistrées dans les quatre (04) puits verticaux. Dans certaines régions, ils réduisent la confiance de l'analyse en masquant certaines caractéristiques géologiques. Ces ovalisations des trous de forage apparaissent comme deux larges traces sombres subverticales situées de 180° sur UBI / CBIL images ultra-sonique.

Dans les puits verticaux l'orientation de L'ovalisation des trous de forage est NE-SW (N030-N210). Figure (IV.20&IV.21).

Dans le cas des puits verticaux, la direction de la dérivation du trou de forage donne l'indication de la direction de la contrainte horizontale minimale in situ ( $\sigma_{h_{min}}$ ). Par conséquent, la direction du contrainte horizontale minimale est de NE-SO ; Ainsi, la direction de la contrainte horizontale maximale in situ ( $\sigma_{H_{max}}$ ) d'une orientation est supposée être NW-SE.

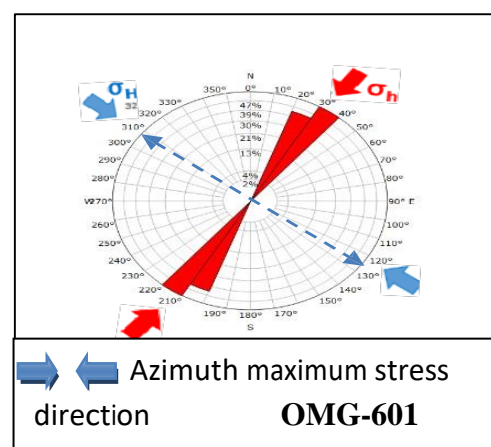
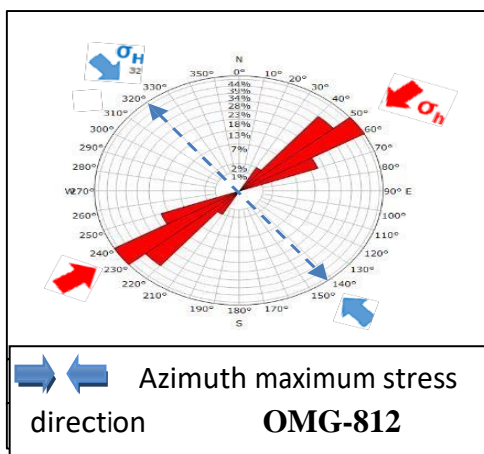
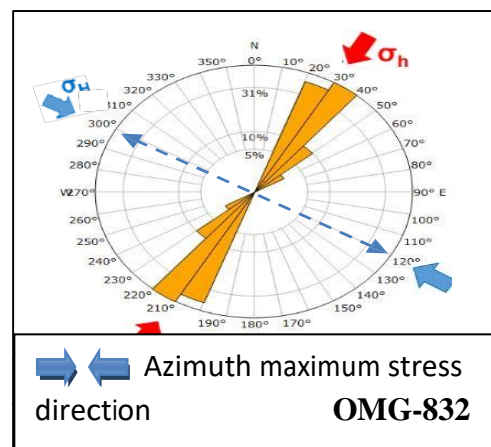
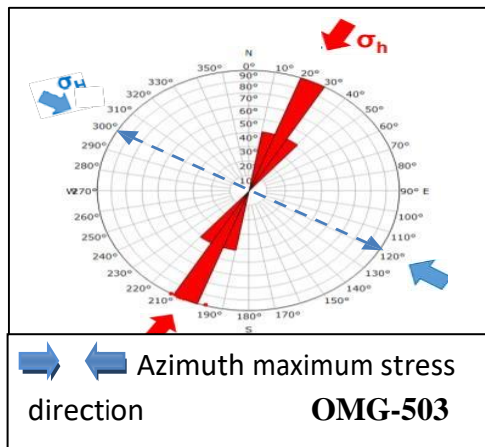


Figure IV. 20: Borehole breakouts orientation.

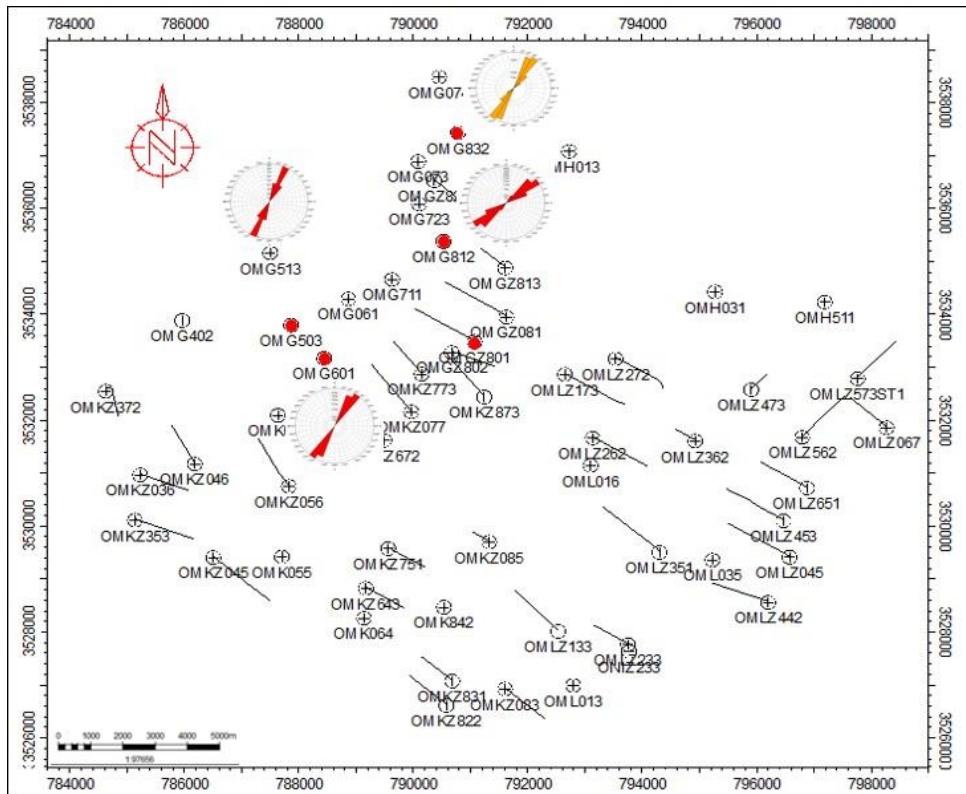


Figure IV. 21 : Position Des Contraintes In-Situ

**IV.5.3. Analyse des Fractures**

Les fractures sont des caractéristiques planes sans déplacement apparent à travers leurs plans. En général, ils ont un angle de pendage abrupt (incliné) dans les régimes de tension et de torsion. Dans les régimes de compression, ils ont généralement un angle d'inclinaison faible.

Des fractures peuvent être ouvertes et rempli de boue à base d'huile résistive ou serré (fermé) et rempli de minéraux tels que les argiles, la pyrite, etc.

Sur l'image d'amplitude acoustique la sinusoïde sombre (de faible amplitude acoustique) indique une fracture ouverte remplie d'argile et le couleur claire / blanchâtre (amplitude acoustique élevée) indique une fracture cimentée de minéraux. Dans le temps de propagation l'image des fractures ouvertes sont sombres.

On notera que les fractures à faibles amplitude acoustique (LAAF) sont considérées comme des fractures probablement ouvertes ; et les fractures d'amplitudes acoustiques élevées sont les fractures fermées.

Les fractures naturelles sont interprétées dans la section étudiée dans les cinq (05) puits et résumées comme suit : (FigureIV.22 &IV.23).



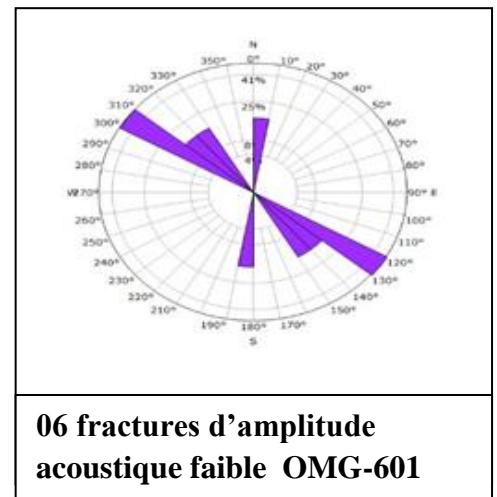
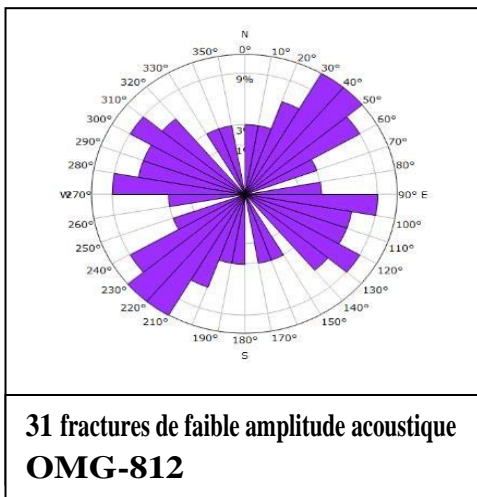
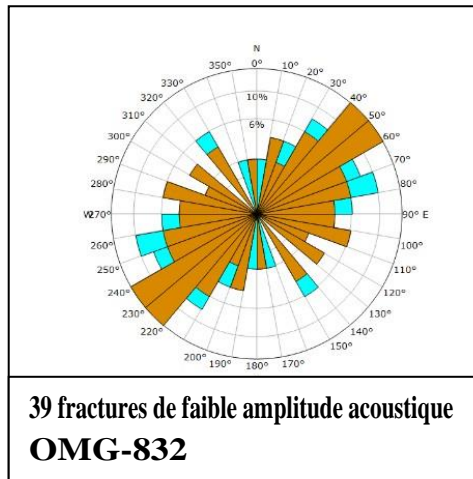
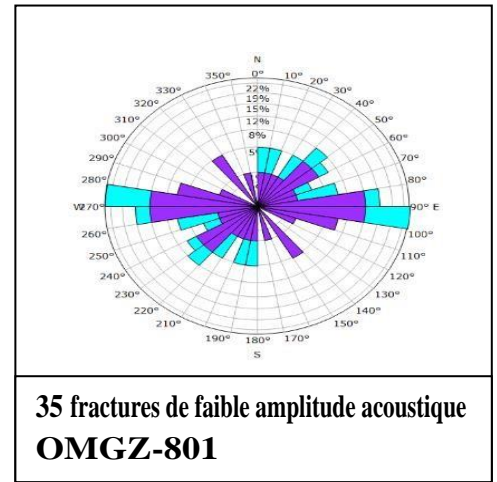
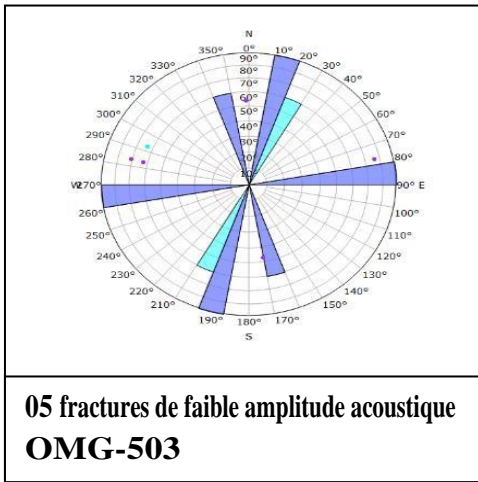


Figure IV. 22: Statistiques des fractures naturelles

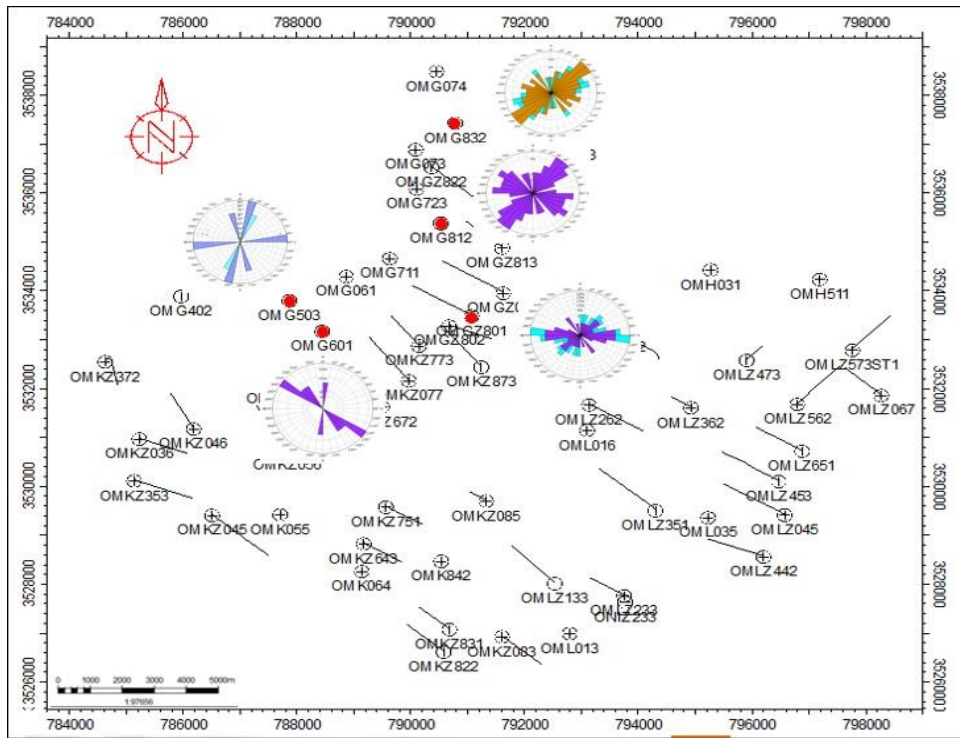


Figure IV. 23: La répartition des fractures naturelles

**IV.6. Caractéristiques du réservoir des différents puits étudié :**

- 1- Pour le puits OMG601, les carottes montrent qu'il est un bon puits. Toute la partie indiquée sa montre un bon réservoir.
- 2- Pour L'OMG503 montre aussi un très bon réservoir comme elle est indiquée.
- 3- Concernant le puits horizontales OMGZ801 ; on a les petits morceaux indiqués sur la coupe de bon réservoir.
- 4- Pour L'OMG812 on a un petit paquet qui est indiquée de bon réservoir.
- 5- Pour L'OMG832 : le faciès productif n'existe pas dans ce puits-là, parce que leur épaisseur est petite, avec l'échelle il est complètement disparu.

**IV.7. Conclusion**

L'analyse sédimentologique et structurale de carottes a montré que le réservoir présente deux séquences, basale et sommitale. La séquence basale est constituée principalement par des grès avec stratification modérée à obliques, fortement cimentés par le ciment ferrugineux. La séquence sommitale est composée de grès qui montrent des stratifications principalement obliques, mal classés, mal cimentés et traversés par des fissures subhorizontales et subverticales remplies, ce qui a permis de conserver les bonnes propriétés pétrophysiques. Les deux séquences correspondent à un dépôt fluvial.

Les observations sur carotte nous ont permis de définir les faciès producteur qui correspondent généralement à des dépôts mal classés, préservés de l'effet de la diagénèse contrairement à d'autres faciès qui sont plus ou moins bien classés et subissent la détérioration des caractéristiques réservoirs.

Les résultats de l'analyse des data sets des loggings d'imagerie OBMI, UBI, CBIL, et EI peuvent être résumés comme suit :

1. Sur le plan sédimentologique :

Il est établi que le pendage stratigraphique, dans l'analyse des loggings de l'imagerie, correspond à celui des laminations d'argile et/ou des silts. Les différentes structures sédimentaires identifiées par notre analyse sont les stratifications des grès qui peuvent être entrecroisées en auge de type fluvial en tresse ; obliques de type anastomosé ; et subhorizontales de type méandrique. Cette interprétation est confirmée par les paléocourants obtenus, les diagrammes de roses ont identifié une direction presque NW et elle varie dans le temps.

Le pendage structural des bassins sahariens est connu par sa direction Sud Nord et de 8° d'inclinaison. Ce qui conforme aux résultats obtenus par notre analyse des pendages.

2. Sur le plan structural :

Une faille proche du puits OMG-503 a été détectée par la sinusoïde de faible amplitude, et la rotation du pendage de l'ensemble des structures.

Les fractures déterminées montrent une direction dominante NE-SW qui correspondrait très probablement à la phase hercynienne de direction perpendiculaire N120°.

L'orientation des Breakouts détectés sont de direction NE-SW et indique la direction horizontale des contraintes locales minimales. La direction perpendiculaire NW-SE est la direction des contraintes maximales.

Dans l'optique de proposer un puits en short radius pour le développement de la zone USN-HMD, il est recommandé d'orienter le drain horizontal dans la direction de fractures.

En conclusion, les résultats des carottes et de l'imagerie sont complémentaires et identiques dans les zones de recoupement.

## **Conclusion Générale**

**CONCLUSION GENERALE**

L'analyse sédimentologique et structurale de carottes a montré que le réservoir présente deux séquences, basale et sommitale. La séquence basale est constituée principalement par des grès avec stratification modérée à obliques, fortement cimentés par le ciment ferrugineux. La séquence sommitale est composée de grès qui montrent des stratifications principalement obliques, mal classés, mal cimentés et traversés par des fissures subhorizontales et subverticales remplies, ce qui a permis de conserver les bonnes propriétés pétrophysiques. Les deux séquences correspondent à un dépôt fluvial.

Les résultats de l'analyse des data sets des logging d'imagerie OBMI, UBI, CBIL, et EI peuvent être résumés comme suit :

1. Sur le plan sédimentologique :

Il est établi que le pendage stratigraphique, dans l'analyse des logging de l'imagerie, correspond à celui des laminations d'argile et/ou des silts. Les différentes structures sédimentaires identifiées par notre analyse sont les stratifications des grès qui peuvent être entrecroisées en auge de type fluvial en tresse ; obliques de type anastomosé ; et subhorizontales de type méandrique. Cette interprétation est confirmée par les paléocourants obtenus, les diagrammes de roses ont identifié une direction presque NW et il varie dans le temps.

Le pendage structural des bassins sahariens est connu par sa direction Sud Nord et de 8° d'inclinaison. Ce qui conforme aux résultats obtenus par notre analyse des pendages.

2. Sur le plan structural :

Une faille proche du puits OMG-503 a été détectée par la sinusoïde de faible amplitude, et la rotation du pendage de l'ensemble des structures.

Les fractures déterminées montrent une direction dominante NE-SW qui correspondrait très probablement à la phase hercynienne de direction perpendiculaire N120°.

L'orientation des Breakouts détectés sont de direction NE-SW et indique la direction horizontale des contraintes locales minimales. La direction perpendiculaire NW-SE est la direction des contraintes maximales.

## *Conclusion Générale*

---

Dans l'optique de proposer un puits en short radius pour le développement de la zone USN-HMD, il est recommandé d'orienter le drain horizontal dans la direction de fractures.

En conclusion, les résultats des carottes et de l'imagerie sont complémentaires et identiques dans les zones de recouvrement.

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] Document Sonatrach, 2005
- [2] in LEKHOUA A et REKABI E.2012
- [3] Document sonatrach.2008
- [4] BEICIP FRANLAB 2006
- [5] in TELLAB. H et ZITOUN. H. 2013
- [6] Sonatrach/DP, 2002
- [7] MASSA ,1971
- [8] A.PERRODON.1985
- [9] in LOUIFI F. 2006
- [10] Beicip/ franlad 1995
- [11] in LHLOUH. I. 2009
- [12] Rapport interne sonatrach.2010
- [13] Document Sonatrach
- [14] Serra, 1989 & 2000
- [15] In Benachour. H et Sedrati. N. (2014)
- [16] In AMOR. S et BENALIA. M. 2013
- [17] In AMARI. G. 2013
- [18] Intro imagerie Sonatrach- DP-HMD
- [19] FSI-SLB-2015
- [20] Document Sonatrach/EP, 2014
- [21] Document Sonatrach/EP, 2008
- [22] Archive Sonatrach/EP, Document Schlumberger, 2014
- [23] Archive Sonatrach/EP, Document Baker Hughes, 2008