

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

Saad Abdelkader

Chabira Yasser

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Efficacité de diaggraphie d'imagerie dans la caractérisation
d'un réservoir compact (Ordovicien unité IV)
Bassin de Sbâa– Périmètre Belrhazi-Bloc 354b**

Devant le jury :

ZELLOUF. K

MC-B

UMBB

Président

KECIR. A

MA-A

UMBB

Examinatrice

YAHIAOUI. L

MA-B

UMBB

Promotrice

DERRIDJ.A

MC-B

UMBB

Examinatrice

Année Universitaire : 2018/2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option :Géologie Pétrolière

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :**

MASTER

Thème

**Efficacité de diagraphie d'imagerie dans la caractérisation
d'un réservoir compact (Ordovicien unité IV)
Bassin de Sbâa– Périmètre Belrhazi-Bloc 354b**

Présenté par :
Saad Abdelkader
Chabira Yasser

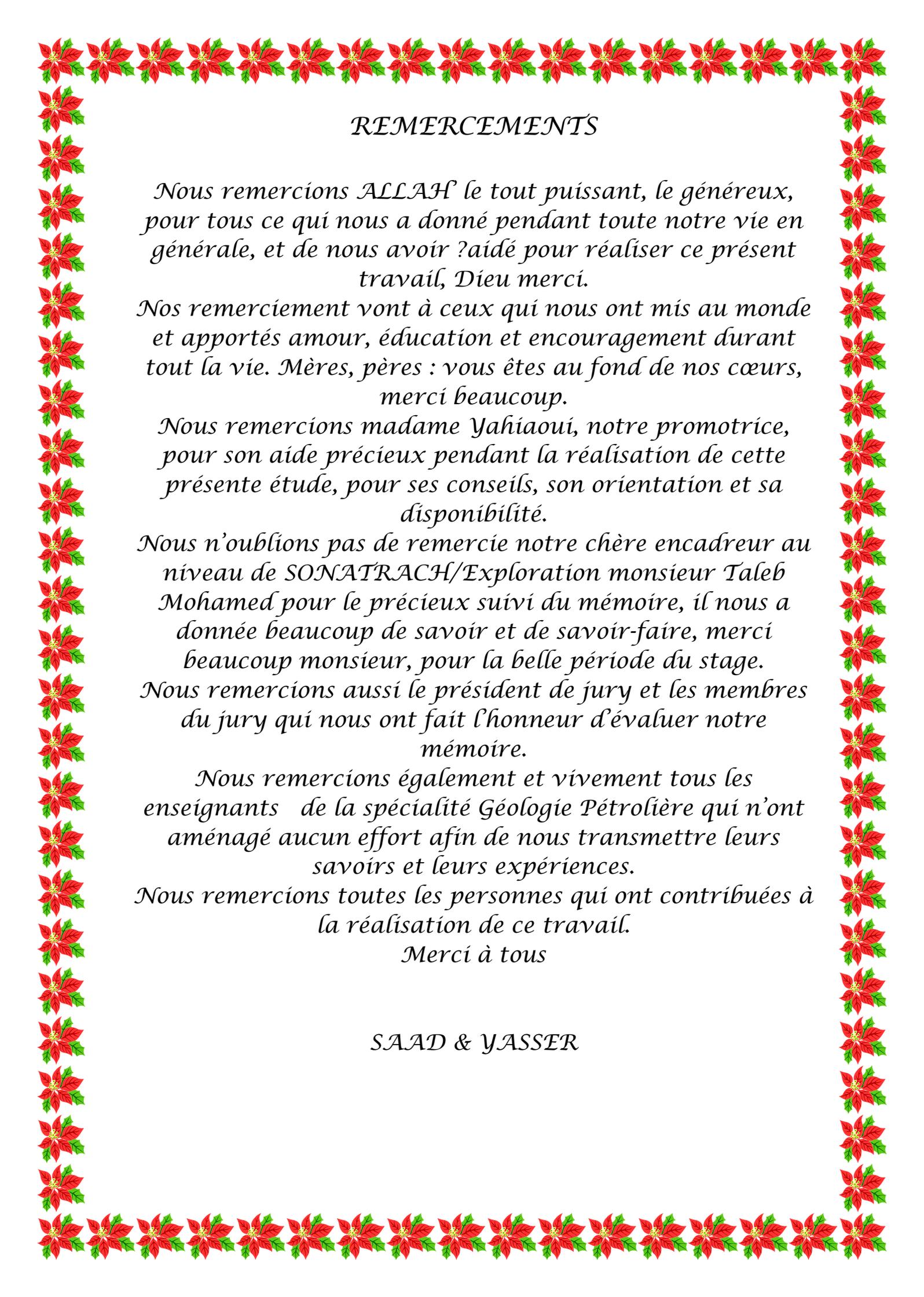
Avis favorable de l'encadreur :

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom

Signature

Cachet et signature



REMERCEMENTS

Nous remercions ALLAH le tout puissant, le généreux, pour tous ce qui nous a donné pendant toute notre vie en générale, et de nous avoir aidé pour réaliser ce présent travail, Dieu merci.

Nos remerciement vont à ceux qui nous ont mis au monde et apportés amour, éducation et encouragement durant tout la vie. Mères, pères : vous êtes au fond de nos cœurs, merci beaucoup.

Nous remercions madame Yahiaoui, notre promotrice, pour son aide précieux pendant la réalisation de cette présente étude, pour ses conseils, son orientation et sa disponibilité.

Nous n'oublions pas de remercier notre chère encadreur au niveau de SONATRACH/Exploration monsieur Taleb Mohamed pour le précieux suivi du mémoire, il nous a donnée beaucoup de savoir et de savoir-faire, merci beaucoup monsieur, pour la belle période du stage. Nous remercions aussi le président de jury et les membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'évaluer notre mémoire.

Nous remercions également et vivement tous les enseignants de la spécialité Géologie Pétrolière qui n'ont aménagé aucun effort afin de nous transmettre leurs savoirs et leurs expériences.

Nous remercions toutes les personnes qui ont contribuées à la réalisation de ce travail.

Merci à tous

SAAD & YASSER



Dédicace

Parce qu'il y a tant de choses plus faciles à écrire qu'à dire, je dédie ce projet aux deux êtres les plus chères au monde, ceux dont la fortune du monde ne saurait remplacer, ceux à qui je dois beaucoup :

A celle qui ma bercée des nuits, celle qui n'a vécu que pour me voir un jour réussir : ma très chère mère.

A celui qui a puisé sa vie et sa jeunesse et qui n'a jamais su dire non pour subvenir à mes besoins : mon très cher père.

A mes frères : ALLA, Nour eldine

*A mes très chères soeurs : HAYAT, NADA, BOUCHRA,
ISRAA*

A mon encadreur madame L.YAHIAOUI.

Et mon encadreur monsieur M.TALEB

A mon binôme CHABIRA YASSER.

A mes meilleurs amis : Ayoub, Ayache, Brahim, Anouar,

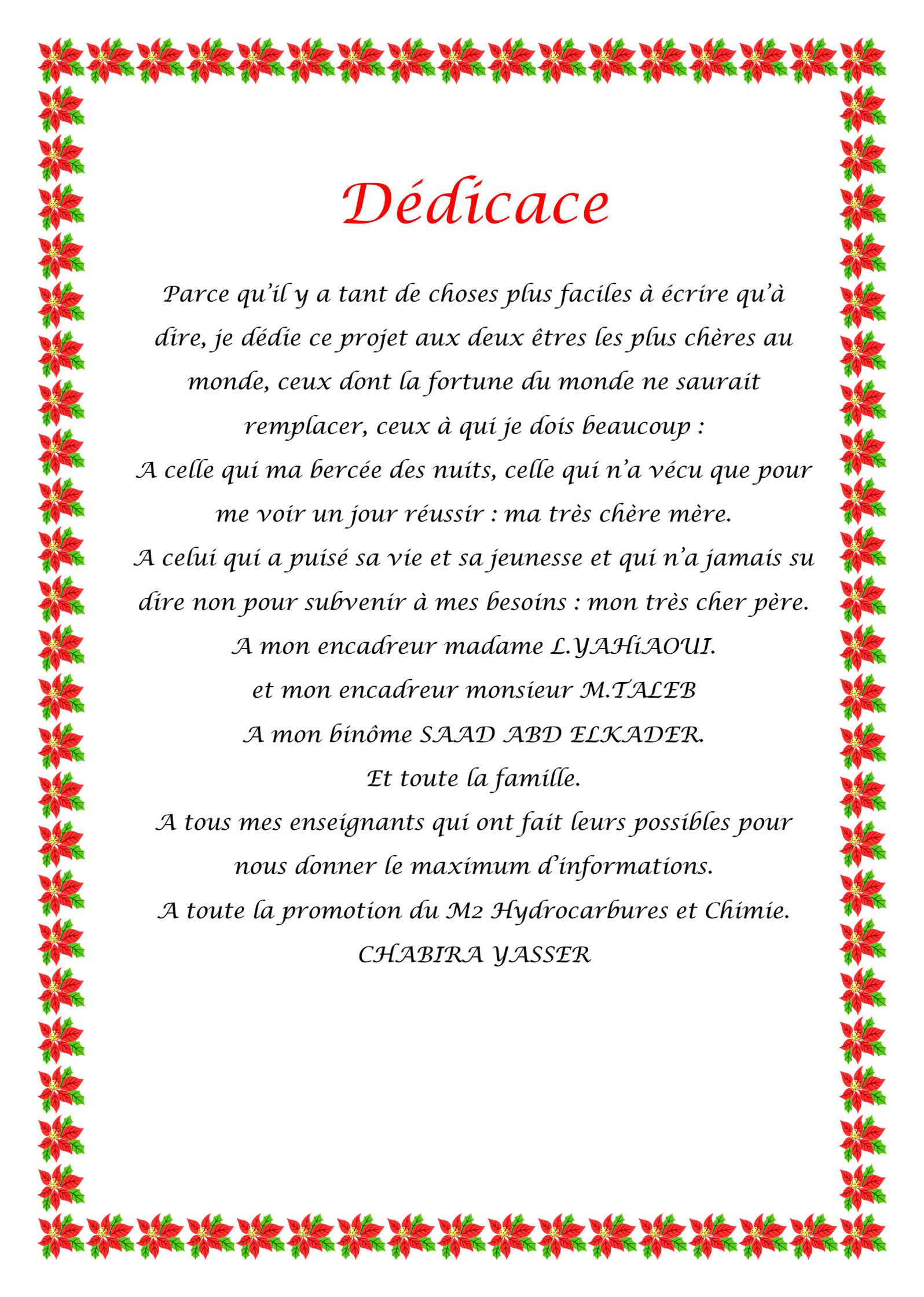
Ismail, Hamza, Hmaïda

Et toute la famille SAAD.

A tous mes enseignants qui ont fait leurs possibles pour nous donner le maximum d'informations.

A toute la promotion du M2 Hydrocarbures et Chimie.

SAAD ABD ELKADER



Dédicace

Parce qu'il y a tant de choses plus faciles à écrire qu'à dire, je dédie ce projet aux deux êtres les plus chères au monde, ceux dont la fortune du monde ne saurait remplacer, ceux à qui je dois beaucoup :

A celle qui ma bercée des nuits, celle qui n'a vécu que pour me voir un jour réussir : ma très chère mère.

A celui qui a puisé sa vie et sa jeunesse et qui n'a jamais su dire non pour subvenir à mes besoins : mon très cher père.

A mon encadreur madame L.YAHIAOUI.

et mon encadreur monsieur M.TALEB

A mon binôme SAAD ABD ELKADER.

Et toute la famille.

A tous mes enseignants qui ont fait leurs possibles pour nous donner le maximum d'informations.

A toute la promotion du M2 Hydrocarbures et Chimie.

CHABIRA YASSER

Sommaire

Introduction générale	1
Généralités.....	2
I.1 Cadre géographique	2
I.2 Cadre géologique.....	3
I.4 Historique de l'exploration.....	5
I.5 Cadre structural	6
I.5.1 Aspect structural	6
I.5.2 Évolution structurale	7
I.5.2.1 Période anté-hercynienne.....	7
I.5.2.2 Période hercynienne	8
I.5.2.3 Période post-hercynienne.....	8
I.6 Cadre stratigraphique	9
I.6.1 Le substratum.....	9
I.6.2 Le Paléozoïque.....	10
I.6.2.1 Le Cambrien (250-600 m)	10
I.6.2.2 L'Ordovicien (80-500 m).....	10
I.6.2.3 Le Silurien (80-800 m)	10
I.6.2.4 Le Dévonien (0-1375 m)	11
I.6.2.5 Le Carbonifère (0-1000 m)	12
I.6.3 Le Mésozoïque (100-800 m)	12
I.7. Périmètre Belrhazi :	12
I.7.1. Situation et objectifs :.....	13
I.7.2. Objectifs pétroliers :	13
I.7.3. Rappel des résultats des forages les plus proches :	14
I.7.4. Données de forage:	15
I.7.5. Tops des formations :	15
I.7.6. Carottes prélevées:	16
I.7.8. Puits ODZ-1 :.....	16
I.7.8.1. Objectifs du forage ODZ -1 :.....	17
I.7.8.2. Description de la structure Gara Razine :	18
I.7.9. Analyse du puits :	18
I.7.9.1. Prévisions litho-stratigraphiques :	18
I.7.9.1.2. Paléozoïque :	19
I.7.9.1.1. Mésozoïque :	21
I.7.10. Aspect réservoir :	23

I.7.11. Couverture et préservation :.....	24
I.7.12. Roches mères et voies de migration :.....	24
I.7.13. Maturation :	24
I.7.14. Alimentation :	24
I.7.15. Aspect HSE :.....	24

Chapitre II Outils et Application d'imagerie dans un puits

II. Introduction :.....	26
II.1. Diagraphie d'imagerie :	27
II.2. Outils d'imagerie :.....	27
II.2.1. L'outil électrique :	28
Figure II .2. OBMI (Schlumberger.2004).....	28
II.2.2. L'outil ultrasonique :.....	28
II.2.3. Les principaux outils d'imagerie :	29
II.3. Images électriques ou images acoustique :	30
II.4. Traitement des données d'imagerie :.....	31
II .5. Les applications d'imagerie :	32
II.5.1. Analyse structurale :	32
II.5.1.1.Pendage structural et azimuth :.....	32
II.5.1.2. Analyse des contraintes :.....	33
II.5.1.2.1. Les contraintes :	33
II.5.1.2.2. L'apport des contraintes sur les puits :	34
II.5.1.3.Breakout :	34
II.5.1.4 Les fractures induites :	35
II.6. La classification des fractures en imagerie :	35
II.7. Autre Application :.....	37
II.8. Analyse des Fractures :.....	37
II.8.1. Les fractures naturelles :	37
II.10. Endommagements liés aux contraintes :.....	38
II.10.1. Densité de boue :	38
II.10.2. Pression de formation :.....	38
II.10.2. Faible densité de boue pour éviter les breakouts :	38
II.10.4. Minimum horizontal stress :.....	38
II.10.5. Limite de fracturation hydraulique :	38

Chapitre III Traitement et Interprétation structurale des images

III.1. Traitement des données brutes :	39
III.1.1. But du traitement des données brutes :	39
III.1.2. Logiciel utilisé :	40
III.1.3. Etapes de traitement d'images :	41
III.1.3.1. Ajustement de l'inclinométrie :	41
III.1.3.2. Traitement et création d'images :	44
III.1.3.3. La normalisation d'images :	47
III.1.4. Interprétation structurale des images :	49
III.1.4.1. Représentation des objets géologiques sur l'image :	49
III.1.4.2. Analyse des objets géologiques :	49
III.1.4.2.1. Fractures ouvertes :	49
III.1.4.2.2. Fractures cimentées :	50
III.1.4.2.3. Breakouts et les Fractures induites :	50
III.1.4.3. Pointer manuel des pendages :	51
III.2. Conclusion :	53

Chapitre IV Interprétation des diagaphies du puits *GARA RAZINE* (ODZ-1)

IV.1. Introduction :	54
IV.2. Généralité sur la diagaphie classique :	54
IV.2.1. Notion pétrophysiques :	54
IV.2.2. Réservoir	55
IV.2.2.1. Type de réservoir	55
IV.2.2.2. Localisation des zones à réservoirs :	56
IV.2.3. Détermination du volume d'argile :	56
IV.2.4. Détermination des paramètres argileux :	56
IV.2.5. Détermination des résistivités :	57
IV.2.5.1. Détermination de la résistivité de formation	57
IV.2.5.1. Estimation de la résistivité de l'eau de formation	57
IV.2.6. Paramètres matriciels	57
IV.2.7. Facteur de formation :	57
IV.2.8. Détermination du type de distribution d'argile:	60
IV.2.9. Détermination de la porosité et de la saturation en eau :	60
IV.2.10. Estimation des porosités :	60

IV.2.11. Calcul de la saturation :	62
IV.3. Diagraphies enregistrées (Schlumberger)	64
IV.4. Interprétation des diagraphies :	64
Réservoirs	66
IV.4. Résultats d'interprétation de la phase 8" ^{1/2} :	66
IV.5. Résultats d'interprétation de la phase 6" :	67
IV.6. Conclusion :	67

Chapitre V Interprétation d'imagerie du puits ODZ-1 phase 8.5"

V.1. Interprétation d'imagerie du puits ODZ-1 phase 8.5"UBI – FMI	68
V.1.2. Control de qualité :	68
V.1.2.1. Outil CBIL Accéléromètre et Magnétométrie :	69
V.1.2.2. Outil Star Imager Accélérométrie et Magnétométrie :	69
V.1.3. Traitement :	70
V.1.4. Interprétation :	70
V.1.4.1. Analyse des fractures :	70
V.1.4.2. Classification des fractures :	76
V.1.4.2.1. Exemple de deux (02) fractures ouvertes face aux argiles :	76
V.1.4.2.2. Exemple d'une fracture probablement ouverte face aux Argiles :	77
V.1.4.2.3. Exemple de deux (02) fractures Induites face aux argiles :	77
V.1.4.2.3. Exemple d'une fracture conductrice face aux Argiles :	78
V.1.4.2.4. Exemple d'une faille face aux argiles :	80
V.1.4.2.5. Exemple d'une fracture ouverte face aux Grés de Ramade (Ordovicien) :	81
V.1.4.2.6. Exemple d'une fracture ouverte et une fracture probablement ouverte face aux Grés de Ramade:	81
V.1.4.2.7. Exemple des fractures induites face aux Grés de Ramade :	81
V.1.4.3. Analyse des contraintes :	82
V.1.4.3.1. Intervalle 01 : 1925m à 1962.05m ORDOVICIEN	82
V.1.4.3.1. Exemple de breakout :	83
V.1.4.4.2. Intervalle 02 : 1962.60 m et 1995.80	84
V.2. Conclusion :	84
Conclusion générale	85
Bibliographie	

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des figures

Figure.I. 1: Situation géographique du bassin de Sbâa (WEC Algeria 1995).....	2
Figure.I. 2 Situation géologique de bassin de Sbâa (SONATRACH 1998)	3
Figure.I. 3 Coupe géologique à travers le bassin de Sbâa.....	4
Figure.I. 4 Situation des principaux trends structuraux du bassin de Sbâa (WEC 2012)	9
Figure.I. 5 Carte de positionnement des puits dans le périmètre de Sbâa (SONATRAC2013.....)	13
Figure.I. 6 Carte des principaux résultats des puits forés dans le périmètre Belrhazi	14
Figure.I. 7 Carte de situation des villes aux alentours du périmètre Belrhazi.	17
Figure.I. 8 Carte de situation des wilayas induites dans le périmètre Belrhazi.	17
Figure.I. 9 Prévisions lithostratigraphique de puits GARA RAZINE-1 (ODZ-1).	22
Figure. II. 1 OBMI (Schlumberger.2004)	28
Figure. II. 2 Principe de fonctionnement de l’outil électrique	28
Figure. II. 3 Transducteur rotatif (Schlumberger.2006).....	29
Figure. II. 4 Principe de fonctionnement de l’outil ultrasonique.....	29
Figure. II. 5 Electrique VS Acoustique.....	31
Figure. II. 6 Représentation du pendage, azimut et strike.....	32
Figure. II. 7 Représentation du pendage sur un log	32
Figure. II. 8 Les trois principales contraintes	33
Figure. II. 9 Breakout.....	34
Figure. II. 10 Fractures induites.....	35
Figure. II. 11 Identification des fractures à partir de l’imagerie.....	36
Figure. II. 12 Limites de stabilité du trou et la fenêtre sauf et stable de boue (Schlumberger.2016).....	38
Figure.III. 1 Logo du TECHLOG.....	40
Figure.III. 2 Traitement des données brutes (Schlumberger.2013)	40
Figure.III. 3 Interface du TECHLOG-GEOLOGY WellBore Imaging	41
Figure.III. 4 Inclinomètre QC.....	42
Figure.III. 5 Résultats de l’inclinométrie QC	43
Figure.III. 6 Correction des variations de vitesse	44
Figure.III. 7 Création d’images	44
Figure.III. 8 Correction de vitesse sur l’image.....	45
Figure.III. 9 Harmonisation des boutons.....	46
Figure.III. 10 Concaténation et orientation d’image.....	46
Figure.III. 11 Création des images ultrasoniques	47
Figure.III. 12 Image Statique (à gauche) et Image Dynamique (à droite) (Schlumberger.2013)	48
Figure.III. 13 Représentation des objets géologiques sur l’image	49
Figure.III. 14 Signatures des breakouts et des fractures induites sur l’UBI et l’OBMI (Poppelreiter.2010)	50
Figure.III. 15 Fenêtre de classification de pendages	51
Figure.III. 16 Track de classification (entre les deux images dynamiques d’UBI)	52
Figure.IV. 1 Détermination de la résistivité de l’eau de formation.	59
Figure. IV.2 Elan du puits ODZ-1	65

Figure.V. 1. Les caractéristiques du champ magnétique pour Le 11/11/2018 depuis Le site	68
Figure. V. 2 Bonnes valeurs (Ne nécessitent pas de correction).....	69
Figure. V. 3 Bonnes valeurs (Ne nécessitent pas de correction).....	69
Figure. V. 4 Résumé de l'interprétation (picking des fractures et bancs) puits ODZ l'intrvalle-1 ...	73
Figure. V. 5. Résumé de l'interprétation (picking des fractures et bancs) puits ODZ l'intrvalle-2 ..	76
Figure. V. 6 Rosace des fractures à faible amplitude acoustique	77
Figure. V. 7 Exemple de 02 fractures ouvertes face aux argiles.....	77
Figure.V. 8 Exemple d'une fracture probablement ouverte face aux Argiles	78
Figure. V. 9 Rosace des fractures induites	78
Figure. V. 10 Exemple de 02 fractures induites face aux argiles.....	79
Figure. V. 11 Rosace des fractures conductrices	79
Figure. V. 12 Exemple d'une fracture conductrice face aux Argiles	80
Figure.V. 13 Rosace de deux failles	80
Figure. V. 14 Exemple d'une faille face aux argiles	81
Figure. V. 15 Rosace des fractures à faible amplitude acoustique	81
Figure. V. 16 Exemple d'une fracture ouverte face aux Grés de Ramade	82
Figure.V. 17 Exemple d'une fracture ouverte et un fracture probablement ouverte face aux Grés de Ramade.....	82
Figure. V. 18 Exemple des fractures induites face aux Grés de Ramade	83
Figure. V. 19 Rosace des breakouts et des fractures induites.....	84
Figure. V. 20 Exemple de breakout	84
Figure. V. 21 Exemple d'une fracture induite	85

LISTE DE TABLEAU

TAB.I. 1 Rappel des résultats des forages les plus proches	14
TAB.I. 2 Etat du trou	15
TAB.I. 3 Paramètres de boue	15
TAB.I. 4 Tops des formations	15
TAB.I. 5 Carottes prélevées	16
TAB.II. 1. Les principaux outils utilisés en diagraphie d'imagerie.....	30
TAB.IV. 1 Diagraphies enregistrées	64
TAB.IV. 2 Paramètres d'interprétation	66
TAB.V. 1 Résumées des fractures piquées dans le puits ODZ-1(intervalle -1).....	72
TAB.V. 2 Résumées des fractures piquées dans le puits ODZ-1(intervalle -2).....	75

Introduction générale :

Le puits **ODZ-1**, Objet de ce présent travail, fait partie d'un grand ensemble structural connu sous le nom de la Voûte d'Azzène. Aussi, faut-il rappeler que nombreuses sont les découvertes mises en évidence dans cette région. La première découverte remonte à 1963 où une accumulation de gaz a été mise en évidence dans les grès de l'Ordovicien (Unité IV) par le puits TOT-1. Ainsi, un débit de $150\ 000\text{m}^3/\text{J}$ de gaz a été enregistré. Ce sont suivis les découvertes de SBAA-1 avec un débit de $453\ 000\text{m}^3/\text{J}$ et SBAA.S-1 avec un débit enregistré de $53\ 400\text{m}^3/\text{J}$, toujours dans l'Ordovicien (unité IV).

L'Ordovicien Unité IV demeure l'objectif principal dans la région. Cette unité correspond à des dépôts de remplissage de vallée incisée s'accompagnant de grandes variations de faciès et d'épaisseurs. On note des épaisseurs de plus de 200m dans l'axe de la paléo-vallée où l'Ordovicien Unité IV peut reposer directement sur l'Ordovicien inférieur ou le Cambrien. Les grès de l'Ordovicien peuvent s'avérer compacts d'après les diagraphies alors qu'il faut souligner que certains tests étaient productifs à TOT-1et à SBAA-1.

La porosité moyenne est de l'ordre de 5% dans l'ensemble de la région d'étude et peut éventuellement augmenter dans les zones fracturées aux abords des failles. Ce réservoir en contact direct avec la roche mère principale du Silurien radioactif pourrait être bien alimenté. Région fortement structurée, les failles inverses de fort rejet mettent en contact latéral la roche mère silurienne et les réservoirs de l'Ordovicien favorisant ainsi l'alimentation directe de nos réservoirs.

Le Dévonien inférieur (Emsien, Siégenien, Gédinnien) demeure cependant un objectif secondaire dans la région. Malgré les résultats pétroliers obtenus dans quelques puits (HRA-1, LTN-1) qui nous poussent à attacher une importance particulière à ce dernier, nous restons toujours sceptiques quant à son évaluation suite aux interprétations qui l'ont de tout le temps montré comme aquifère.

Nous avons orienté notre étude selon la méthodologie suivante :

- Généralités sur le bassin de Sbâa
- Outils et Application d'imagerie dans un puits
- Traitement et Interprétation structurale des images
- Interprétation des diagraphies du puits ODZ-1
- Interprétation d'imagerie du puits ODZ-1 phase 8.5"

Généralités

I.1 Cadre géographique

Le bassin de Sbâa qui comporte la cuvette de Sbâa et la voûte d'Azzène, se trouve dans la province occidentale de la plateforme saharienne et au Sud-Ouest du bassin de Timimoun (Figure. I. 1).

La cuvette de Sbâa, située à environ 1200 km au Sud-Ouest d'Alger et à environ 500 Km de la frontière Algéro-marocaine, s'étend sur une superficie d'environ 20000 km² ; elle se localise entre :

- les longitudes : 1° Est et 2° Ouest.
- les latitudes : 27°30' et 29° Nord.

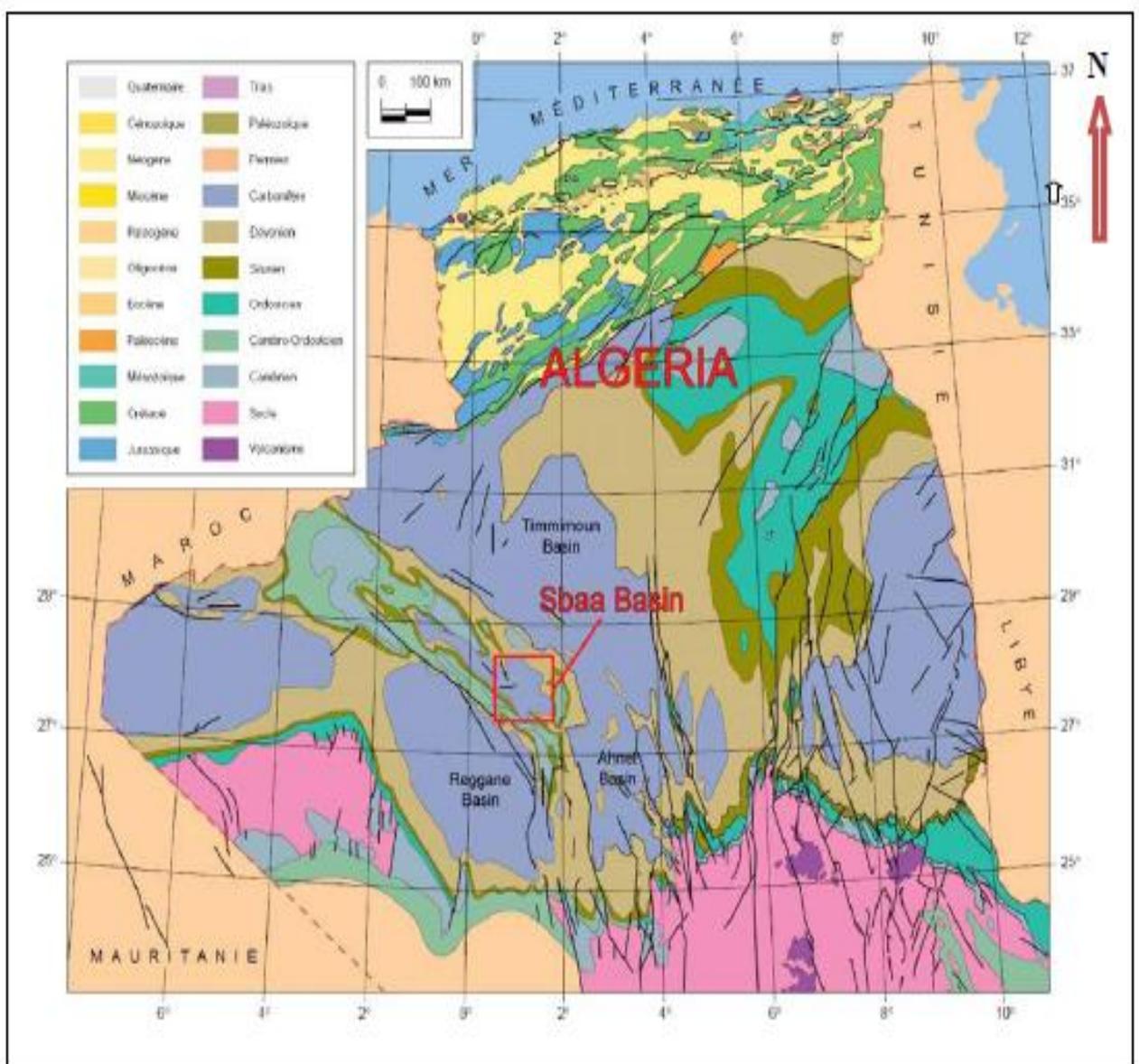


Figure. I. 2: Situation géographique du bassin de Sbâa (WEC Algeria 1995)

I.2 Cadre géologique

La cuvette de Sbâa correspond à une étroite dépression synclinale d'orientation Nord-Ouest/Sud-Est (sur le prolongement Sud de la chaîne d'Ougarta) (Figure. I. 3).

Elle est limitée :

- Au Nord et au Nord-Est par le bassin de Timimoun.
- Au Nord-Ouest par le faisceau de la Saoura.
- A l'Ouest par la chaîne de l'Ougarta qui la sépare du bassin de Reggane.
- Au Sud-Ouest par le faisceau de Kahal Tabelbala (un faisceau de la chaîne Ougartienne).
- Au Sud par la zone haute de Bled El Mas.
- A l'Est par la voûte d'Azzène

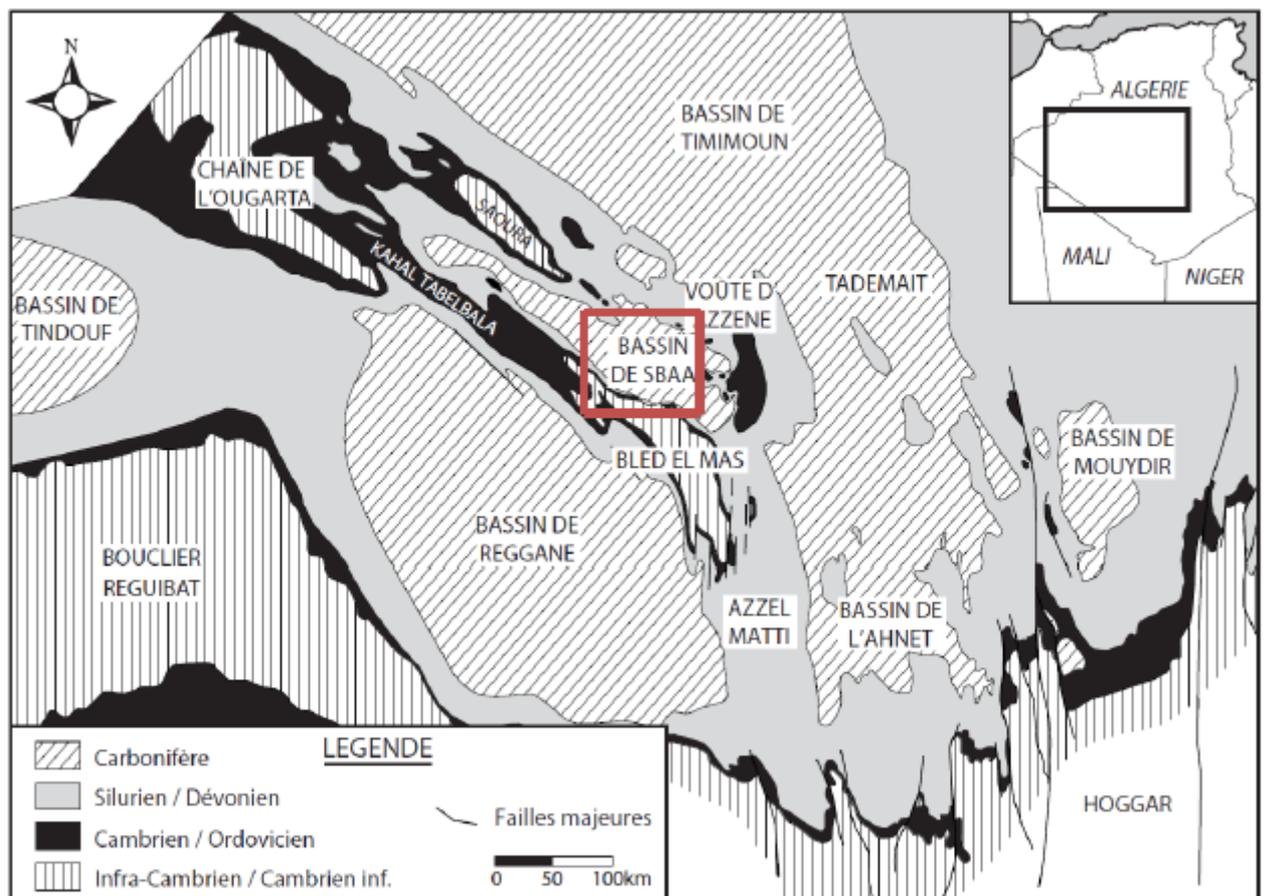


Figure. I. 4 Situation géologique de bassin de Sbâa (SONATRACH 1998)

La coupe géologique schématisée (Figure I.3), orientée Sud-Ouest/Nord-Est, a été établie perpendiculairement à l'axe de prolongement de la cuvette de Sbâa et passe par les puits LTSW-1, OTRT-1, ODZ-1, GNF-1, GOT-1 et TAD-1 ; elle montre que :

* La structuration au sein de la cuvette de Sbâa est héritée du socle où les structures embrassent son allure. Celles-ci se présentent sous forme de plis étroits bordés par les

failles inverses d'âge précambrien et d'orientation Ougartienne, à très fort rejet, qui affectent parfois toute la série litho-stratigraphique de la cuvette et lui donne une structuration en blocs tectoniques, affectés par une importante érosion. (Figure I.3).

- La série litho-stratigraphique du Paléozoïque démarre depuis le substratum qui n'est pas rencontré au niveau des puits GOT-1 et TAD-1 jusqu'au Namurien. Le sommet du Namurien correspond à la discordance hercynienne. Vers le Sud-Ouest, les couches se biseautent et la coupe montre un synclinal large et faillé

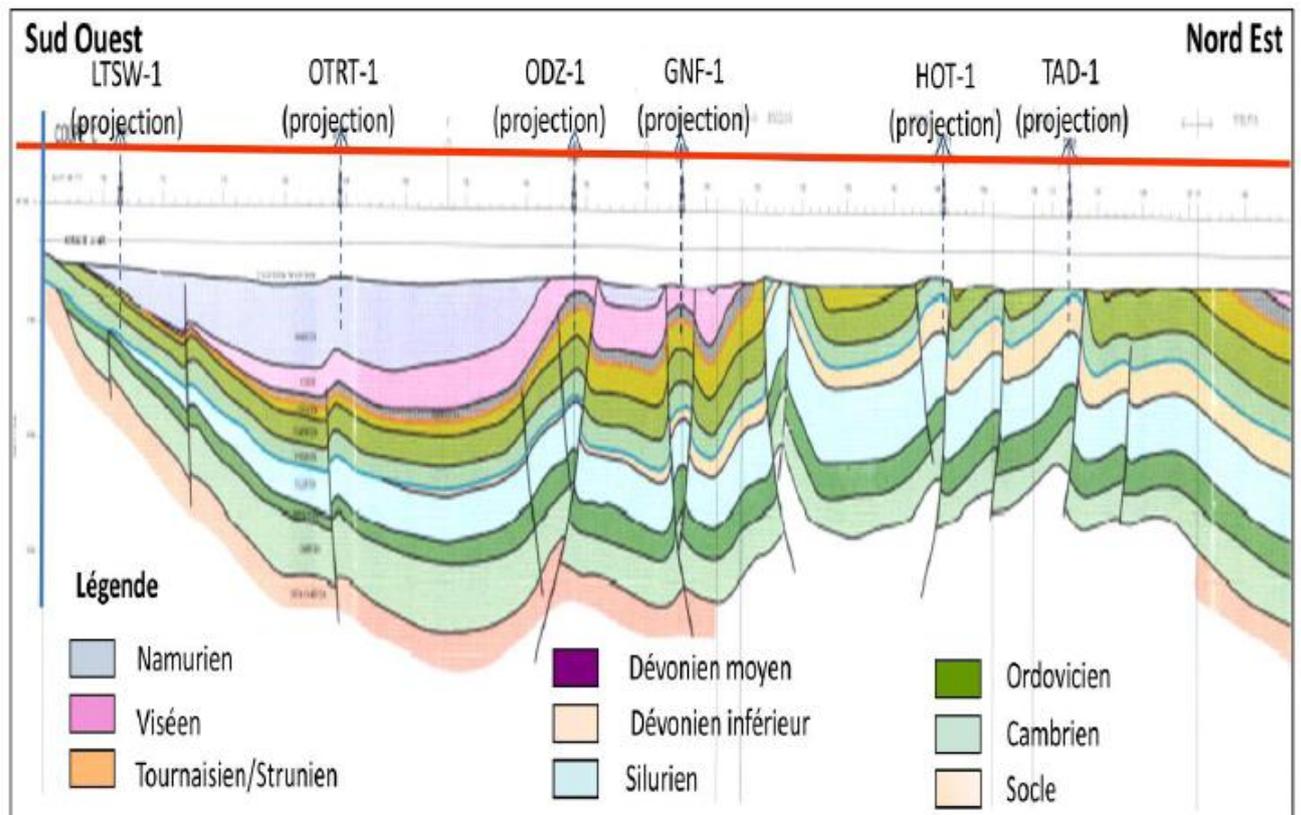


Figure. I. 5 Coupe géologique à travers le bassin de Sbâa

(SONATRACH 2013)

I.4 Historique de l'exploration

L'exploration a débuté dans la cuvette de Sbâa en 1954, suite à une prospection gravimétrique qui a mis en évidence les possibilités qu'il offre. Les travaux d'exploration ont été repris entre 1970 et 1974 par une prospection sismique régionale, suivie d'une prospection détaillée qui a débuté en 1976.

Cette activité a amené à la découverte, en 1980, d'une accumulation majeure d'huile dans le Tournaisien et à partir de cette date-là, l'activité s'est énormément accélérée.

La cuvette de Sbâa a connu le développement de 47 puits, 26000 km de sismique 2D et 500 km² de sismique 3D.

- En 1959, la Compagnie française CFPA (Compagnie Française de Prospection en Algérie) a exploré les structures de Bouhadid et d'Azzène, découvrant les premiers indices d'hydrocarbures : 37 m³/j d'huile à partir du Gédinnien et 700 m³/j de gaz avec des traces d'huile dans l'Ordovicien.
- En 1979, la Sonatrach/Exploration relance les travaux de recherche (sismique, géologie...), ce qui a permis la mise en évidence de plusieurs structures positives avec des accumulations d'huile à faible profondeur.
- En 1980, le puits SBAA-1 produit de l'huile à partir des grès de Sbâa (Tournaisien), avec un débit de 8m³/h. Par contre, le puits SBAA-3 produit de l'huile dans le même réservoir avec un débit de 7m³/h, ainsi qu'un débit de 3200m³/h de gaz à partir de l'Ordovicien et 5400m³/h de gaz dans le Cambrien. Le champ de Hassi Ilatou a révélé une production d'huile à partir des Saturnienne et Namurien et une production de gaz à partir du Cambro-Ordovicien.
- En 1983, la découverte d'une accumulation d'hydrocarbures s'est effectuée à Oued Zine ; le puits ODZ-1 a produit 600m³/h de gaz à partir de l'Ordovicien, alors que le puits ODZ-1bis fournit 7500 m³/h de gaz dans le même réservoir, ainsi qu'un débit de 2093m³/h de gaz et 2.2m³/h d'huile dans le Strunien.
- En 1985, plusieurs structures ont été mises en évidence par la réactualisation de l'interprétation sismique. Le puits TOT-1 a donné 5 m³/h d'huile et 30 m³/h de gaz à partir du Tournaisien.
- En 1986, le puits DECH-1, implanté sur la structure de DECHEIRA au Nord-Ouest de la cuvette de Sbâa, a donné 3.2 m³/h d'huile et 2 112 m³/h de gaz à partir du Tournaisien. La structure de Hassi Ilatou Nord-Est produit 10.8 m³/h à partir du

Strunien et 10 127 à 6593 m³/h de gaz avec 74.04 m³/h de gazoline à partir de l'Ordovicien.

- En 1989, la découverte d'une accumulation de gaz à Bouhadid-Ouest est réalisée avec un débit de 224 952 m³/j à partir de l'Ordovicien.
- En 1991, la structure de Gour-Nefrat produit 8 850 m³/h de gaz sec à partir de l'Ordovicien.
- En 1993, quatre forages ont été réalisés (GNF-2, OHA-1, OFN-1 et MSD-1).

L'opportunité d'ouverture en recherche est motivée par :

- la possibilité d'existence de nouvelles accumulations en hydrocarbures à travers le périmètre Sbâa et au sein des deux pièges mis en évidence.
- En 2003, l'activité Sonatrach est achevée sur le périmètre et en parallèle deux contrats d'association avec GDF pour la recherche et l'exploitation du gaz et avec CNPC pour la recherche d'huile et construction de la raffinerie d'Adrar, ces deux opérateurs sont sur tout le périmètre.
- En 2008, GDF (Groupement De France) et CNPC (Campany National Petroleum of China) ne restent opérationnels que sur les zones d'exploitation. Actuellement, GDF est en phase de développement des gisements de gaz et CNPC est transférée à Sonatrach.
- En 2013, Sonatrach à demandé le périmètre en recherche pour 7 ans avec la réalisation de 4 forages en 2016, dont deux sont des découvertes de gaz et la réalisation de 714 Km 2D et 1352 km 3D.
- Dans le bassin de Sbaa tous les puits fores, la diagraphie d'imagerie ne pas utilisé, mais dans le puits (ODZ-1) le réservoir était compact (Ordovicien unité IV) donc on peut utilise la diagraphie d'imagerie pour déterminer l'existence des fractures ouvertes.

I.5 Cadre structural

I.5.1 Aspect structural

La cuvette de Sbâa constitue l'un des traits structuraux majeurs de la province occidentale ; elle correspond à une entité structurale particulière et différente par rapport aux bassins voisins.

Elle correspond à un demi-graben d'orientation Ougartienne ; le flanc Sud-Ouest a un pendage assez doux, tandis que celui de la partie Nord orientale s'élève brusquement

juste à l'aplomb de la ride de In Belbel et de la voûte d'Azzène, d'où la présence de deux zones tectoniques différentes :

- Une zone fortement tectonisée au Nord et profondément érodée l'isolant du bassin de Timimoune.
- Une zone peu tectonisée au Sud.

Les principales directions tectoniques sont, par ordre d'importance :

- Une direction subméridienne,
- Une direction Nord-Ouest/Sud- Est dominante (direction Ougartienne),
- Des directions Est/Ouest et Nord-Est/Sud-Ouest mineures révélées par l'interprétation de la sismique et auxquelles sont liées les structures compressives du centre de la cuvette.

I.5.2 Évolution structurale

La configuration actuelle de la cuvette de Sbâa est le résultat d'une histoire tectonique complexe :

I.5.2.1 Période anté-hercynienne

Au cours du Cambro-Ordovicien, la cuvette de Sbâa et la Chaîne de l'Ougarta étaient occupées par une dépression, tandis que la voûte d'Azzène se présentait comme une zone élevée. Pendant cette période, des mouvements tectoniques actifs liés à la phase Taconique (cycle Calédonien) a provoqué l'approfondissement de certaines parties de la région et le soulèvement d'autres.

Au cours de l'Ordovicien terminal, une calotte glaciaire s'est installée sur le Gondwana qui était centré sur le pôle Sud. La cuvette de Sbâa était située dans la partie Nord-Ouest de la calotte glaciaire, près de sa limite Nord, l'influence marine augmentant vers le Nord-Ouest et indiquant la direction de la mer qui était au Nord-Ouest de la cuvette de Sbâa.

Au cours du Silurien, un réchauffement climatique provoque la fonte de la calotte glaciaire installée durant l'Ordovicien terminal et conduisant à une transgression marine connue par le monde ; les faciès siluriens rencontrés dans la cuvette da Sbâa portent la signature d'un milieu franchement marin, relatif à un plateau continental dont le prolongement du milieu est vers le Nord.

I.5.2.2 Période hercynienne

Le cycle hercynien est le responsable de la mise en évidence des principaux traits structuraux actuels, la configuration de la surface anté-mésozoïque (discordance hercynienne) et l'individualisation de la cuvette de Sbâa par l'inversion et le soulèvement de la voûte d'Azzène et le chaînon de la Saoura et de la réactivation de chaînon du Kahal Tabelbala et du Bled El Mas.

Pendant le Dévonien inférieur et le Dévonien moyen, la cuvette de Sbâa était un lieu de soulèvement intense provoquant l'érosion du Dévonien inférieur. A cet effet, le Dévonien moyen (Givétien) repose en discordance stratigraphique et angulaire sur les couches sous-jacentes.

Durant le Dévonien supérieur (Frasnien), une subsidence prolongée et stable s'est installée, garantissant un milieu de sédimentation calme. Au cours de cette période, la partie Sud-Est n'a pas connu un enfouissement très intense, tandis qu'au Nord et au Nord-Ouest, la subsidence était très active.

Au Dévonien supérieur (Famennien), la bordure Sud-Est reste relativement soulevée, tandis que la partie orientale est affectée par un enfouissement intense.

Au cours du Strunien, une période de régression s'est installée. Vers le Nord, le fond de la cuvette s'enfonce progressivement. Vers la fin du Strunien, les mouvements régressifs ont atteint leur maximum et le fond marin a subi un soulèvement régional.

Au début du Carbonifère inférieur (Tournaisien), une sédimentation transgressive et régressive assiste à un nouveau soulèvement du territoire. Vers la fin de cette période, des mouvements compressifs affectent la cuvette de Sbâa, ainsi que la voûte d'Azzène qui commence à prendre la forme d'une voûte dans cette période où la partie Nord reste la plus enfouie de la région. Tandis que le Viséen est régné par un enfouissement lent et relativement stable.

Durant le Carbonifère supérieur, un soulèvement régional provoque l'installation des conditions de sédimentation continentale où les couches sous-jacentes sont déposées en discordance angulaire sur le Namurien.

I.5.2.3 Période post-hercynienne

Pendant le Mésozoïque, la structuration de la cuvette de Sbâa a pris fin avec une divergence presque totale entre les plans structuraux paléozoïque et mésozoïque.

Durant le Méso-Cénozoïque, l'activité tectonique de la cuvette de Sbâa s'affaiblit énormément

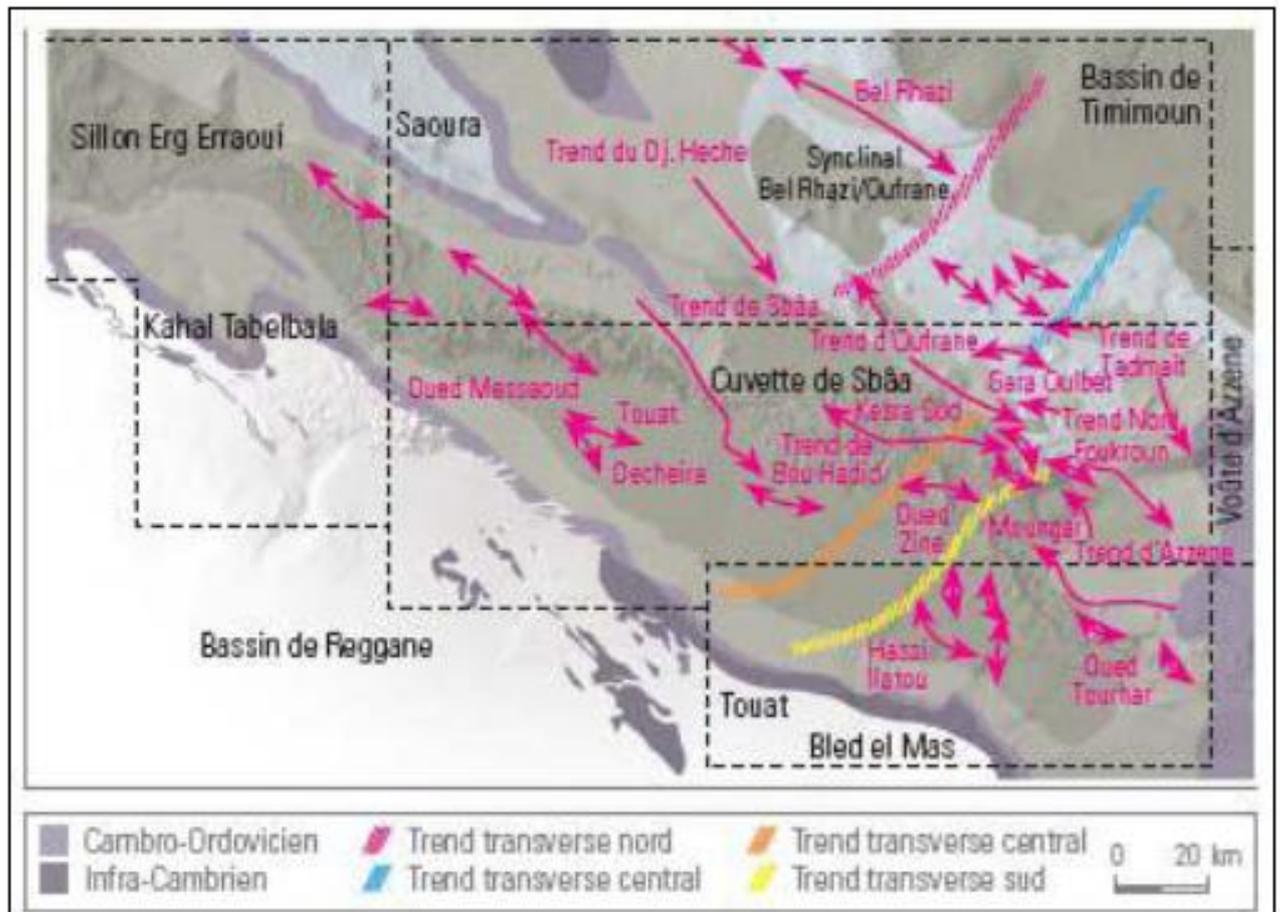


Figure. I. 6 Situation des principaux trends structuraux du bassin de Sbâa (WEC 2012)

I.6 Cadre stratigraphique

La cuvette de Sbâa présente une couverture sédimentaire plus ou moins épaisse et variant entre 2500 et 3500 m. Elle est représentée essentiellement par les dépôts du Paléozoïque qui sont recouverts en discordance par ceux du Mésozoïque (fig.I.4). De bas en haut, on distingue :

I.6.1 Le substratum

Le substratum est assez mal connu dans la cuvette de Sbâa parce qu'il n'a été foré qu'au niveau de deux puits (LT-1 et OTRT-1) avec une pénétration de 33 et 26 m, respectivement. Il est représenté par des argiles brun-rouge à marron, tendres et indurées, silto-sableuses et micacées et de roches métamorphiques.

I.6.2 Le Paléozoïque

I.6.2.1 Le Cambrien (250-600 m)

Il est formé d'une épaisse série sédimentaire essentiellement gréseuse en discordance sur le substratum infracambrien. Il est constitué d'Unité II : représenté par des grès blancs fins, moyens à grossiers, moyennement consolidés, mal classés, à ciment argileux.

I.6.2.2 L'Ordovicien (80-500 m)

Il est constitué de quatre unités litho-stratigraphiques :

➤ **Unité III-1 (Ordovicien inférieur)**

Elle est formée par un cortège sédimentaire argilo-gréseux ; la zone d'alternance à la base, surmontée par les argiles d'El Gassi et les grès quartzitiques et radioactifs d'El Atchane.

➤ **Unité III-2 (Ordovicien inférieur)**

Elle est constituée de grès quartzitiques intermédiaires, équivalents aux quartzites de Hamra. Cette unité, très peu développée, est parfois absente.

➤ **Unité III-3 (Ordovicien moyen)**

Elle contient les argiles gréseuses ; son faciès étant franchement marin, vu qu'elle est essentiellement argileuse et contenant des passées et des niveaux oolithiques au sommet. Cette unité discordante sur les formations sous-jacentes est transgressive, régionalement. Lorsque cette unité est complète, on distingue : les argiles de Tiferouine, les argiles d'Azal et les grès d'Oued Saret.

➤ **Unité III-4 (Ordovicien supérieur)**

Elle est discordante sur les termes inférieurs et son origine est attribuée à un environnement glaciaire. De ce fait, elle est caractérisée par une phase de ravinement glaciaire. Cette unité est caractérisée par un remplissage sédimentaire extrêmement hétérogène et complexe, typique aux paléo-vallées glaciaires et marquée par les grès d'El Goléa, intercalés par les argiles conglomératiques.

I.6.2.3 Le Silurien (80-800 m)

Le Silurien présente un faciès marin représenté par des argiles, constituant la roche-mère principale. Il est subdivisé, de bas en haut, comme suit :

Silurien radioactif : des argiles radioactives d'aspect charbonneux à la base et qui sont très riches en matière organique.

Silurien argileux : des argiles plus ou moins silteuses et qui sont beaucoup moins riches en matière organique.

Silurien carbonaté : des argiles carbonatées, moyennement riches en matière organique. Les niveaux calcaires contiennent des céphalopodes.

I.6.2.4 Le Dévonien (0-1375 m)

➤ Le Dévonien inférieur (0-500 m)

Le Gédinnien : constitué par des argiles silteuses contenant des intercalations de bancs silteux et gréseux, avec des calcaires bioclastiques bien développés à l'Ouest.

Le Siegénien : formé par des argiles silteuses renfermant des intercalations de silts et de grès fins.

L'Emsien : représenté par des argiles souvent très fossilifères à la base, qui évolue vers des grès fins à moyens, puis vers des dépôts argilo-silto-quartzitiques.

➤ Le Dévonien moyen (0-75 m)

Le Couvinien : auquel sont attribuées des argiles silteuses plus au moins carbonatées.

Le Givétien : il contient des argiles brunes riches en matière organique et des calcaires bioclastiques compactes contenant des Orthocères et des tentaculaires, déclarant un faciès marin franc. Des niveaux gréseux sont observés localement dans les niveaux carbonatés.

Le Givétien est souligné par un horizon calcaire transgressif sur le Dévonien inférieur.

➤ Le Dévonien supérieur (0-800 m)

Le Frasnien : il est constitué d'argiles marines transgressives légèrement radioactives, assez riches en matière organique.

Le Famennien : il renferme des argiles siliceuses à sa base et des argiles brunes bioturbées, à son sommet, témoignant d'un environnement de plate-forme marine profonde.

Le Strunien : contenant deux niveaux : le Strunien inférieur qui est relativement homogène et représente les deux tiers de la série ; son faciès est défini par des silts bruns bioturbés à faible valeur des grès, correspondant à un environnement marin peu profond et le Strunien supérieur qui est hétérogène et contenant des niveaux argileux et des niveaux des grès justifiant une surface de transgression.

I.6.2.5 Le Carbonifère (0-1000 m)**Le Carbonifère inférieur**

Le Tournaisien : il est constitué par deux niveaux :

Les grès de Sbâa qui constituent une séquence gréseuse grano-croissante, contenant des silts argileux à la base et des grès fins à glauconie et bioclastes au sommet. Ce faciès témoigne d'un environnement marin.

Les grès supérieurs : grès de KAHLA se localisent au sommet : ce sont des grès gris à gris blanc, fins à moyens, siliceux, micacés et glauconieux moins argileux et possédant les mêmes caractéristiques des grès situés au centre du bassin.

Le Viséen : est argilo-silteux, les argiles sont de couleur grise, foncée à noire, fossilifères. Il faut noter la présence de quelques niveaux de grès poreux caractérisés par une faible perméabilité.

➤ **Le Carbonifère supérieur**

Le Namurien : possède un faciès essentiellement continental souligné par des argiles brunes, rouges, micro-conglomératiques et des grès bien développés au centre du bassin avec le développement de quelques bancs de calcaires fossilifères (Lamellibranches et polypiers).

I.6.3 Le Mésozoïque (100-800 m)

Le Mésozoïque est représenté par le continental intercalaire (Crétacé inférieur). Il repose en discordance sur le Paléozoïque par la discordance hercynienne ; il est souvent moins épais, présentant un faciès généralement continental à quelques pulsations marines.

I.7. Périmètre Belrhazi :

Le périmètre Belrhazi (bloc 354b) est localisé dans la partie occidentale du sud de l'Algérie. Il est situé entre les villes de Timimoun au nord, Adrar au sud, In Salah au sud-est, Tabelbala à l'ouest et Béni Abbes au nord-ouest (figure I.5). Avec une superficie de 13988.97 Km², il se positionne géographiquement entre les parallèles 29°20' et 28°20' hémisphère Nord et les méridiens 1° ouest et 1° est, il est donc traversé par le méridien d'origine (méridien de Greenwich) ce qui divise ce périmètre en deux zones géographique distinctes, la zone 30 à l'ouest et la zone 31 à l'est.

Administrativement le périmètre de Belrhazi appartient aux wilayas d'Adrar (dans sa quasi-totalité) et de Béchar (figure I.6).

En ce qui concerne le réseau routier le périmètre Belrhazi est traversé principalement par les routes nationales la N51 et la N6 (figure I.5).

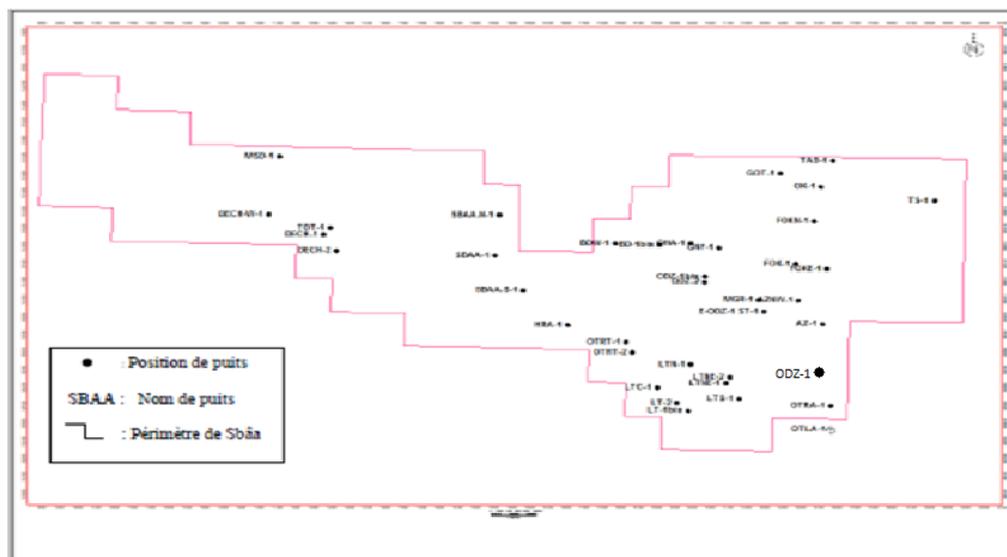


Figure. I. 7 Carte de positionnement des puits dans le périmètre de Sbâa (SONATRAC2013)

I.7.1. Situation et objectifs :

Le forage Gara Razine-1 (ODZ-1) est situé dans la partie sud-ouest du périmètre Belrhazi, dans le bloc 354b. Il est localisé à environs 3.2Km au Sud-Est du puits SBAA-1 et à 2Km au Sud-Est du puits LTS-1.

Le point d'implantation est situé sur la section sismique 89-GOUA-142 SP 109. Ce forage a pour coordonnées :

Coordonnées UTM

X : 161077,791m

Y : 2156860,279m

Z sol : 294.25m

Coordonnées géographiques

Long. : 0°30'32.32409"E

Lat. : 33°32'26,40199"N

Zt : 303.39m

I.7.2. Objectifs pétroliers :

Objectif pétrolier principal : Ordovicien.

I.7.3. Rappel des résultats des forages les plus proches :

Forages	Distance	Réservoirs	Résultats des objectifs similaires
	ODZ-1 (km)		
LTS-1	20	Ordovicien	à hydrocarbures par diagraphies
SBAA-1	32	Ordovicien	a produit 453 000 m ³ /J de gaz
SBAA.S-1	27	Ordovicien	a produit 53 400 m ³ /J de gaz
TOT-1	67	Dévonien inférieur	Aquifère (76g/l) + traces de gaz

TAB I.1. Rappel des résultats des forages les plus proches

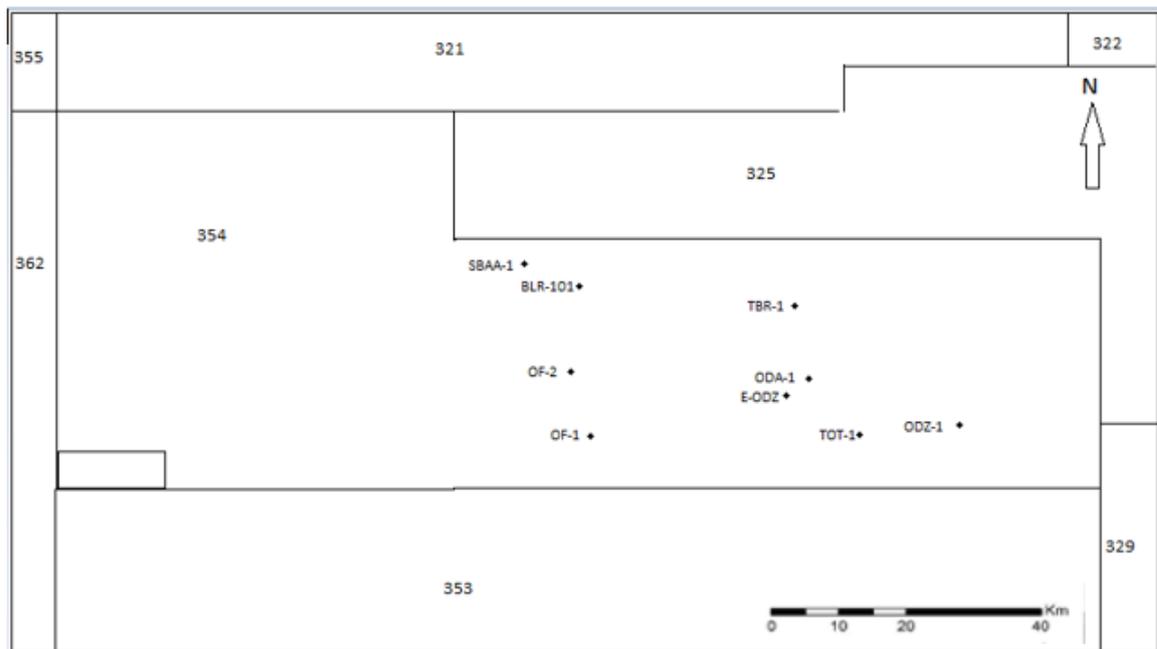


Figure. I. 8 Carte de positionnement des puits dans le périmètre Belrhazi

I.7.4. Données de forage:

➤ Etat du trou:

Tubage (")	Côte sabot (m)		Diamètre outil (")
	Sondeur	Logging	
18''5/8	-	367	24''
13''3/8	-	657	16''
9''5/8	-	1201	12''1/4
7''	1918	1921	8''1/2
Open hole			6''
Profondeur atteinte	2201		
Profondeur finale prévue (TD)	2300		

TAB I.2. Etat du trou**Paramètres de boue:**

Phase	Type boue	Densité (g/cc)	Visc (cp)	BHT (°C)
8''½	WBM	1.25	-	95
6''		1.22	68	105

TAB I.3. Paramètres de boue**I.7.5. Tops des formations :**

	FORMATION	TOPS PREVUS (m)	TOPS REALISES (m) (MD)	ECARTS (m)
Dévonien – Silurien	Emsien	1305	1214	+91
	Siegenien	1397	1298	+99
	Gédinnien	1510	1399	+111
	Silurien	1640	1516	+124
ORDOVICIEN	Grès de Ramade (Équivalent de l'Unité IV-3)	2115	1919	+196
	Argile micro-conglomératique	-	2009	-
	Grès d'el Goléa	-	2034	-
	Argiles d'Azzel	-	2094	-

TAB I.4. Tops des formations

I.7.6. Carottes prélevées:

Deux (02) carottes ont été prélevées au niveau de la phase 6" :

N°	Cotte (m)	Récupération	Réservoir	Observations
1	1920-1929	7,8m soit 86,66 %	Ordovicien	<p>De 1920 à 1927,8 m : Grés gris blanc à blanc, fin à moyen, à grossier, sub-anguleux, siliceux à silico-quartzitique, bien consolidé, dur avec fines passées d'Argile gris noir, indurée, silteuse, micacée. Porosité visuelle : nulle. Fluorescence directe : violette.</p> <p>De 1927,8 à 1929m : Non récupéré.</p>
2	2009-2018	09 m soit 100%	Ordovicien	<p>De 2009 à 2013 m : Grés gris blanc à blanc, fin à moyen, sub-anguleux, siliceux à silico-quartzitique, bien consolidé, dur à intercalation d'Argile gris noir, indurée, silteuse, micacée. Présence des films d'argile sub-horizontaux et des fissures fermés remplis par l'argile noire. Porosité visuelle : nulle. Fluorescence directe : violette.</p> <p>De 2013 à 2018 m : Alternance de Grés gris blanc à blanc, fin à moyen, sub anguleux, siliceux à silico-quartzitique, bien consolidé, dur et Argile gris noir, indurée, silteuse, micacée. Un niveau de Grés gris sombre à la base. Présence des films d'argile sub- horizontaux et des fissures fermés remplis par l'argile noire. Porosité visuelle : nulle. Fluorescence directe : violette.</p>

TAB I.5. Carottes prélevées

NB : La description lithologique est basée uniquement sur des échantillons prélevés aux extrémités de chaque mètre

Tests réalisés :

Un test en Barefoot, DST-1, a été réalisé du 17 au 30/11/2018 dans l'Ordovicien [1917 – 2000m]. Ce test, techniquement réussi, a donné 9196m³/h de gaz (d=0.648, Air=1) Sous duse 32/64'', avec une pression en tête de (1480-1500 psi).

I.7.8. Puits ODZ-1 :

Le puits Gara Razine-1(ODZ -1) est situé dans la partie sud-ouest du périmètre Belrhazi, ainsi que du bloc 354 dont il fait partie.

Administrativement, ODZ -1 est rattaché à la wilaya d'Adrar. d'un point de vu géologique le puits sera implanté sur la voûte d'azzène, zone régionale relativement vaste aux dimensions approximatives de 350 x 70km, d'une structure assez complexe. La voûte est orientée sud-est nord-ouest et s'étend parallèlement aux chaînes de l'ougarta dont elle est séparée par le sillon de Sbâa

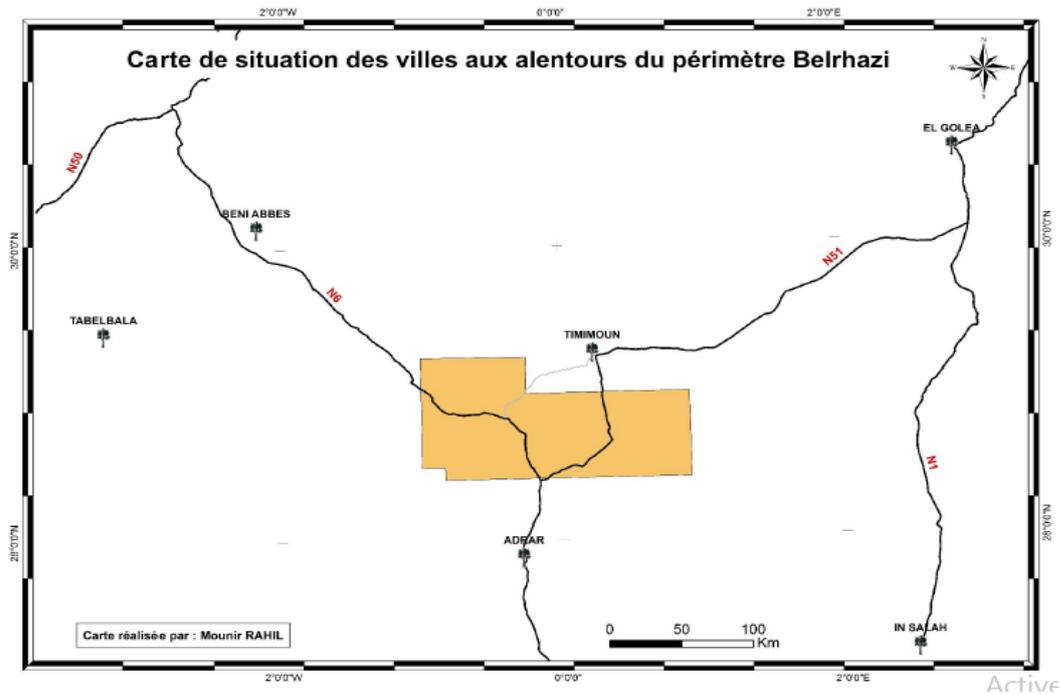


Figure.I. 9 Carte de situation des villes aux alentours du périmètre Belhazi.

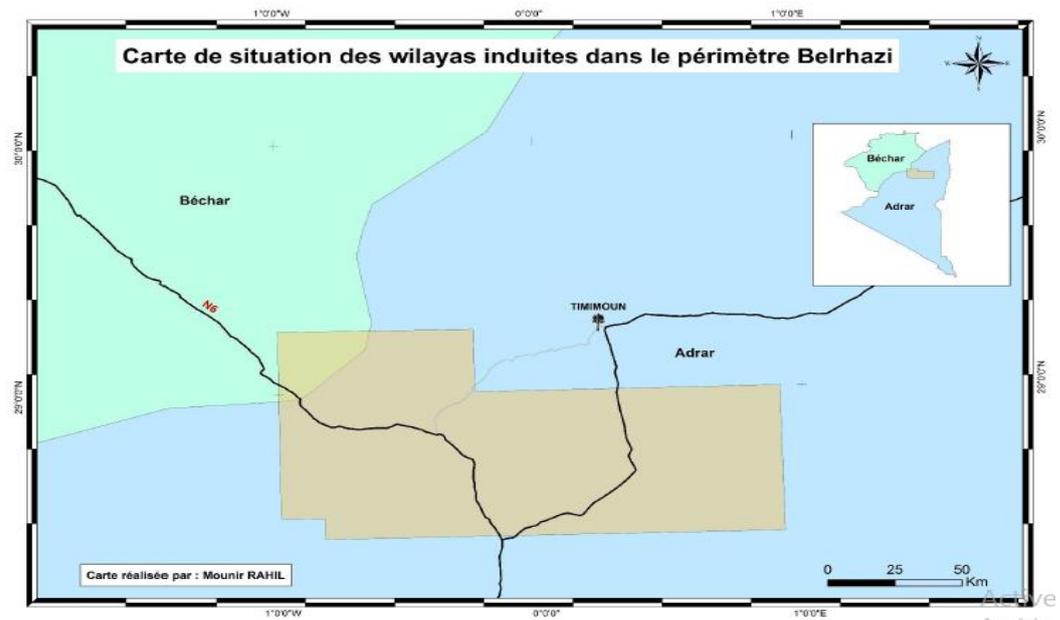


Figure.I. 10 Carte de situation des wilayas incluses dans le périmètre Belhazi.

I.7.8.1. Objectifs du forage ODZ -1 :

L'objectif principal du sondage (ODZ -1) est d'une part l'exploration des grès de l'Ordovicien supérieur (unité IV), qui ont rappelés le produit du gaz dans cette région ($453\ 000\text{m}^3/\text{J}$ à SBAA-1, $150\ 000\text{m}^3/\text{J}$ à TOT-1 et $53\ 400\text{m}^3/\text{J}$ à SBAA.S-1) et d'autre part mettre en évidence des réserves additives dans ce secteur.

I.7.8.2. Description de la structure (ODZ-1) :

Le puits ODZ-1 appartient au trend structural Belrhazi-Tisseras sur lequel viennent se greffer d'autres structures (forées et non forées) parmi lesquelles se trouvent LTS, ODA, OFN, TOT, E-ODZ. Cet ensemble de structures représente la voûte d'Azzène qui sépare la cuvette de Sbâa du bassin de l'Ahnet.

Le plissement et la structuration finale se sont produits durant les phases hercyniennes. La phase de compression N40° d'âge Viséen est à l'origine des grands plissements au niveau de la voûte d'Azzène. L'impact des phases compressives du Mésozoïque est également perceptible au niveau des structures de la voûte d'Azzène. Il se traduit par la forme plissée de la discordance hercynienne et la réactivation des failles préexistantes affectant partiellement les formations du Mésozoïque.

La structure ODZ présente à l'Ordovicien et au Givétien la même allure structurale. Il s'agit d'un anticlinal fermé structuralement, plus au moins allongé dans la direction Ougartienne (Nord-Ouest – Sud Est).

Une faille inverse de direction subméridienne vient recouper cette structure avec un rejet qui reste faible le long de celle-ci. Elle forme l'extrémité Sud-Est du trend positif de Belrhazi-Tisseras ou d'autres structures ont été déjà mises en évidence.

Cette structure présente une superficie totale de 38km² avec une amplitude d'environ 180 m au niveau top de l'ordovicien, correspond au point culminant de la structure.

I.7.9. Analyse du prospect :**I.7.9.1. colonne litho-stratigraphiques :**

La plupart des subdivisions sont plus ou moins assimilées au découpage chrono-stratigraphique en usage, bien que parfois les limites lithologiques et les limites d'étages ne soient pas clairement définies par manque de données stratigraphiques suffisamment fines et nombreuses (BEICIP, 1996).

La colonne litho-stratigraphique type du périmètre Belrhazi (figure I.8), est représentée principalement par une série paléozoïque continue, débutant par le Cambrien et s'achevant par les argiles du Faménnien, sur lesquels repose en discordance angulaire les formations mésozoïques du Continental Intercalaire ainsi que les formations du Cénomaniens (plateau de Tademaït) exclusivement à l'est du périmètre. Cette série a été mise en évidence principalement grâce aux neuf (09) puits forés sur ce dernier.

Les prévisions litho stratigraphiques du puits ODZ-1 (figure I.8) sont basées essentiellement sur les données sismiques des sondages voisins (LTNE des puits SBAA-1, SBAA .S-1) ainsi que la

section d'implantation (89 GOUA 142) tout en tenant compte des informations géologiques régionales (données stratigraphiques).

I.7.9.1.2. Paléozoïque :

Ordovicien :

➤ L'Unité IV :

Les faciès de l'unité IV sont très complexes, essentiellement gréseux, avec localement quelques passées d'argiles micro-conglomératiques. Les grès sont souvent fins à argilo-silteux, à la base et dans la partie médiane de l'unité, évoluant progressivement vers le sommet de la série vers des grès plus propres et plus grossiers, de couleur blanchâtre, consolidés et parfois quartzitiques, faciès typiques de la "dalle terminale" ou "Grès de Ramade" (équivalent de l'Unité IV-3). Dans le détail, les variations latérales sont extrêmement importantes et rapides, empêchant toute tentative de corrélation régionale, surtout dans la partie basale de l'Unité correspondant aux dépôts de remplissage des paléovallées (équivalent de l'Unité IV-2).

➤ L'Unité III-3 :

Dans cette zone, on suppose que l'unité III-3 est directement transgressive sur le cambrien. Autrement dit, nous notons l'absence des unités sous-jacentes (unité III-2 et III-1). Cette série correspond essentiellement aux argiles marines transgressives de l'Ordovicien moyen, les argiles de Tiferouine et les argiles d'Azal. Les grès d'Oued Saret se développent dans la partie sommitale de cette unité, pratiquement non représentée dans le périmètre Belrhazi, et/ou non différenciée de la base de l'Unité IV sus-jacente.

Silurien :

Est l'un des termes les plus franchement marin de toute la série ; est bien connu pour ses argiles à Graptolites et ses caractéristiques de roche-mère principale. Il joue également un rôle très important pour la couverture des réservoirs de l'Ordovicien.

Le silurien peut être subdivisé en trois ensembles lithologiques corrélables en tant que faciès sur tous les puits de la région :

- Le Silurien "carbonaté" au sommet, marqué par l'apparition de quelques niveaux franchement calcaires ("calcaires à Orthocères") et des argiles sus-jacentes moyennement riches en matière organique.
- Les argiles, plus ou moins silteuse, micacée et a texture feuilletée sont beaucoup moins riches en matière organique.

Les argiles radioactives à la base, charbonneuses et très riches en matière

Dévonien :

➤ **Dévonien supérieur :**

Faménnien :

Les dépôts du Faménnien sont partiellement érodés par la discordance hercynienne. Ils sont essentiellement représentés par des faciès argilo-silteux, avec des argiles grises à foncé, silteuse, micacée et indurée. Le faménnien est régionalement très immature et ne constitue qu'une roche-mère marginale. Son intérêt principal réside dans son rôle de couverture.

Frasnien :

Il s'agit essentiellement d'argiles marines transgressives, légèrement radioactives et assez riches en matière organique, surtout à la base. Ces argiles gris noires, silteuses, finement micacées, pyriteuses sont localement carbonatées, essentiellement vers le sommet.

➤ **Dévonien moyen :**

Givétien :

Il est représenté par un horizon calcaire transgressif sur les séries sous-jacentes. Le Givétien correspond à des alternances d'argiles brunes riches en matière organique et de bancs (1 à plusieurs mètres d'épaisseur) de calcaires gréseux gris blancs à beiges, compacts, à inclusions de pyrites et de calcite, bioclastiques, à débris d'Orthocères témoignant d'environnements marins francs. Localement des niveaux détritiques peuvent être intercalés dans ces calcaires. Il s'agit de grès bioclastiques cimentés par des carbonates et de silice.

Couvinien :

Cette série de base du dévonien moyen est représenté par des calcaires argileux grisâtres et d'argiles grises indurée avec de rares passées de grès gris blancs.

➤ **Dévonien inférieur :**

Emsien :

Le sommet de cette formation est représenté par un banc de grès gris clair, fin argileux, friable. Le reste de la série est représenté par un complexe argilo-gréseux de grès gris blanc et d'argiles grise, silteuse avec quelques passées de calcaire crayeux.

Siegénien :

Complexe argilo-gréseux, constitué de grès blancs fins à moyens rarement grossiers et d'argiles silteuse, micacée, indurée. Toutefois, les quelques descriptions lithologiques disponibles et les faciès diagraphiques montrent de grandes similitudes avec les faciès du Gédinnien, suggérant probablement des environnements de dépôts similaires.

Gédinnien :

Le Gédinnien correspond à une série argilo-silteuse comprenant des intercalations de bancs de silts et de grès beiges, fins, à texture friable, de quelques mètres d'épaisseur.

- organique, facilement corrélable sur toute la zone.

I.7.9.1.1. Mésozoïque :**➤ Crétacé supérieur (Cénomaniens) :**

Il est présenté exclusivement dans l'extrémité Est du périmètre de Belrhazi. Il est formé par une dalle de calcaire qui repose sur une formation argileuse d'âge crétacé supérieur. Il est couvert par des regs et des dépôts fluviatiles, découpé par des vallées d'oueds.

➤ Crétacé inférieur (Continental Intercalaire) :

La série est représentée principalement par des sables blancs translucides, moyens à très grossiers avec quelques passées de grès brun rouge, moyen à très grossier, intercalé d'argiles brun rouge, plus ou moins tendre.

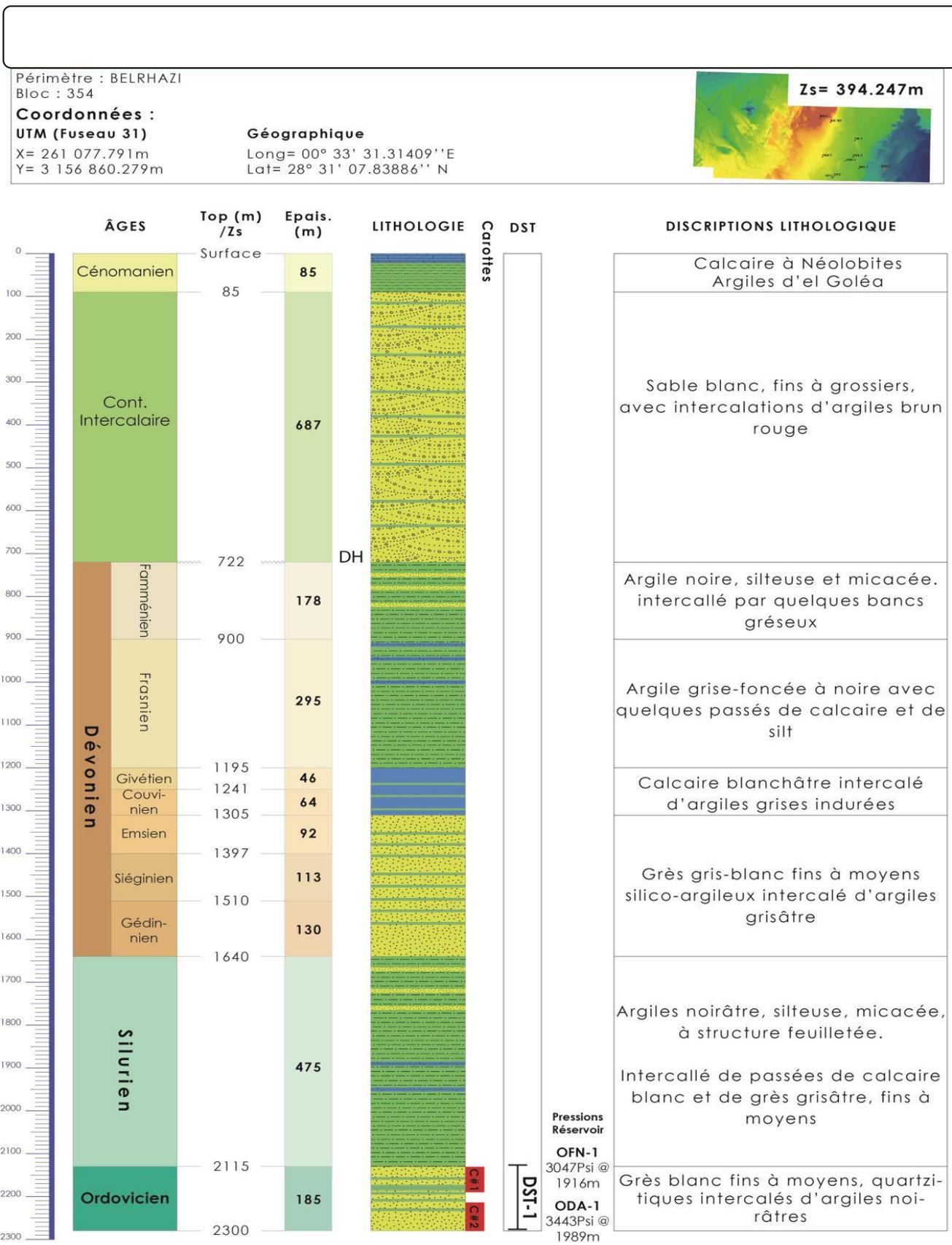


Figure. I. 11 Colonne lithostratigraphique de puits (ODZ-1)

Rapport interne-sonatrach 2018.

I.7.10. Aspect réservoir :

Les faciès de l'Ordovicien, unité IV sont très complexe et sont essentiellement gréseux admettant quelques passées d'argile micro-conglomératiques. Les grès sont particulièrement fins à la base et à tendance beaucoup plus grossière au sommet formant ainsi de très bons réservoirs. Du fait de la grande et rapide variabilité des faciès les corrélations de séquences restent difficilement réalisables. Ces séquences correspondent à des dépôts de remplissage de paléo vallées.

Les cartes en isopaques et de faciès montrent un maximum d'épaisseur de l'Ordovicien unité IV selon un axe Nord-Sud observé à travers les puits LT-1bis, ODZ-1bis, GOT-1 et TBR-1. Ceci pourrait correspondre à un ancien axe de vallée incisée où l'on trouve de fortes et rapides variations de faciès.

Dans le secteur d'étude, on observe des variations d'épaisseur de 50 à 200m. La réduction d'épaisseur se situe au niveau des zones où l'unité III-3 a été préservée et où le ravinement glaciaire n'a pas eu beaucoup d'effet. Ce phénomène est observé à l'Est de la région d'étude FOKE-1 et EAB-1 où l'unité IV atteint un maximum d'épaisseur de 130m et à l'Ouest dans la région de OTRT-1 et Sbâa.

Le maximum des hauteurs utiles de l'Ordovicien unité IV est observé dans l'axe de la paléo vallée. Les grès compacts peuvent être toutefois fracturés, tel est le cas de TOT-1, SBAA-1, SBAA.S-1 expliquant les forts débits de gaz.

Les porosités moyennes décroissent en fonction de l'enfouissement ou l'on note des valeurs de 15% au Sud-Est et de 6% dans la partie Nord où les réservoirs sont plus ou moins fracturés.

Les perméabilités ont une valeur médiane de 0.8 md, il faut souligner que des valeurs supérieures à 100 md ont été rencontrés dans les faciès sommitaux de l'unité IV où le réservoir est excellent.

Le puits ODZ-1 est situé dans un contexte paléogéographique favorable où les conditions de sédimentations peuvent présager de bonnes caractéristiques de réservoirs

(Hu =28m, ϕ = 5% et K=0.8md).

I.7.11. Couverture et préservation :

La couverture du réservoir Ordovicien Unité IV est assurée par les argiles du Silurien (Epaisseur : 450m).

I.7.12. Roches mères et voies de migration :

Les principales roches mères de la région sont classées par ordre d'importance :

- Silurien radioactif.
- Silurien carbonaté.
- Frasnien.

En raison de ses caractéristiques géochimiques, le Silurien constitue la roche mère la plus importante. En plus de sa richesse en matière organique, il est réparti sur la quasi-totalité de la région.

Au début du Silurien, les conditions anoxiques restreintes ont engendré les dépôts d'argiles à graptolites hautement radioactives, cette roche mère se caractérise par :

- Un fort COT (1.26-3.26).
- Une matière organique de type II.
- Une forte maturité (TR >99%).
- Un pouvoir réflecteur de la vitrinite variant entre 1.46 et 2.48.
- Une augmentation d'épaisseur du Nord (12m à TBR-1) vers le Sud (58m à KES-1).

I.7.13. Maturation :

Les principaux résultats obtenus de la modélisation géochimique (Beicip 1996) de la voûte d'Azzène se résume comme suit :

Le pouvoir réflecteur de la vitrinite (R0) calculé à l'actuel pour les différentes roches mères de la voûte d'Azzène (Silurien radioactif, Silurien carbonaté) varie entre 0.94 et 2.48 (phase à condensat-Gaz sec).

I.7.14. Alimentation :

Le secteur d'étude est fortement tectonisé au point où les failles à fort rejets mettent en contact latéral direct le réservoir Unité IV et la roche mère silurienne.

I.7.15. Aspect HSE :

La nappe aquifère des dépôts détritiques du continental intercalaire constitue la principale réserve d'eau souterraine de la plate-forme saharienne. Cet aquifère forme une nappe libre avec pour mur imperméable les dépôts argileux du Paléozoïque. Elle est exploitée à de faibles profondeurs pour les besoins aussi bien domestiques qu'industriels.

Afin de préserver les eaux de cette nappe de toute contamination, il est impérativement interdit d'utiliser des produits non conformes à la loi sur la protection de l'environnement pendant la traversée de cette formation. L'isolement par tubage de cette formation est obligatoire afin de ne pas contaminer l'aquifère.

Aussi pour éviter toute contamination de la nappe aquifère ainsi que l'hygiène de la zone, le borbier doit être isolé du sol par du plastique ou autre isolant.

A la fin du forage la remise en état du lieu est obligatoire

Figure.I. 1: Situation géographique du bassin de Sbâa (WEC Algeria 1995)	2
Figure.I. 2 Situation géologique de bassin de Sbâa (SONATRACH 1998)	3
Figure.I. 3 Coupe géologique à travers le bassin de Sbâa	4
Figure.I. 4 Situation des principaux trends structuraux du bassin de Sbâa (WEC 2012).....	9
Figure.I. 5 Carte de positionnement des puits dans le périmètre de Sbâa (SONATRACH 2013	13
Figure.I. 6 Carte des principaux résultats des puits forés dans le périmètre Belrhazi.....	14
Figure.I. 7 Carte de situation des villes aux alentours du périmètre Belrhazi.	17
Figure.I. 8 Carte de situation des wilayas induites dans le périmètre Belrhazi.	17
Figure.I. 9 Prévisions lithostratigraphique de puits GARA RAZINE-1 (ODZ-1).	22

II. Introduction :.....	26
II.1. Diagraphie d'imagerie :.....	27
II.2. Outils d'imagerie :	27
II.2.1. L'outil électrique :.....	28
II.2.2. L'outil ultrasonique :.....	28
II.2.3. Les principaux outils d'imagerie :.....	29
II.3. Images électriques ou images acoustique :.....	30
II.4. Traitement des données d'imagerie :.....	31
II .5. Les applications d'imagerie :.....	32
II.5.1. Analyse structurale :.....	32
II.5.1.1.Pendage structural et azimuth :.....	32
II.5.1.2. Analyse des contraintes :.....	33
II.5.1.2.1. Les contraintes :	33
II.5.1.2.2. L'apport des contraintes sur les puits :	34
II.5.1.3.Breakout :.....	34
II.5.1.4 Les fractures induites :.....	34
II.6. La classification des fractures en imagerie :.....	35
II.7.Autre Application :	36
II.8. Analyse des Fractures :.....	37
II.8.1. Les fractures naturelles :.....	37
II.10. Endommagements liés aux contraintes :.....	37
II.10.1. Densité de boue :.....	37
II.10.2. Pression de formation :.....	37
II.10.2. Faible densité de boue pour éviter les breakouts :.....	37
II.10.4. Minimum horizontal stress :.....	38
II.10.5. Limite de fracturation hydraulique :.....	38

II. Introduction :

L'imagerie des puits a été intégrée comme une composante cardinale dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures par Schlumberger au milieu des années 80. Le recours à cette technique a évolué rapidement et elle est devenue un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

Nous distinguons deux principaux types d'outils d'imagerie, combinés avec un système de mesure d'inclinomètre :

- Outils d'imagerie électrique qui fournissent une image de la résistivité de la formation au voisinage immédiat de la surface du puits.
- Outils d'imagerie acoustique qui ne mesurent pas directement une propriété de la formation mais fournissent une image par réflexion d'une onde ultrasonique sur la surface du puits elle-même.

L'imagerie apporte des informations utiles à bien d'autres domaines que la géologie de puits : la pétrophysique, la sismique, la mécanique des roches et la description géologique globale du réservoir. Ces informations sont parfois simples à décrypter ou, parfois nécessitent des traitements plus complexes par un expert.

Dans ce chapitre, il sera question de décrire les différentes applications de l'imagerie dans la caractérisation de réservoirs et le principe de fonctionnement du système de mesure d'inclinomètre (GPIT1), de l'imagerie acoustique (UBI2) et électrique (OBMI3).

II.1. Diagraphie d'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 azimut) 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.

L'imagerie est indispensable pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- L'obtention d'une image détaillée du trou, dans le cas d'une boue à base d'eau et d'une boue à base d'huile.
- La détermination du régime de contrainte
- La détermination du pendages de la stratification.
- La détection des fractures et des failles, (types, azimut, pendage).
- La détermination de la limite lithologique des intervalles de stratification minces.
- L'obtention des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- Avoir une image de la paroi du trou (géométrie).
- La détermination de l'orientation des carottes qui permet une corrélation correcte.

II.2. Outils d'imagerie :

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

- Injection du courant électrique dans une formation et mesure de la micro résistivité des couches.
- Propagation des ondes acoustique dans un milieu avec l'enregistrement de temps de transit et d'amplitude de l'onde réfléchie.

II.2.1. L'outil électrique :

L'outil électrique émet un courant appelé EMEX (pour Emettre-Exciter), dans la formation. Une très faible quantité de ce courant passe par les électrodes et donne les courbes enregistrées.

Les contrastes de micro résistivité aux limites des couches ou aux fractures traversant le sondage. (Figure II.1)

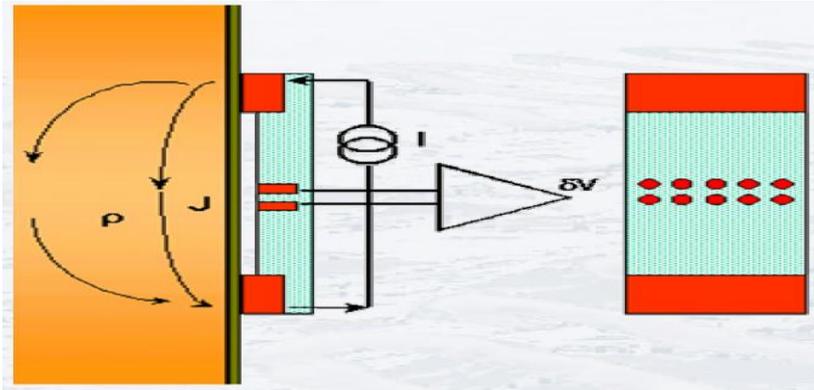


Figure. II. 1 Principe de fonctionnement de l'outil électrique



Figure. II. 2 OBMI (Schlumberger.2004)

II.2.2. L'outil ultrasonique :

Lorsque l'impulsion acoustique rencontre la paroi du trou, une partie de l'énergie est réfléchiée, tandis que l'autre partie traverse la formation. L'énergie réfléchiée dépend du contraste de l'impédance acoustique Z_1 et Z_2 . (Figure 2)

$$Z = \rho \cdot V$$

Avec : Z = impédance acoustique

ρ = pression acoustique

V =vitesse de la particule associée du milieu

L'amplitude et la vitesse de l'onde sonore sont fonction de la lithologie, de la forme et de la taille de l'empreinte géologique rencontrée

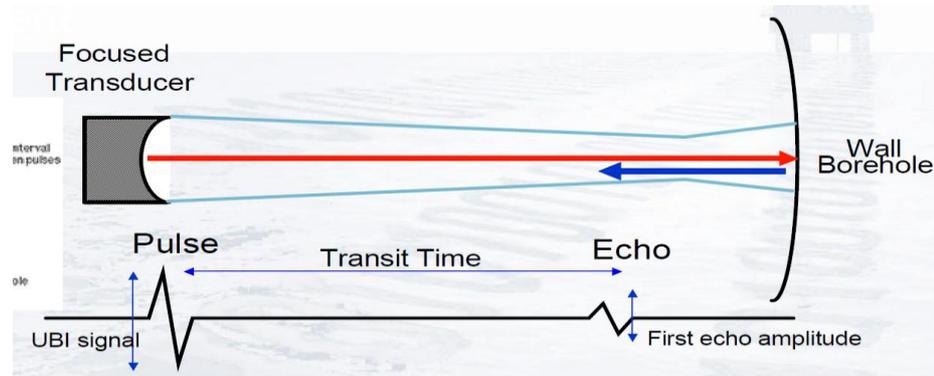


Figure. II. 3 Principe de fonctionnement de l'outil ultrasonique



Figure. II. 4 Transducteur rotatif (Schlumberger.2006)

II.2.3. Les principaux outils d'imagerie :

De nos jours il y a différents outils d'imagerie de différentes sociétés de services du domaine pétrolier, chaque outil a sa propre caractérisation et condition pour l'utiliser, on va citer les principaux outils les plus utilisés des trois sociétés de service (Schlumberger, Baker-Atlas et Haliburton).

Ci-dessous le tableau II.1 montre les différents outils de différentes compagnies selon leur type (Electrique ou Acoustique), ainsi leur boue adéquate.

OUTILS \ COMPAGNIE	SCHLUMBERGER	BAKER ATLAS	HALIBURTON
Boue à base d'eau OUTILS ELECTRIQUES	FMI Fullbore Formation MicroImager	STAR imager	EMI Electrical Micro Imaging
Boue à base d'huile OUTILS ELECTRIQUES	OBMI Oil-Base MicroImager	EARTH imager	OMRI Oil-Based Micro-Imager
Boue à base d'eau/d'huile OUTILS ACOUSTIQUES	UBI Ultrasonic Borehole Imager	CBIL Circumferential Borehole Imaging Log	CAST-V Circumferential Acoustic Scanning Tool- Visualization

TAB II .1. Les principaux outils utilisés en diagraphie d'imagerie

II.3. Images électriques ou images acoustique :

L'acquisition d'imagerie électrique nécessite une boue conductrice. Il n'est pas possible en général d'enregistrer des images électriques dans des puits forés avec une boue à base de pétrole (oil base mud). Cette limitation n'existe pas pour les sondes d'imagerie acoustique. En effet les images acoustiques reflètent essentiellement les irrégularités et rugosités de la paroi du trou. Ces dernières peuvent être parfaitement liées à des paramètres géologique (variation de lithologie, de perméabilité, de porosité.) influençant le coefficient de réflexion des ondes ultrasoniques et leur amplitude.

Elles peuvent aussi être engendrées par le trépan. N'oublions pas l'existence d'un mud-cake parfois épais sur lequel les ondes peuvent se réfléchir masquant ainsi la structure interne de la roche, alors que le courant analyse la formation à travers le mud-cake.

Dans le cas de boues le trajet de l'onde acoustique va être allongé et il va causer la perte de l'amplitude (un cas pareil dans des puits ovalisés).

Les images électriques détectent des fissures très fines vu la résolution de ses ondes, ce que les sondes acoustiques ne peuvent pas détecter.

Concernant la couverture, les outils acoustique peuvent couvrir toute la paroi du trou (100%), quant aux outils électrique la couverture dépend du diamètre de trou, elle peut atteindre 80% pour un diamètre de 8 1/2. (**Figure II .5.**)

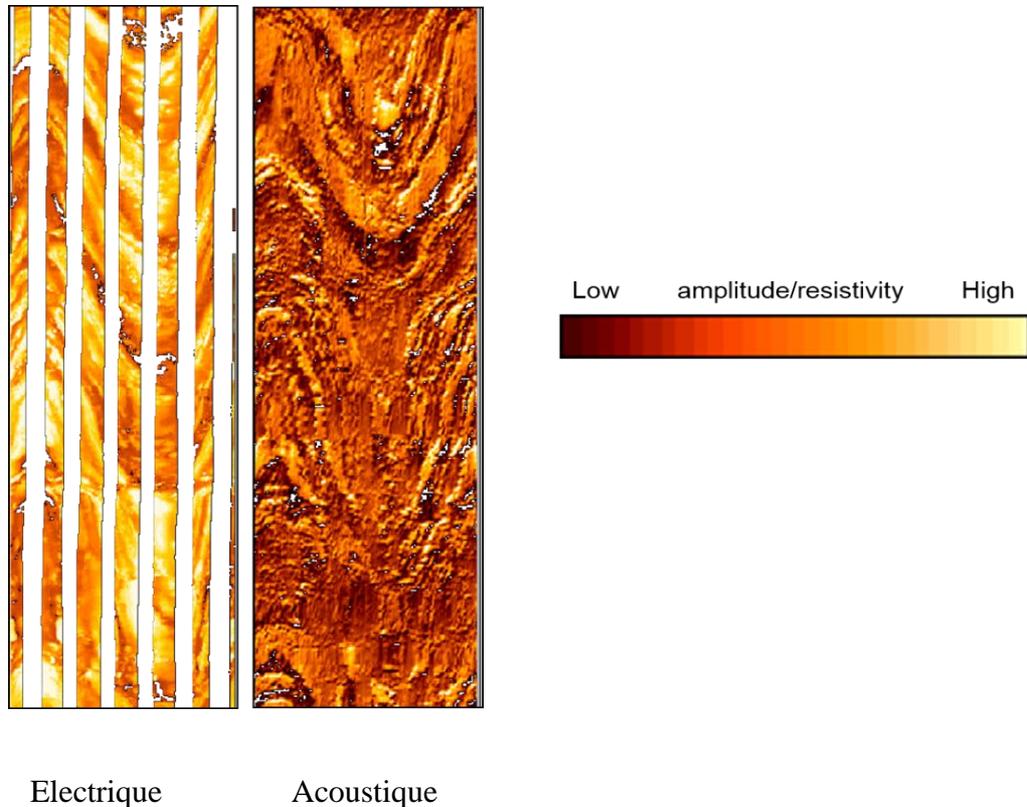


Figure. II. 5 Electrique VS Acoustique

II.4. Traitement des données d'imagerie :

Pour reproduire les objets géologiques détectés dans leur forme primitive et pour calculer le Pendage réel des surfaces traversant le puits, ces dernières étant traversées à des profondeurs différentes si l'angle apparent, entre les surfaces et l'axe du puits n'est pas de 90°, les données brutes acquises doivent être corrigées pour l'influence des facteurs suivants :

- Les variations de vitesse d'enregistrement,
- Les décalages en profondeur d'une part entre les différentes rangées d'électrodes et d'autre part entre les patins et les rabattants,
- Des électrodes ne fonctionnent pas,
- L'intensité du courant, les variations de gain et d'offset,
- Les changements du diamètre du trou,
- La rotation de la sonde dans le trou.

II .5. Les applications d'imagerie :

Les données d'imagerie constituent le meilleur atout d'étude de la structure tectonique le long d'un puits. Elles permettent en effet, une meilleure connaissance des horizons (faille, banc...), ainsi que leur origine.

Parmi les intérêts des diagraphies d'imagerie, on peut citer :

- Application structural (Pendage, fracture, contrainte).
- Application sédimentaire (stratification oblique, entrecroisée....)

II.5.1. Analyse structurale :

II.5.1.1. Pendage structural et azimuth :

Le pendage (Dip) structural est l'angle de plus grande pente par rapport à l'horizontale, L'azimut (Azimuth) est sa direction par rapport au nord magnétique des plans des formations traversées par un sondage, Le Strike est l'intersection entre le plan structural et l'horizontal.(Figure 6).

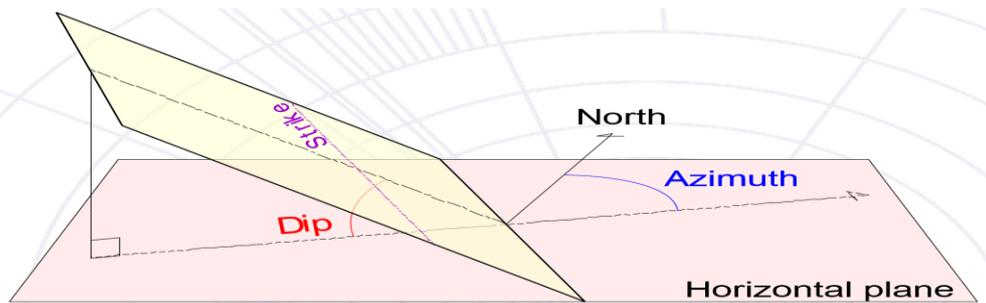


Figure. II. 6 Représentation du pendage, azimuth et strike

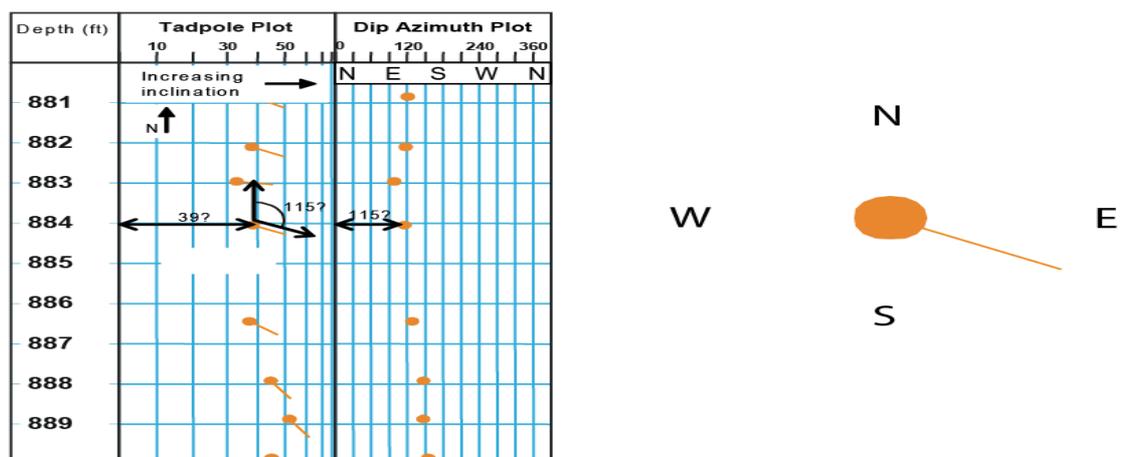


Figure. II. 7 Représentation du pendage sur un log

L'analyse du pendage va nous permettre d'acquérir des informations concernant :

- la disposition structurale des formations (pendage, faille, plis...).

- La présence d'anomalies stratigraphiques.
- L'approche de certains problèmes sédiment logiques (structures sédimentaires, direction de transport, énergie du milieu de dépôt).

Ces informations sont utiles pour l'interprétation car elles permettent de reconstituer le milieu de dépôt et l'architecture du réservoir géologique.

II.5.1.2. Analyse des contraintes :

II.5.1.2.1. Les contraintes :

Les contraintes qui affectent un volume de roche élémentaire dans les conditions du réservoir sont provoquées par :

- le poids des couches lithologiques.
- les pressions des fluides dans les pores.
- les forces tectoniques.

Si on adopte la représentation habituelle des forces, trois directions normales désignées par trois vecteurs comme principales contraintes.

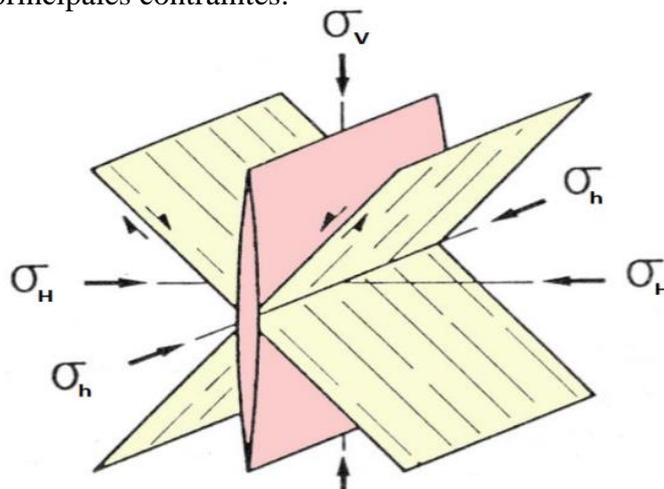


Figure. II. 8 Les trois principales contraintes

➤ Contrainte verticale (σ_v)

Elle est principalement attribuable au poids même des formations recouvrant la zone cible, de la surface jusqu'à la base, autrement dit c'est le poids des sédiments qui repose sur la formation (pression lithostatique), elle est appliquée perpendiculairement à la surface de la contrainte de la roche.

➤ Contraintes horizontales (σ_H, σ_h)

Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement qui est appliquée le long de la surface d'un plan.

Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière,

peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être accentuée par des effets thermiques, tectoniques et par la structure géologique.

II.5.1.2.2. L'apport des contraintes sur les puits :

L'exécution d'un forage crée un effet de voûte concentrant les contraintes le long des parois. Cette concentration peut atteindre certains seuils rhéologiques de la roche conduisant à des ovalisations du puits dont l'orientation est liée à celle des contraintes actuelles. La diagraphie d'imagerie est un bon indicatrice de l'orientation de la contrainte maximale à travers de ces ovalisations qui sont perpendiculaire au sens de la contrainte maximale. Ces ovalisations sont représentées en dessous dans la figure d'imagerie par deux colonnes foncées (Breakout) distancées de 180°.

II.5.1.3. Breakout :

La partie de la paroi du trou (deux colonnes sur figure d'imagerie) qui ne résiste pas à la contrainte maximale exercée sur la paroi lors de l'ovalisation de puits ; du Coup un éboulement se produira dans cette tranche et la boue prendra place.

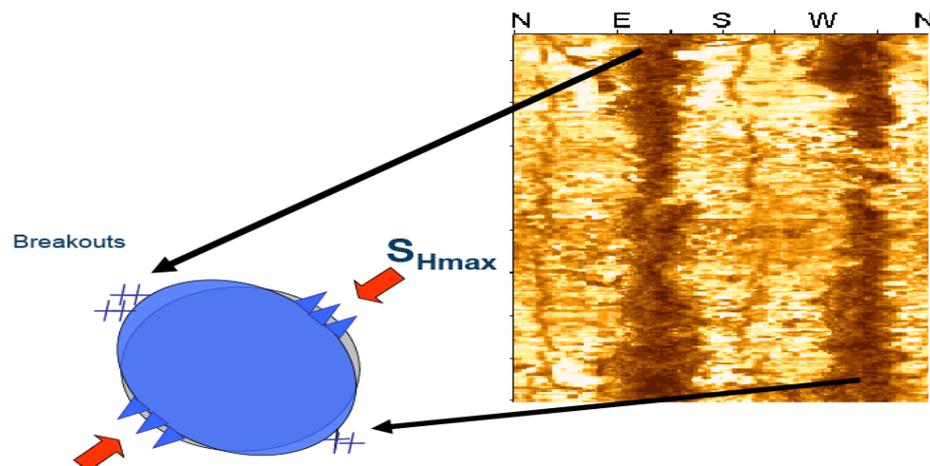


Figure. II. 9 Breakout

II.5.1.4 Les fractures induites :

Ce sont des fractures provoquées par différents outils lors du forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes. Ce genre de fractures n'ont aucun effet sur la perméabilité du réservoir.

Autre type de fractures induites qui sont associées au Breakout, elle se montre verticales dans l'image (parallèles au Breakout), elles peuvent nous informer aussi sur le sens de la contrainte maximale comme montre la figure II.10.

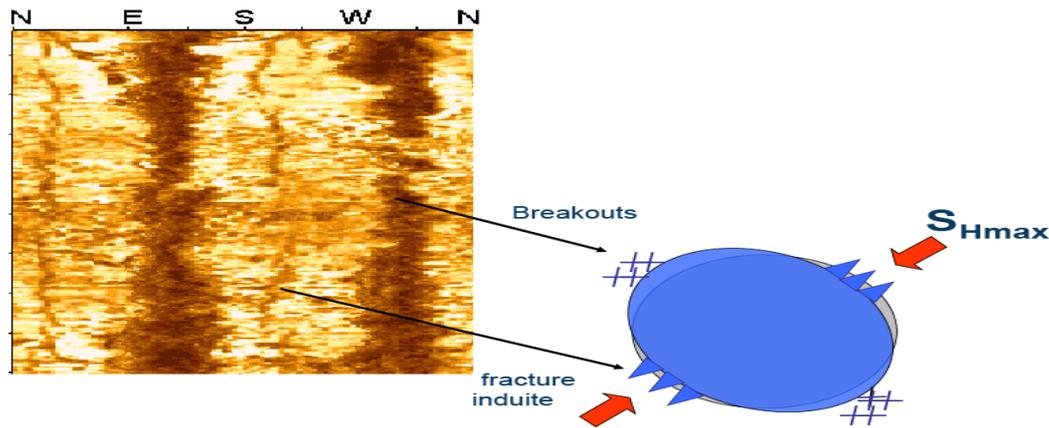


Figure. II. 10 Fractures induites

II.6. La classification des fractures en imagerie :

L'imagerie peut nous renseigner sur les fractures naturelles et induites, ainsi que sur leur ouverture et leur fermeture via les outils acoustique. Elle nous informe aussi sur la nature du ciment (résistante ou conductrice) dans le cas des fractures colmatées, via les outils électriques.

La compréhension des différents enregistrements des diagraphies d'imageries, telles qu'elles sont acoustique UBI ou électrique OBMI-FMI (cas Schlumberger), sont basée essentiellement sur un code de couleur d'amplitude - temps de transit pour l'imagerie de l'acoustique, et de micro-résistivité pour l'imagerie de l'électrique.

Si l'amplitude est de couleur blanche sur l'outil UBI, va nous indiquer une fracture cimentée.

Pour connaître la nature du ciment qui colmate les fractures, on s'appuie sur l'imagerie électrique, OBMI ou FMI.

La couleur blanche indique la présence d'un ciment résistant non conducteur (Quartz, Calcite, Bitume..).

La couleur noir indique la présence d'un ciment conducteur (les minéraux ferrugineux, galène, pyrite.....)

Si l'amplitude est de couleur noir sur l'outil UBI, ce la va nous informer sur la présence des fractures ouvertes. Dans ce type de fracture, l'onde acoustique est considérablement absorbée et le temps de transit est représentatif (couleur noir).

La nature du remplissage de ces fractures est déduite de l'imagerie électrique.

Sur FMI : La couleur noir, montre la présence d'une boue conductrice (boue à eau).

Sur OMBI : La couleur Blanche, montre la présence d'une boue résistante (boue à l'huile).

Reste à signaler que si l'amplitude est de couleur noir sur UBI d'un côté, et la représentation du temps de transit n'est pas significatif d'un autre côté, on est dans le cas d'un remplissage à base d'argile, c'est-à-dire les argiles obstruent les fractures.

Le tableau ci-dessous illustre l'identification des fractures ainsi que leurs remplissages.

Materiel remplissant la fracture		FMI	OBMI	UBI**	
		Boue à l'eau	Boue à l'huile	Amplitude	Transit time
Fracture ouverte	Boue de forage				
	Plus dur et plus resistif que la matrice (Quartz, Calcite, Bitume,...)				
Fracture fermée	Plus dur et plus conducteur que la matrice (Pyrite...)				
	Moins dur et plus conducteur que la matrice (argile...)				
		IMAGERIE ELECTRIQUE		IMAGERIE ACOUSTIQUE	

Figure. II. 11 Identification des fractures à partir de l'imagerie

II.7. Autre Application :

L'imagerie est un élément déterminant dans le choix de positionnement de nos outils d'échantillonnages (soit le Dual parker ou le Singel probe), car par l'information obtenu de l'imagerie, va nous permettre :

Déjà de réaliser le bon choix de l'ancrage des parkers de l'outil pour ne pas endommager notre réservoir.

Elle favorise pour le choix de la bonne côte de prélèvement d'échantillon, ou on fait participer les paramètres secondaires de notre réservoir (porosité secondaire liée aux fissures).

L'enregistrement d'imagerie permet de réaliser une meilleure corrélation avec la carotte dans le but de l'orienter.

II.8. Analyse des Fractures :

En géo mécanique une fracture est toute séparation dans une formation géologique, qui divise la roche en deux ou plusieurs morceaux. Les Fractures sont souvent causées par des contraintes qui dépassent la résistance de la roche, et qui provoquent une perte de cohésion le long du plus faible plan, d'où l'augmentation de la perméabilité de la roche.

Les roches fracturées font de bons réservoirs hydrocarbures, car ils peuvent posséder à la fois perméabilité et porosité.

La fracture est le résultat d'une rupture, en général, s'il en résulte un déplacement relatif on parlera de Faille (fracture), dans le cas contraire, où aucun déplacement n'est perceptible on définira un Joint.

Les paramètres de base des fractures sont définis en détail, Il s'agit notamment de l'ouverture la taille la nature et l'orientation de la fracture, et la distribution, la densité, l'intensité d'un groupe de fractures.

II.8.1. Les fractures naturelles :

Elles existent réellement dans la formation, nous distinguons également deux types :

- Fractures naturelles ouvertes
- Fractures naturelles colmatée

II.10. Endommagements liés aux contraintes :

II.10.1. Densité de boue :

Il existe quatre valeurs critiques dans la fenêtre de la densité de boue (**Fig.12**), ces valeurs définissent les limites de la stabilité du trou lors du forage :

II.10.2. Pression de formation :

Si la pression de boue est plus faible que la pression de formation, ceci conduit à l'éboulement du trou.

II.10.2. Faible densité de boue pour éviter les breakouts :

Si la pression de la boue est inférieure à celle des parois du trou, des breakouts peuvent apparaître.

II.10.4. Minimum horizontal stress :

Une pression de boue élevée peut provoquer des fractures induites, causant une perte du fluide de forage.

II.10.5. Limite de fracturation hydraulique :

Lorsque la pression de boue dépasse cette limite, une fracturation hydraulique sera induite dans les parois du puits. Ceci peut entraîner une perte du fluide de forage, particulièrement si la pression de boue est supérieure à celle de la contrainte minimale.

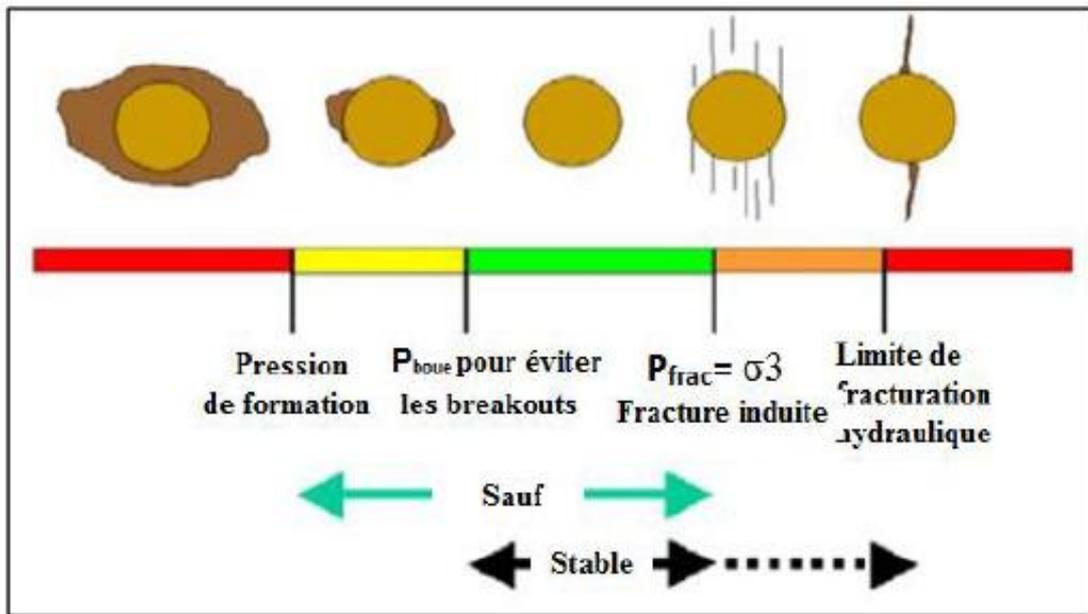


Figure. II. 12 Limites de stabilité du trou et la fenêtre sauf et stable de boue (Schlumberger,2016)

Figure. II. 1 OBMI (Schlumberger.2004)	28
Figure. II. 2 Principe de fonctionnement de l'outil électrique	28
Figure. II. 3 Transducteur rotatif (Schlumberger.2006)	29
Figure. II. 4 Principe de fonctionnement de l'outil ultrasonique	29
Figure. II. 5 Electrique VS Acoustique	31
Figure. II. 6 Représentation du pendage, azimuth et strike	32
Figure. II. 7 Représentation du pendage sur un log	32
Figure. II. 8 Les trois principales contraintes	33
Figure. II. 9 Breakout	34
Figure. II. 10 Fractures induites	35
Figure. II. 11 Identification des fractures à partir de l'imagerie	36
Figure. II. 12 Limites de stabilité du trou et la fenêtre sauf et stable de boue (Schlumberger.2016)	38

III. Introduction :

Pour reproduire les objets géologiques détectés, dans leur forme primitive, et afin de calculer le pendage réel des surfaces traversées par les puits, l'interpréteur doit effectuer un traitement des données brutes acquises.

Dans ce chapitre et à l'aide d'un outil puissant d'interprétation, en l'occurrence le TECHLOG-WBI, il sera question : En premier lieu de décrire les différentes étapes de traitement effectué sur les données brutes, qui nous parviennent des opérations de logging, dans le but d'obtenir des images qui reproduiront et traduiront mieux les structures et les figures géologiques, ensuite, de montrer le principe de l'interprétation et l'analyse des fractures sur les images, et en dernier lieu, d'appliquer ces notions sur un exemple réel (le puits OMO-173) afin de mieux illustrer les étapes décrites auparavant.

III.1. Traitement des données brutes :

III.1.1. But du traitement des données brutes :

Le but du traitement effectué est d'établir des corrections sur les données brutes qui nous parviennent des opérations de logging pour créer des images qui reproduisent et traduisent mieux les structures et les figures géologiques (**Figure III.1**).

Pour le faire, il faudra préalablement, déterminer la position exacte de l'outil dans le trou, éliminer et corriger l'effet du coincement, corriger son décalage par rapport à la profondeur, arranger le mauvais fonctionnement des électrodes, corriger l'ovalisation du trou et enfin orienter les images dans le trou par rapport au Nord ou au sommet du trou.

Toutes ces corrections concourent à l'amélioration de la qualité de l'image, réduisant au maximum ses artefacts pour obtenir au final, des images statiques et dynamiques aux contrastes avérés et sur lesquelles se fera notre interprétation.

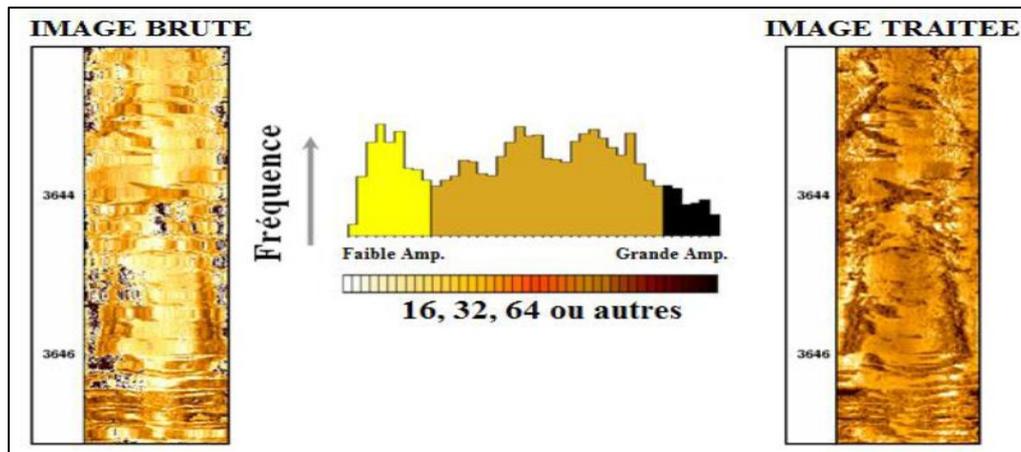


Figure.III. 1 Traitement des données brutes (Schlumberger.2013)

III.1.2. Logiciel utilisé :

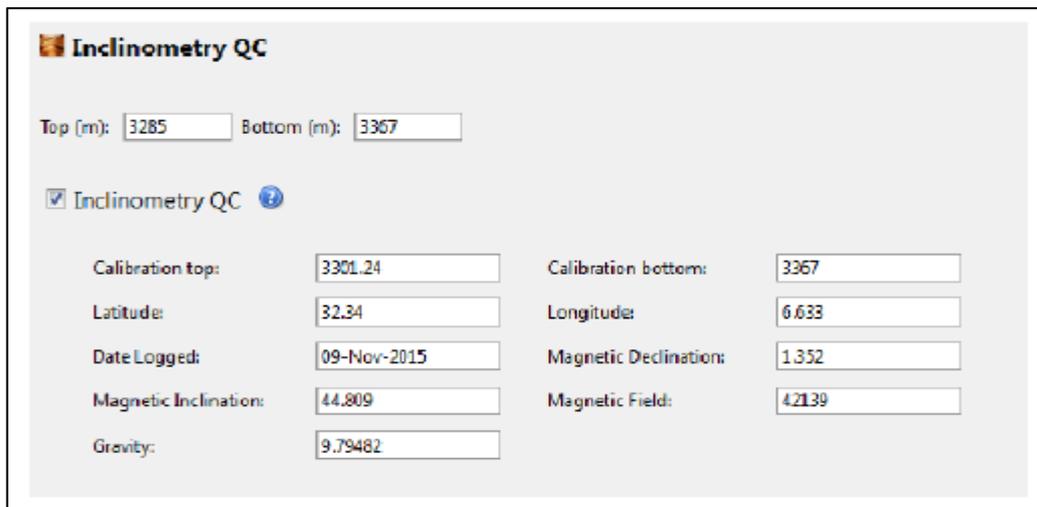
Dans cette étude, le logiciel utilisé pour effectuer le traitement ainsi que l'interprétation est TECHLOG (**Figure III.2**). TECHLOG est un logiciel de grande performance, développé par la Compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER pendant les années 2000 ; sous Windows, il présente plusieurs modules : Géophysique, Forage, Géologie, Pétrophysique, Réservoirs et Réservoirs in conventionnel.



Figure.III. 2 Logo du TECHLOG

Le module utilisé dans notre étude est le WBI (WellBore Imaging- geology). Il regroupe les outils de traitement et d'interprétation des données de l'imagerie. La plateforme contient un grand nombre d'outils de différentes compagnies de service permettant à

- **L'inclinaison magnétique** : l'inclinaison d'un lieu est l'angle que fait le vecteur champ magnétique terrestre avec l'horizontal. Ce paramètre peut être déterminé en utilisant le modèle BGGM ;
- **Champ magnétique** : ce paramètre peut être déterminé directement en utilisant le modèle BGGM ;
- **Gravité** : ce paramètre peut être déterminé directement en utilisant le modèle BGGM, sinon, l'utilisateur peut saisir cette valeur manuellement (par défaut 9.81 m/ s²).



Field	Value
Top (m)	3285
Bottom (m)	3367
Calibration top	3301.24
Calibration bottom	3367
Latitude	32.34
Longitude	6.633
Date Logged	09-Nov-2015
Magnetic Declination	1.352
Magnetic Inclination	44.809
Magnetic Field	42139
Gravity	9.79482

Figure.III. 4 Inclinomètre QC

Exécution :

Il est recommandé d'exécuter la méthode d'abord en mode display qui permet d'examiner les données, d'obtenir une idée sur la qualité des données puis de voir si elles peuvent être améliorées [11].

Une fois la méthode exécutée, les résultats seront automatiquement représentés sous forme de cross plots d'accéléromètre et du magnétomètre ; une fenêtre contextuelle qui contient un résumé des résultats et des recommandations sur les données acceptables s'affiche aussitôt [11]. La couleur verte signifie que l'erreur est

Minimale, que les corrections effectuées sont bonnes et à ce moment, nous pouvons passer à l'étape suivante (Figure III.5).

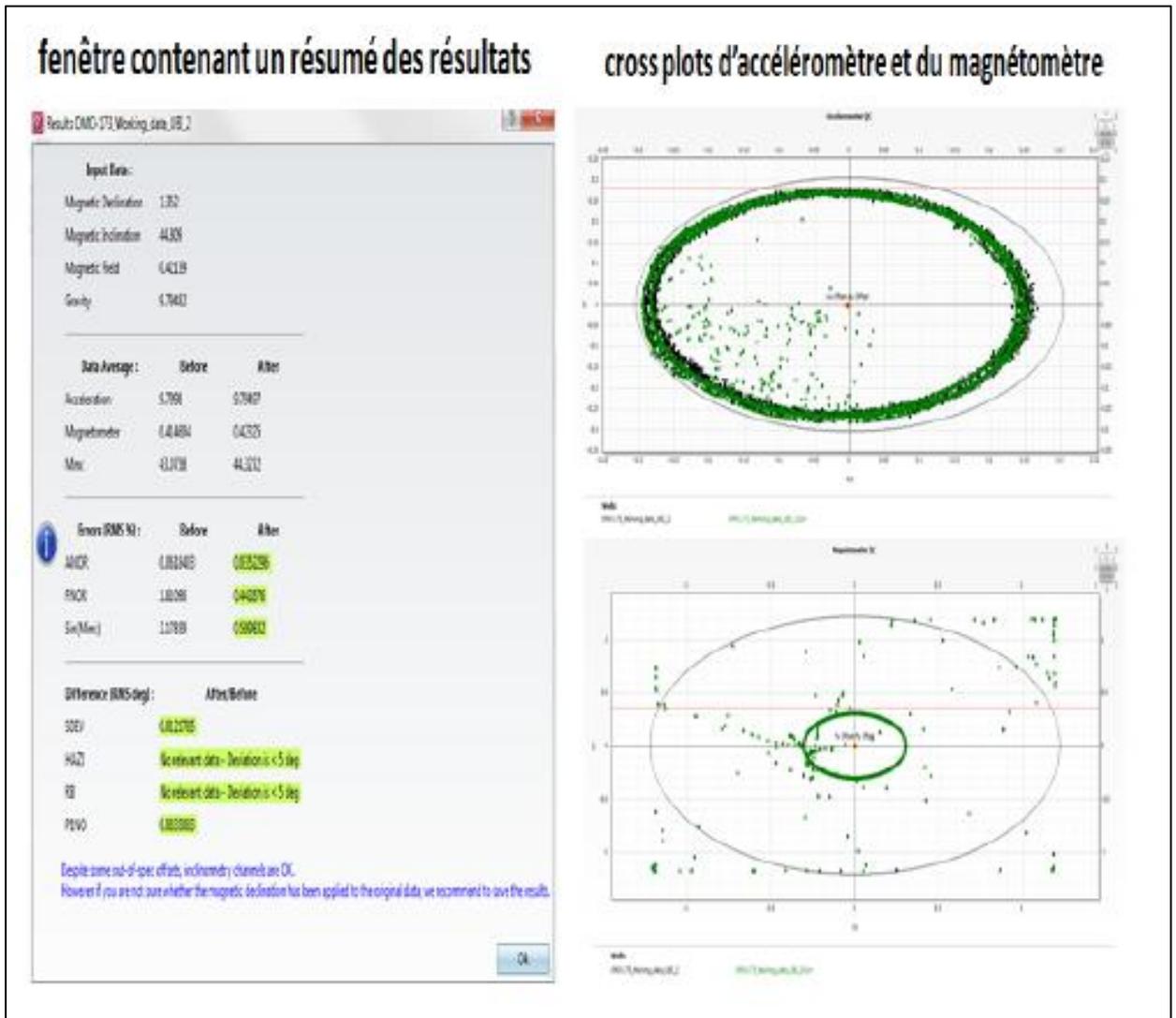


Figure.III. 5 Résultats de l'inclinométrie QC

Les corrections de vitesse doivent être effectuées afin d'éviter les erreurs de calcul lorsque l'outil est temporairement coincé et pour permettre aussi aux utilisateurs de vérifier si les profondeurs calculées et corrigées sont raisonnables avant d'appliquer réellement les corrections sur les logs (**Figure III.6**). Le principe de la méthode est basé sur l'utilisation de l'accélération sur l'axe Z et le facteur de confiance du câble pour calculer l'accélération et la vitesse de l'outil.

Cette étape permet de corriger l'effet de coincement de l'outil. Lorsque l'outil coince, l'image devient tendue et la tension du câble augmente. Par la suite, lorsque l'outil est libéré, il redémarre avec une accélération, de ce fait l'image apparaîtra compressée. Pour compenser cela, le programme calcule la vitesse réelle de l'outil par intégration de

l'accélération de l'outil, puis intègre la vitesse afin de déterminer la profondeur réelle de l'outil par rapport à la profondeur nominale du câble.



Figure.III. 6 Correction des variations de vitesse

III.1.3.2. Traitement et création d'images :

Cette étape est subdivisée en plusieurs sous-étapes :

➤ **Création des images**

Cette étape consiste à construire une image pour chaque patin, en regroupant les réponses de tous les boutons (électrode) sur le même patin. Ainsi on aura, pour chaque patin, une image qui lui correspond.

La Figure III.7 représente les images résultantes de cette étape de traitement pour l'OBMI. On a donc quatre images, chacune correspond à un patin

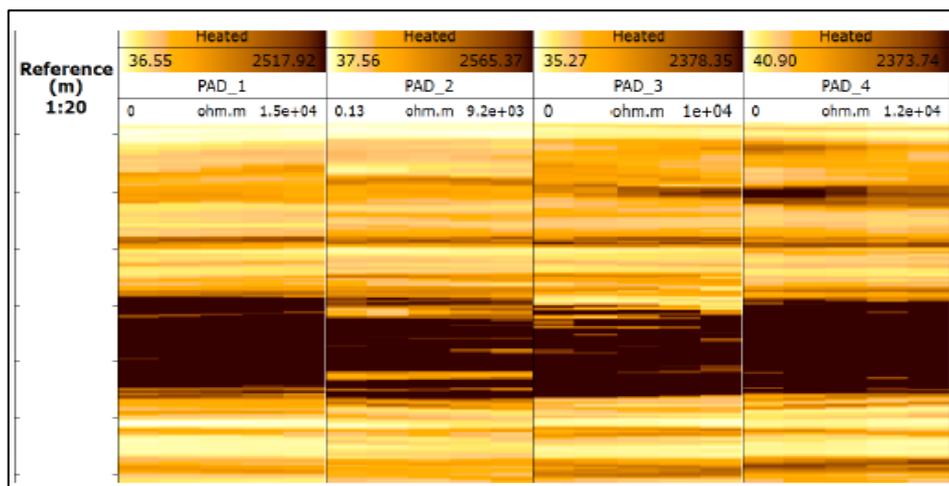


Figure.III. 7 Création d'images

➤ **Correction de la vitesse sur l'image :**

Elle consiste à éliminer l'effet du mouvement irrégulier de l'outil à patin qui peut entraîner un décalage entre la ligne de boutons ou entre patins. Cette correction consiste à compenser le décalage en profondeur et remettre les images au même niveau.

Figure III.8 représente les images avant correction (à gauche) et après correction (à droite)

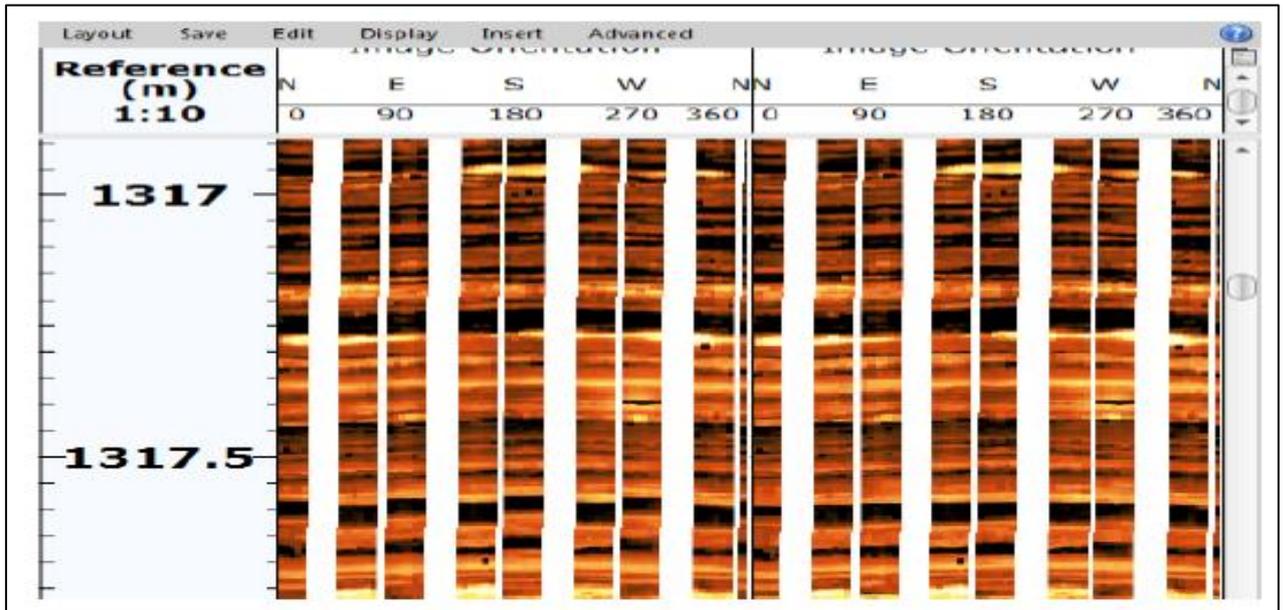


Figure.III. 8 Correction de vitesse sur l'image

➤ **Harmonisation des boutons:**

Elle corrige l'effet des différentes réponses entre les électrodes du pad (boutons). Ces réponses bruitées résultent des problèmes de l'outil ou des mauvaises conditions du trou telles que washouts ou encore du mud cake sur les pads. Cette étape de correction tend à corriger les réponses des boutons (électrodes) en les globalisant en une seule réponse. Elle permet ainsi de corriger le mauvais fonctionnement des boutons lors de l'acquisition.

La figure III.9 représente les images avant correction (à gauche) et après correction (à droite).

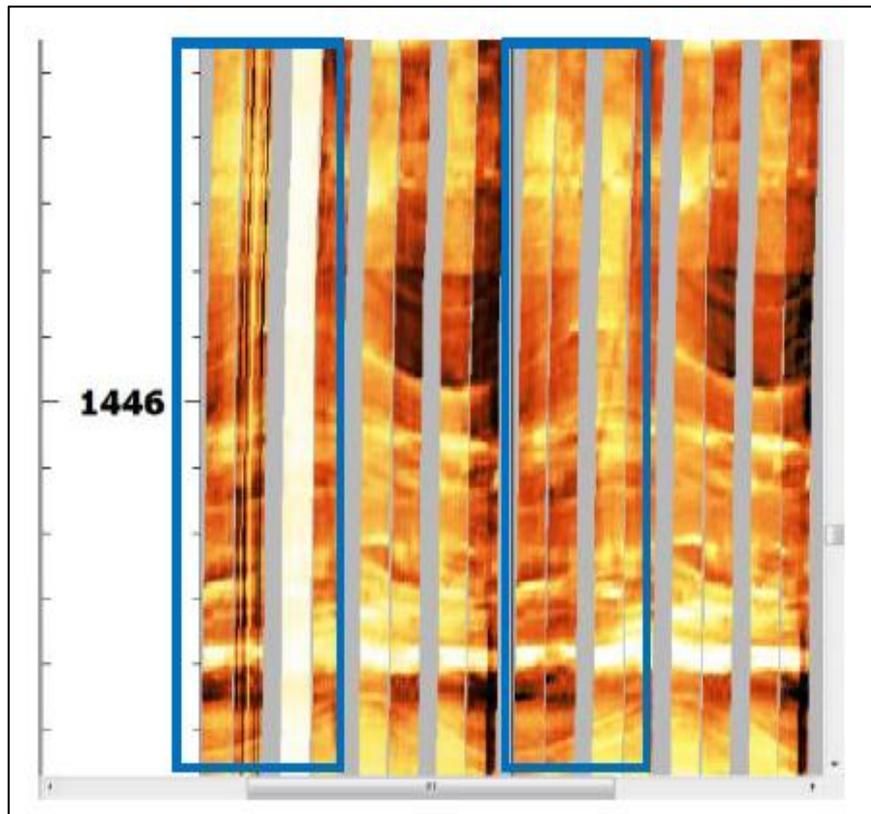


Figure.III. 9 Harmonisation des boutons

➤ **Concaténation et orientation d'image :**

Cette étape consiste à regrouper la réponse de tous les patins en une seule image orientée soit vers le nord soit par rapport au top of hole (Figure III.10).

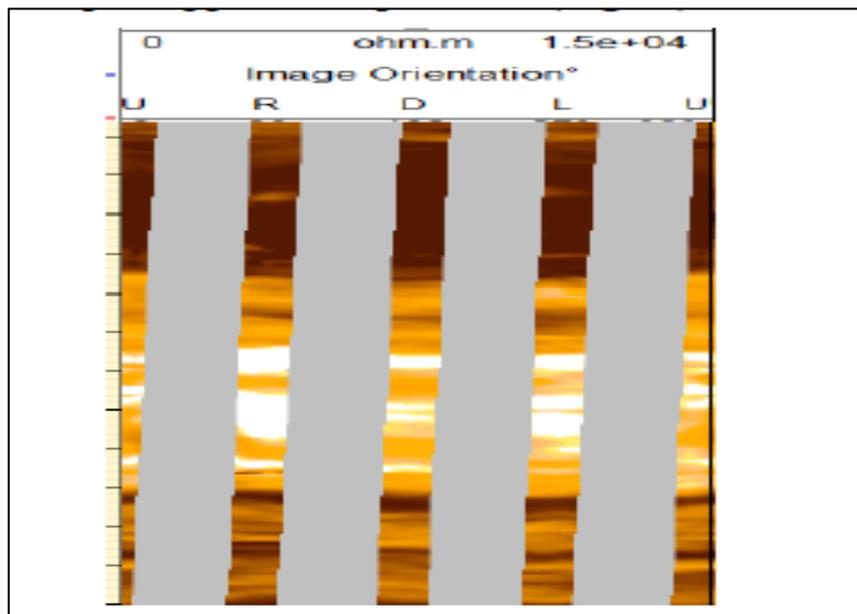


Figure.III. 10 Concaténation et orientation d'image

➤ Création des images ultrasoniques

Cette méthode a pour but l'orientation des images acquises par les outils ultrasoniques et convertir le transit time pour créer des images en rayon.

La figure III.11 montre le résultat de cette étape.

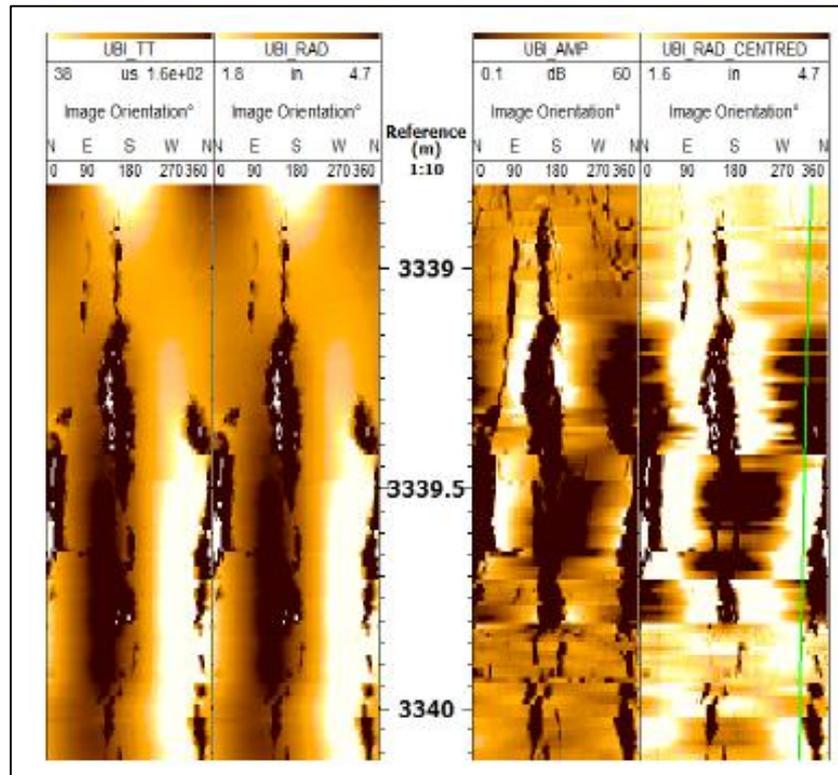


Figure.III. 11 Création des images ultrasoniques

III.1.3.3. La normalisation d'images :

Une fois les corrections appliquées, les réponses des électrodes sont réparties en un certain nombre de classes (de couleur) par analyse d'histogramme. Chaque couleur est représentée par un même nombre d'échantillons : deux types de normalisation sont appliqués afin de produire des images avec des niveaux de couleur et des contrastes qui facilitent l'interprétation et l'analyse [03].

Normalisation statique

L'analyse de l'histogramme couvre l'enregistrement complet ; une même couleur correspond à la même plage de résistivité quelle que soit la profondeur, permettant ainsi d'avoir une vue d'ensemble de tout l'intervalle [03].

Normalisation dynamique :

Les sondes ayant une plage dynamique très large permettent de détecter des variations très faibles de résistivité. Ces dernières n'apparaissent pas dans la normalisation statique mais peuvent être mises en évidence dans la normalisation dynamique [03].

La normalisation dynamique consiste en l'analyse de l'histogramme des conductivités réduit à une fenêtre glissante de longueur donnée (1m généralement). Des phénomènes géologiques très peu contrastés peuvent ainsi être mis en évidence [03].

Dans ce type de normalisation, une même couleur peut correspondre à des résistivités totalement différentes. Donc, Il convient toujours d'analyser une image dynamique à côté de l'image statique [03].

(Figure III.12) représente l'image statique (à gauche) et l'image dynamique (à droite).

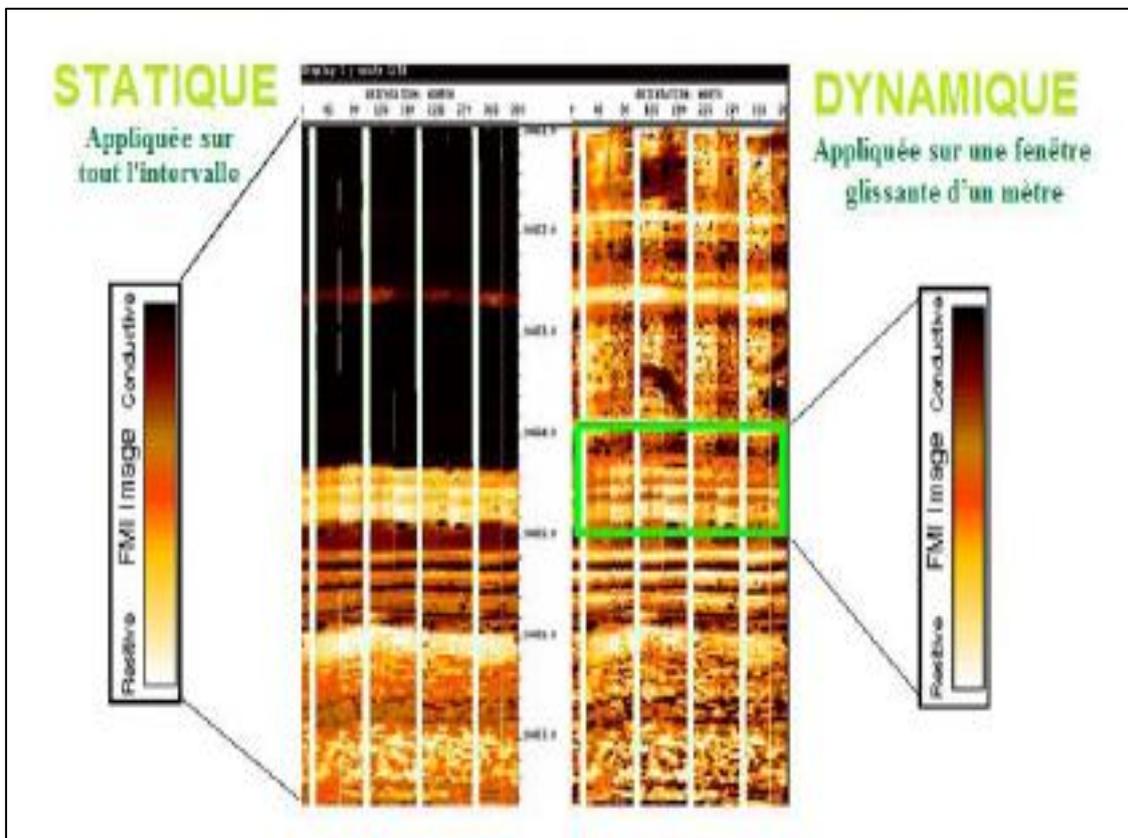


Figure.III. 12 Image Statique (à gauche) et Image Dynamique (à droite)
(Schlumberger.2013)

III.1.4. Interprétation structurale des images :

III.1.4.1. Représentation des objets géologiques sur l'image :

Dans un puits vertical, l'image est orientée vers le nord, et dans un puits horizontal l'image est orientée par rapport au sommet du trou (top of hole).

Sur les images, un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite [07].

Ce développement est illustré sur la **Figure III.13** :

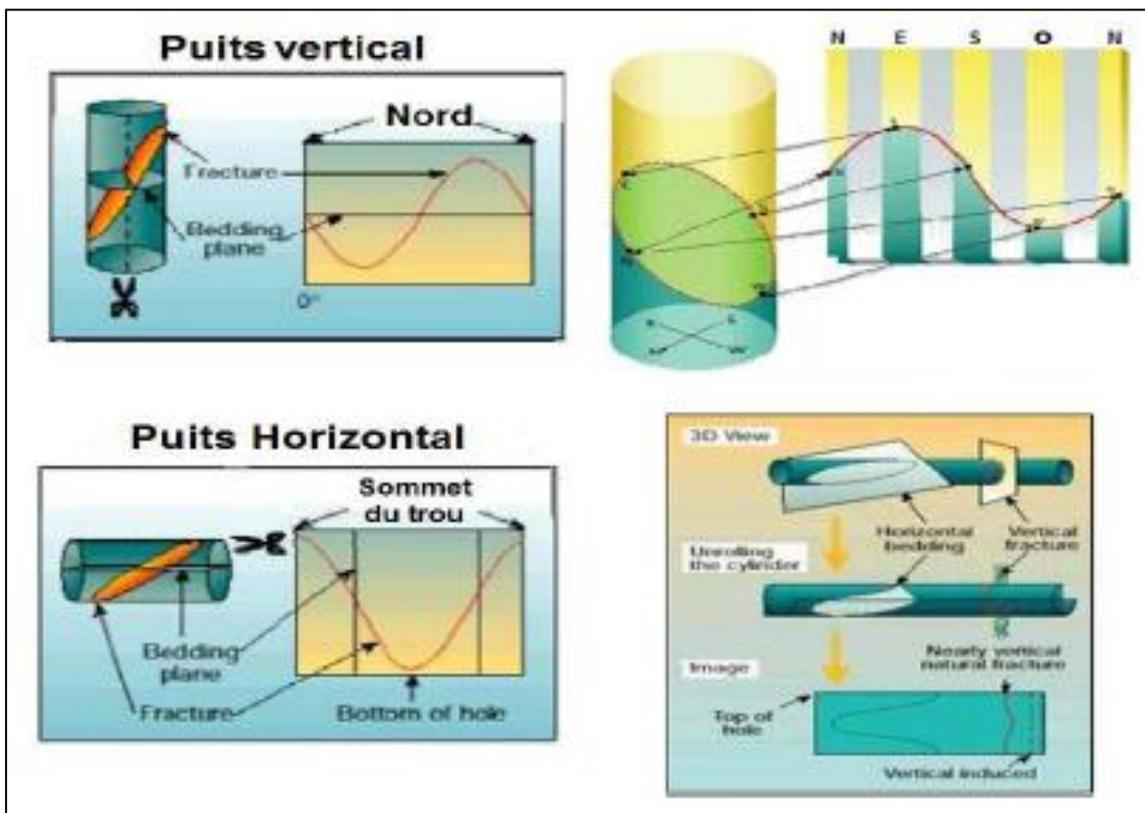


Figure.III. 13 Représentation des objets géologiques sur l'image

III.1.4.2. Analyse des objets géologiques :

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.

III.1.4.2.1. Fractures ouvertes :

- Les images UBI en amplitude et en temps de transit montrent toutes les deux des traces

Noires formant des sinusoïdes de faible amplitude et un temps large de transit. À l'inverse,

L'image OBMI montre une trace blanche. Cette trace blanche peut correspondre à des fractures

Ouvertes remplies de boue de forage résistante : il s'agit de fractures ouvertes.

III.1.4.2.2. Fractures cimentées :

➤ Fracture cimentée par un ciment non conducteur compact (calcite, quartz...)

Les images UBI en amplitude montrent une trace blanche et aucune trace sur les images en temps de transit. L'image OBMI montre une sinusoïde blanche. Cela implique qu'il s'agit de fractures cimentées par un matériel résistant tel que du quartz ou de la calcite.

➤ Fracture cimentée par un ciment conducteur compact (pyrite...)

Les images UBI en amplitude montrent une trace blanche et aucune trace sur les images en temps de transit. L'image OBMI montre une sinusoïde noire : il s'agit de fractures cimentées par un matériel conducteur compact tel que la pyrite.

➤ Fracture cimentée par un ciment conducteur tendre (argile...)

Les images UBI en amplitude montrent une trace noire et aucune trace sur les images en temps de transit. L'image OBMI montre une sinusoïde noire ou aucune trace si le contraste de résistivité est trop faible : il s'agit de fractures cimentées par un matériel conducteur tendre tel que l'argile.

III.1.4.2.3. Breakouts et les Fractures induites :

Ce sont des zones de faiblesse dues à la déformation du puits sous l'effet de la pression de boue exercée sur les parois du trou dues aux contraintes tectoniques.

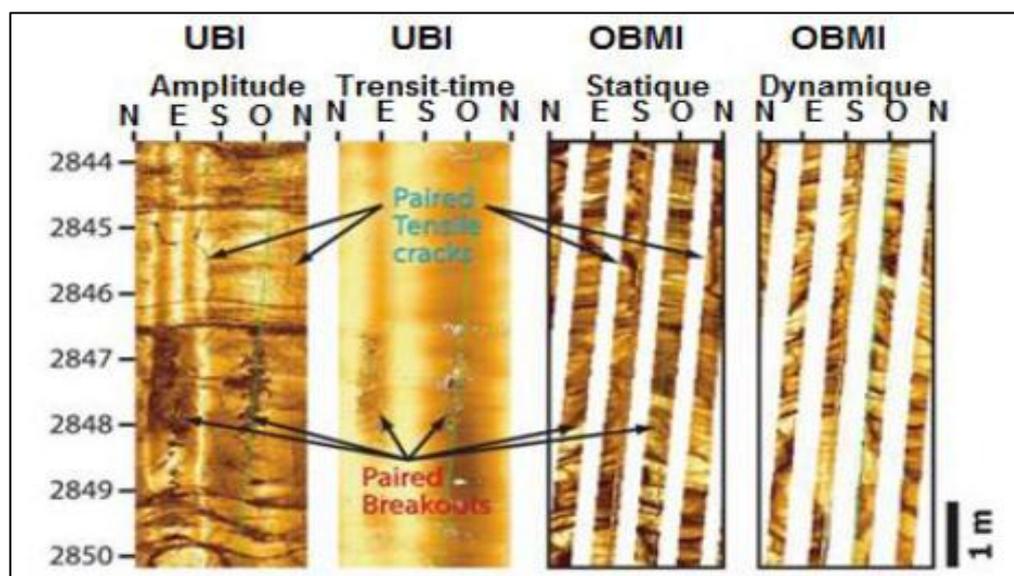


Figure.III. 14 Signatures des breakouts et des fractures induites sur l'UBI et l'OBMI (Poppelreiter.2010)

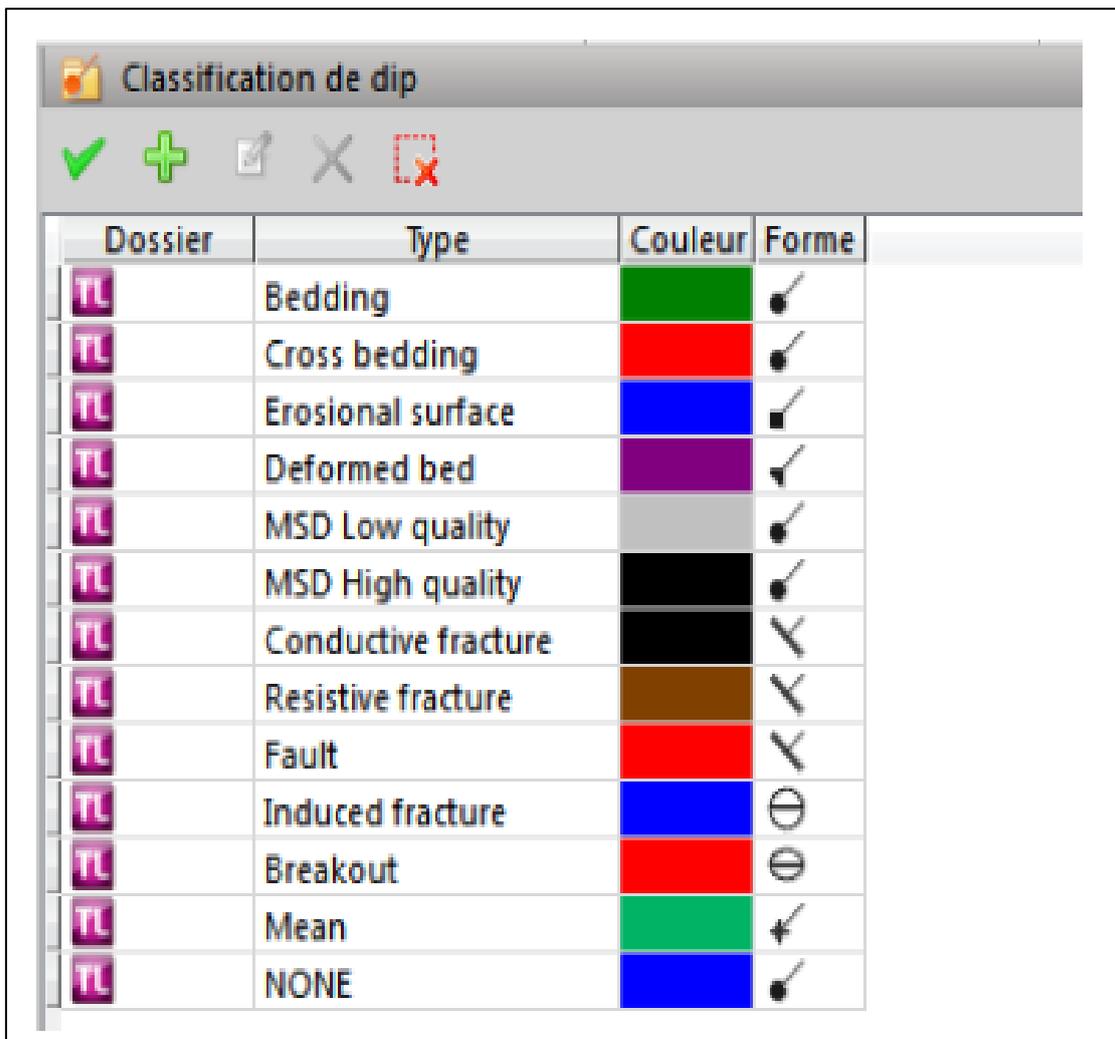
Les breakouts sont rencontrés suivant l'axe de l'allongement maximum. Sur l'image, les breakouts apparaissent comme deux zones sombres distantes de 180° l'une de l'autre (**Figure III.14**).

Fractures induites apparaissent généralement comme des paires de linéaments sombres à 180° l'une de l'autre (**Figure III.14**) [04].

III.1.4.3. Pointer manuel des pendages :

TECHLOG présente une fenêtre de gestion des données de pendage contenant une classification des pendages. Chaque structure est représentée par un symbole ayant différentes formes et couleurs.

Ces symboles sont des figures conventionnelles pour représenter les caractéristiques d'un plan (Azimut et pendage), exprimé en forme dans **la Figure III.15**. Ils sont représentés par une figure géométrique de base (cercle, triangle ou carré) et d'un segment de droite [10].



Dossier	Type	Couleur	Forme
TL	Bedding	Vert	☛
TL	Cross bedding	Rouge	☛
TL	Erosional surface	Bleu	☛
TL	Deformed bed	Violet	☛
TL	MSD Low quality	Gris	☛
TL	MSD High quality	Noir	☛
TL	Conductive fracture	Noir	☛
TL	Resistive fracture	Marron	☛
TL	Fault	Rouge	☛
TL	Induced fracture	Bleu	⊖
TL	Breakout	Rouge	⊖
TL	Mean	Vert	☛
TL	NONE	Bleu	☛

Figure.III. 15 Fenêtre de classification de pendages

L'interpréteur doit créer un panneau (track) de classification, afin de mieux visualiser les pendages des structures géologiques (Figure III.16).

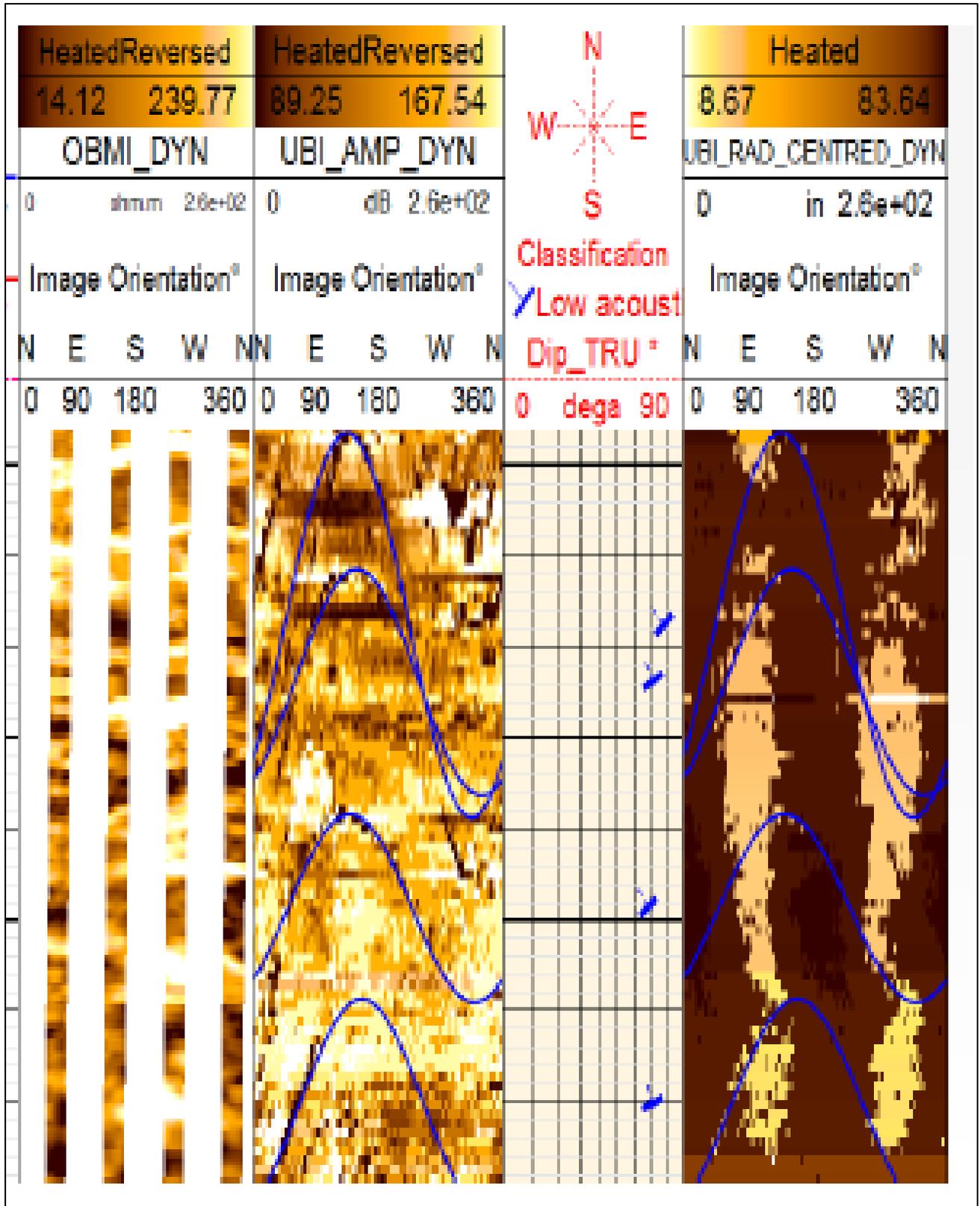


Figure.III. 16 Track de classification (entre les deux images dynamiques d'UBI)

III.2. Conclusion :

Le traitement des images est une étape indispensable pour l'interprétation, car il permet d'établir des corrections sur les données brutes pour arriver à créer des images qui reproduisent et traduisent mieux les structures et les figures géologiques.

Ce traitement consiste essentiellement et brièvement en :

- L'ajustement des mesures d'inclinométrie.
- La correction de variations de vitesse.
- La détection et correction du mauvais fonctionnement des boutons.
- La conversion de l'image en temps de transit en une image en rayon.
- L'égalisation des réponses de boutons.
- La normalisation d'images.

En effet tous les outils d'imagerie permettent d'identifier et d'orienter les fractures naturelles, les fractures induites et les Breakouts 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. Pour réaliser l'analyse de fractures, l'interpréteur doit pointer manuellement les pendages puis projeter les diverses structures observées sur une rosace pour mieux visualiser leurs directions.

IV.1. Introduction :

Cette interprétation a pour but l'évaluation des caractéristiques pétrophysiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans les réservoirs du Dévonien et de l'Ordovicien, traversés par le forage ODZ-1, réalisé par SONATRACH en effort propre. Ces phases (8'' ½ & 6'') représentent les diagraphies enregistrées le 07/10/2018 & le 11/11/2018 de 1920m (fond) à 1200m & de 2201m (fond) à 1921m respectivement.

IV.2. Généralité sur la diagraphie classique :

IV.2.1. Notion pétrophysiques :

La détermination de la composition de la roche est le premier souci de tout géologue, par ailleurs toute interprétation nécessite la connaissance de quelques notions générales sur la composition de la roche et du réservoir.

➤ **Matrice :**

La matrice est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) qui constituent la roche réservoir à l'exclusion des argiles. Elle est dite simple quand ces éléments et le ciment les reliant sont constitués du même minéral (grès, calcite, quartz...etc.)

Cependant elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou quand le ciment est de nature différente (grès à ciment calcaire).

Elle est dite propre si elle ne renferme pas d'argile.

➤ **Argile :**

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicatés, hydratés. Ils ne sont qu'exceptionnellement constitués par un seul type minéralogique, et ils peuvent renfermer des pourcentages variables de silts ou de carbonates.

Par ailleurs, l'arrangement des particules argileuses laisse subsister des vides (pores) plus ou moins nombreux et importants suivant le degré de compaction de la roche.

On distingue trois types d'argile suivant leur mode de distribution dans la roche.

➤ **Fluide :**

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces vides appelés pores qui sont occupés par des fluides de nature différente : eau, huile, gaz.

Les roches poreuses contiennent toujours de l'eau en quantité plus au moins importante, suivant la porosité et le pourcentage d'eau dans les pores (Saturation).

➤ **Structure de la roche :**

La structure est une propriété de la roche, elle décrit les discontinuités et les changements majeurs de son homogénéité.

IV.2 .2 Réservoir

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée d'hydrocarbures (huile et / ou gaz), limitée par une barrière aquifère, et qui est caractérisé par un système de pression unique.

Cette définition renferme donc à la fois les concepts de :

- Caractéristiques pétrophysiques : porosité-perméabilité.
- Accumulation naturelle d'hydrocarbures.
- Couverture-fermeture : barrière rocheuse ou aquifère.
- Régime de pression naturelle, avant d'exploitation.

Un gisement est constitué d'un ou plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres, il peut contenir soit l'huile, soit du gaz, soit encore les deux fluides superposés.

IV.2.2.1. Type de réservoir

Les principales roches réservoirs sont constituées de grés et / ou de carbonates.

➤ **Réservoir gréseux :**

La roche réservoir est formée de grains de quartz silice (SiO_2), si les grains sont libres, il s'agit de sable, si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grés. Selon la cimentation, on définit plusieurs types de grés ; grés sableux, grés argileux, grés carbonatés...etc.

➤ **Réservoir carbonatés :**

Les roches carbonatées sont d'origines variées :

- Détritique : formées de débris (grains de calcaire, coquille,...etc.).
- Construites : du type récif.
- Chimiques : formées par précipitation de carbonates.

Elles sont associées aux minéraux de calcite (CaCO_3) et / ou de dolomie (CaCO_3 , MgCO_3) présentent souvent des qualités de roches réservoirs.

IV.2.2.2. Localisation des zones à réservoirs :

Les zones à réservoir vont se différencier par des réponses diagraphiques caractéristiques. Elles peuvent être détectées par la réponse simultanée de tous les traits suivants :

- Une faible lecture de Gamma Ray.
- Déflexion de la courbe de la PS par rapport à la ligne de base des argiles.
- Présence de dépôt de boue dans la plupart des réservoirs.
- Une grande séparation relative entre les courbes des résistivités R_{x0} et R_t .

IV.2.3. Détermination du volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude à l'aide de interactive Pétrophysics et selon la disposition des données, on a utilisé le **GR** comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile ceci dans tous les puits d'étude pour cela la formule suivante est utilisée :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \cdot 100\%$$

- GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.
- GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

IV.2.4. Détermination des paramètres argileux :

La détermination des paramètres d'argile, consiste en une lecture directe sur le log des diagraphies d'un banc d'argile le plus épais et le plus proche du réservoir.

Ce pendant le logiciel d'interprétation IP permet la lecture directe des différents paramètres argileux.

IV.2.5. Détermination des résistivités :

La résistivité est une propriété physique d'une substance, elle définit l'habilité de ne pas laisser le passage d'un courant électrique, est exprimée en (**Ohm.m**).

Souvent les formations contiennent un certain volume d'eau, elles deviennent conducteur de courant électrique si cette eau est salée.

La détermination de la résistivité de la zone vierge R_t et la zone lavée R_{xo} nous permet de calculer les différentes saturations S_w et S_{xo} .

IV.2.5.1. Détermination de la résistivité de formation

Le paramètre de base R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbure S_h .

Il est lu sur le log résistivité des différents puits.

IV.2.5.1. Estimation de la résistivité de l'eau de formation

La détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir des diagraphies différées [PS] .

La salinité régionale est de 6000 ppm à 70 C°, ce qui permet le calcul de R_w par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9 (16).

On obtient ainsi $R_w = 0,43$ Ohmm

IV.2.6. Paramètres matriciels

Ce sont les paramètres qui caractérisent notre matrice, ils sont déterminés à partir des reports graphiques (**log Rt – RHOB**) et (**log Rt – Dt**), les valeurs moyennes adoptées dans notre région d'étude sont : ($\rho_{ma} = 2,65$ gr/cc , $\Delta t_{ma} = 50$ μ s/ft), ce qui confirme que la matrice est gréseuse.

IV.2.7. Facteur de formation :

Le facteur de formation F est défini comme la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne :

$$F = \frac{R_{xo}}{R_w}$$

Le facteur de formation d'une roche, est donné par la formule d'Archie : $F = \frac{a}{\phi^m}$

- ✓ Pour les formations peu consolidées "sableuses", à porosité moyenne, la formule de Humble est utilisée : $F = \frac{0,62}{\phi^{2,15}}$
- ✓ En ce qui concerne les formations consolidées, la formule suivante est adaptée : $F = \frac{1}{\phi^2}$
- ✓ Enfin dans les formations carbonatées non fissurées, à faibles porosités, on utilise la formule dite de Shell : $F = \frac{a}{\phi^m}$

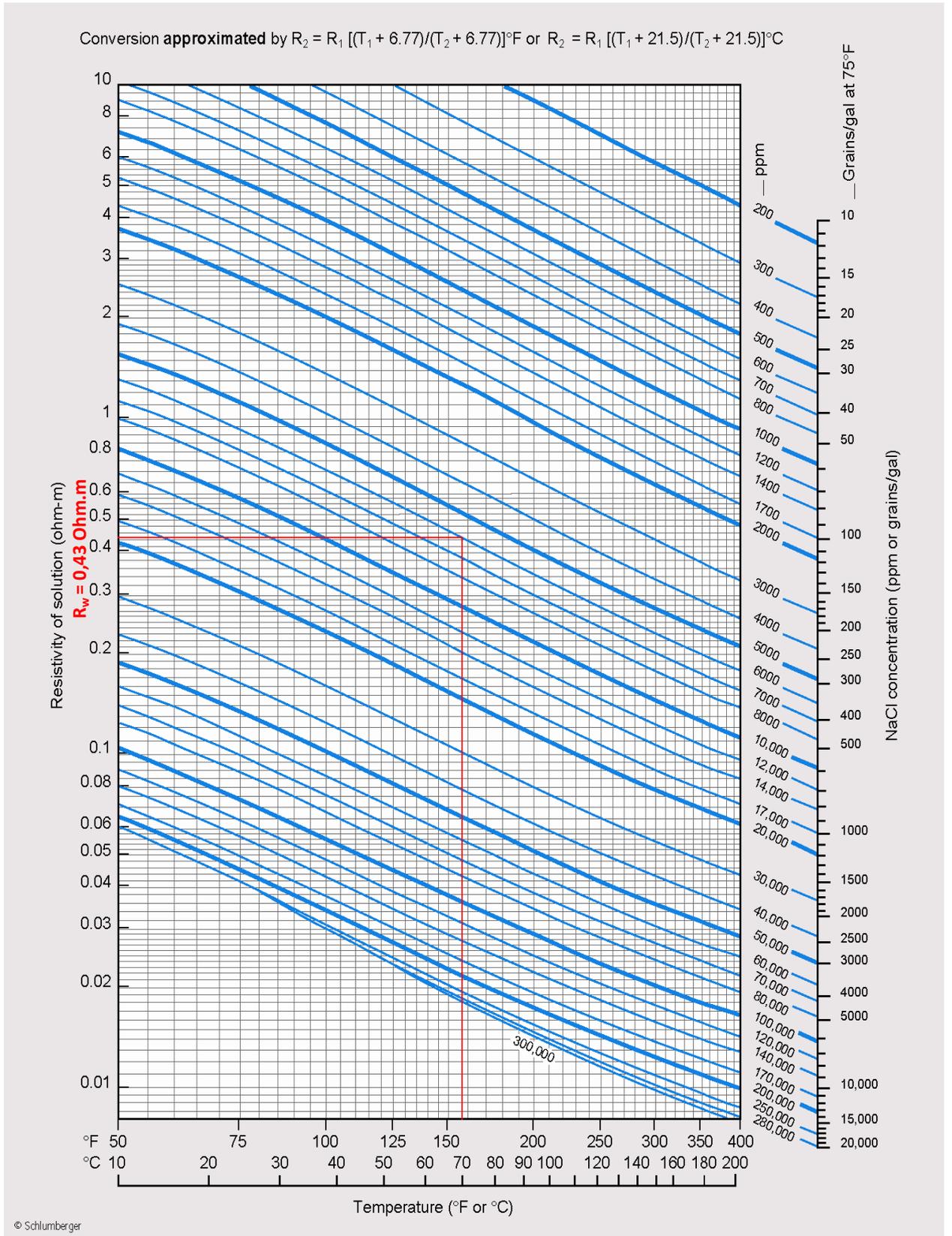
Tel que :

a : Coefficient dépendant de la lithologie "degré de consolidation de la roche" qui varie entre 0,62 à 1.

m : Facteur de cimentation ou de tortuosité, dépend de type de sédiments, de la forme des pores, des liaisons entre pores donc du type de porosité et de son mode de répartition, enfin dans une certaine mesure de la compaction.

m varie de 1.6 à 3, mais dans les formations tendre $m = 2.15$ et formations dures $m = 2$

Cependant, l'équation d'Humble $F = \frac{0,62}{\phi^{2,15}}$ est adoptée dans notre région d'étude.



**Figure.IV. 1 Détermination de la résistivité de l'eau de formation.
(Document Schlumberger 2000)**

IV.2.8. Détermination du type de distribution d'argile:

La détermination du type d'argile et son mode de distribution sont faites par l'abaque triangulaire, en utilisant la combinaison des logs de porosité deux à deux :

$(\phi_n - \phi_d)$, $(\phi_n - \phi_s)$, $(\phi_s - \phi_d)$. Ainsi le type d'argile permet de déterminer la formule adéquate à utiliser pour le calcul des saturations.

Cependant, la combinaison $(\phi_n - \phi_d)$ a été utilisée, qui montre que les argiles sont de type dispersé. Ces argiles correspondent à la catégorie des argiles qui occupent partiellement les pores où enduisent les grains de grés. Par conséquent, elles affectent considérablement les paramètres du réservoir (porosité, perméabilité).

IV.2.9. Détermination de la porosité et de la saturation en eau :

La porosité d'une roche représente la fraction du volume non occupé par les éléments solides par rapport à son volume total.
$$\phi (\%) = \frac{V_{\text{Pores}}}{V_{\text{Total}}}$$

Elle donnée par la formule suivante :

Cependant, il existe plusieurs types de porosité :

- Porosité totale ϕ_T
- Porosité effective ϕ_{eff}
- Porosité connectée ϕ_{co}
- Porosité potentielle ϕ_{pot}

IV.2.10. Estimation des porosités :

On a trois types de porosités (ϕ_n , ϕ_d et ϕ_s) suivants la disposition des données, et puisqu'on a la présence des argiles, les porosités doivent être corrigées de l'effet d'argile.

➤ Porosité Densité :

La densité globale d'une formation est égale à la somme des produits des densités respectives de chacun de ses constituants par leur pourcentage volumique dans la formation, ce qui revient à écrire :

$$\rho_b = \rho_f \phi_d + \rho_{\text{sh}} V_{\text{sh}} + \rho_{\text{ma}} (1 - \phi_d - V_{\text{sh}})$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile.

ϕ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

De la relation précédente on peut déduire la porosité densité corrigée de l'effet d'argile :

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{sh}\phi_{dsh}$$

Avec :

$$\phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

ϕ_{dsh} : Porosité densité des argiles.

➤ Porosité Sonique :

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formation propres. Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité. En admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajets dans les grains et les fluides.

Ce qui permet d'écrire : $\Delta t = \phi_f + \rho_{ma}(1 - \phi) + \Delta t_{ma}$

Plus récemment, Raymer-Hunt-Gardner ont pu proposer une équation du second degré :

$$\phi_s = \frac{(C * \Delta t_{lu} - \Delta t_{ma})}{\Delta t_{lu}}$$

C : varie de 0,624 à 0,7

Dans le cas d'une formation propre elle est donnée par la relation suivante :

$$\phi_s = \frac{(\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})}$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveau étudié .

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

La porosité corrigée de l'effet d'argile est donnée comme suite : $\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh}\phi_{ssh}$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

➤ Porosité Neutron :

La méthode consiste à envoyer des neutrons, et enregistrer le reste de ces dernières Δn ,

mesurés en unité **CPS**.

La porosité est donnée par la formule : $\log \phi_n = An + B$

La mesure directe de la porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\phi_{nc} = \phi_{ncal} - V_{sh}\phi_{nsh}$$

Tel que :

$$\phi_{ncal} = \phi_n + 0,04$$

ϕ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

➤ Porosité utile :

La détermination de la porosité utile est faite par la combinaison des diagraphies de porosités enregistrées :

$$\phi_e = \frac{(\phi_n^2 + \phi_d^2)^{1/2}}{2}$$

En général :

Si : $|\phi_n - \phi_d| \leq 5\% \longrightarrow \phi_e = \frac{(\phi_n + \phi_d)}{2} \longrightarrow$ dans le cas des huiles et de l'aquifère.

Si : $|\phi_n - \phi_d| > 5\% \longrightarrow \phi_e = \frac{(7\phi_d + 2\phi_n)}{9} \longrightarrow$ dans le cas des gaz.

En face des formations cavées non fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités.

En face des formations non cavées fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités effectives.

IV.2.11. Calcul de la saturation :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores : $S_w = \frac{V_f}{V_p}$

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_h , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

$$S_w^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = \frac{F \cdot R_w}{R_t}$$

Avec : $n=2$

La formule d'Archie est utilisée dans le d'une formation propre $V_{sh} < 10\%$: $\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F \cdot R_w}$

Dans le cas des formations argileuses plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles :

➤ **Simondoux :**
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\varnothing^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}}$$

➤ **Simondoux modifiée :**
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\varnothing^m \cdot S_w^n)}{a \cdot R_w (1 - V_{sh})} + \frac{(V_{sh} \cdot S_w)}{R_{sh}}$$

➤ **Indonesian (Poupon-Leveaux):**
$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\varnothing^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{sh}^{(1-V_{sh}/2)}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$$

Avec :

V_{sh} : Volume d'argile.

R_{sh} : résistivité d'argile .

Figure.IV. 1 Détermination de la résistivité de l'eau de formation..... 59

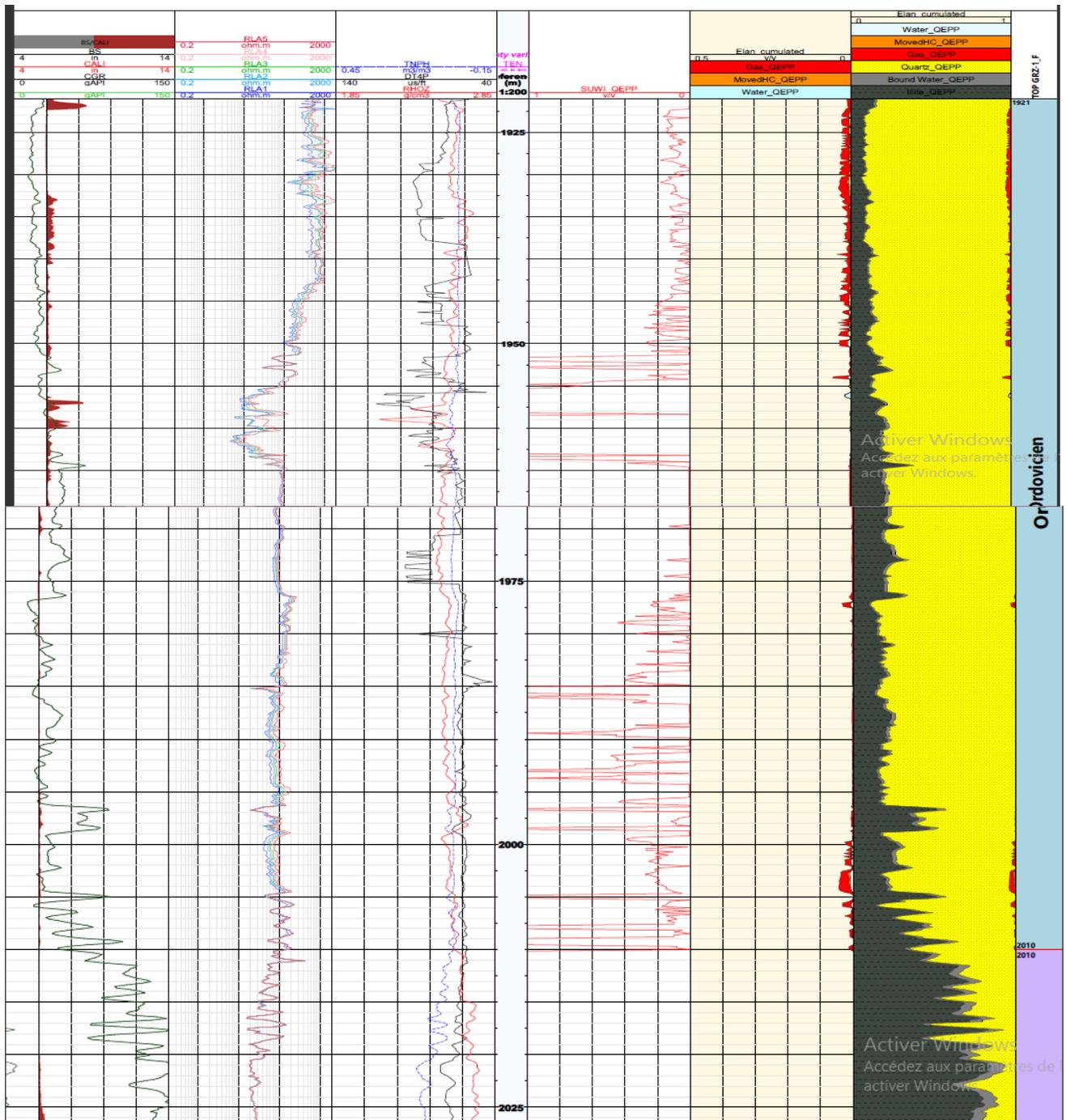
IV.3. Diagaphies enregistrées (Schlumberger)

Elles sont de qualité moyenne à bonne.

Phase	Date	Opération	Intervalle (m)
8"½	07/Oct/2018	GR-DSI-HRLA -EMS	1202-1922
6"	18/NOV/2018	DSI(P&S)-HDAR-GR-BS TLD-APS-HNGS-BS HNGS-GR	1921-2201
	12-13/Nov/2018	FMI-UBI	1924-2034

TAB IV.1. Diagaphies enregistrées

IV.4. Interprétation des diagaphies :



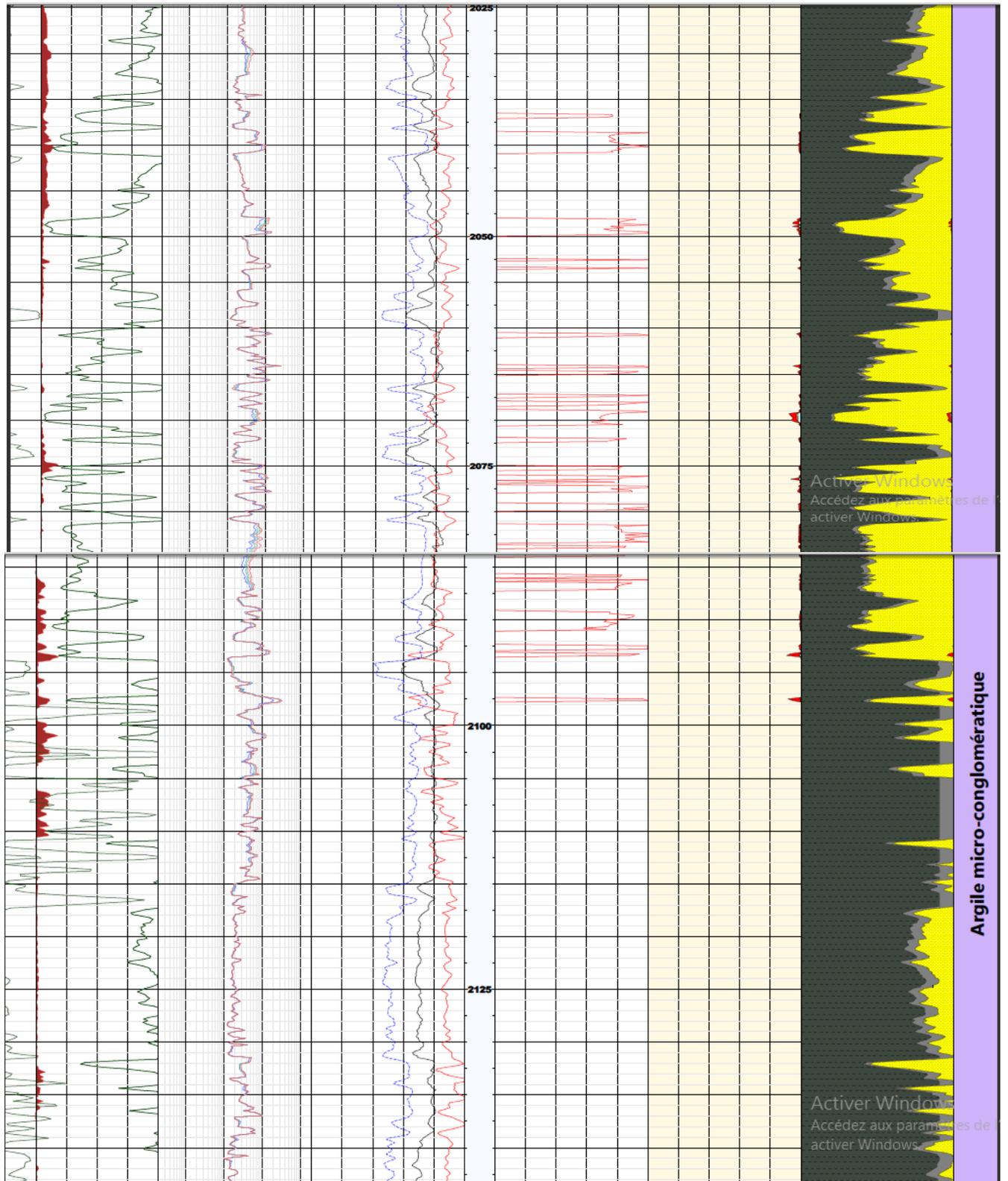


Figure. IV.2 Elan du puits ODZ-1

➤ **Paramètres d'interprétation :**

Réservoirs	GR min (API)	GR max (API)	ρ_b sh (g/cc)	ΔT sh (μ sec/f)	Φ_{nsh} (%)	Salinité (g/l)
Dévonien / Silurien	10	150	-	75	-	200
Ordovicien	5		2.72	70	9	225

TAB IV.2. Paramètres d'interprétation

Pour la phase 8''½ :

➤ **Porosité utile**

La porosité effective est déterminée à partir de la courbe sonique, corrigée de l'effet d'argiles.

➤ **Résistivité Rt**

La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité profonde mesurée par la courbe RLA5.

➤ **Résistivité de l'eau de formation Rw**

La résistivité de l'eau de formation est mesurée à partir de la salinité régionale 200 g/l.

Pour la phase 6'' :

➤ **Porosité utile**

La porosité effective est déterminée à partir de la combinaison neutron-densité-sonique, corrigée de l'effet d'argiles.

➤ **Résistivité Rt**

La résistivité de la zone vierge est prise comme étant la résistivité profonde mesurée par la courbe RT90.

➤ **Résistivité de l'eau de formation Rw**

La résistivité de l'eau de formation est mesurée à partir de la salinité régionale 225 g/l.

IV.4. Résultats d'interprétation de la phase 8''½ :

L'interprétation des diagaphies du puits GRZ-1 de la phase 8''½ montre :

- Emsien (1212-1297m) : ce réservoir est aquifère et/ou argileux.
- Siégénien (1297-14399m) : ce réservoir dans sa totalité est argileux et/ou compact.
- Giédinnien (1499-1516m) : cette unité est argileuse et/ou compacte.
- Silurien (1516-TD) : cette unité est argileuse et/ou compacte.

IV.5. Résultats d'interprétation de la phase 6" :

L'interprétation des diagrapies du puits ODZ-1 de la phase 6", basée sur un Cut_off de porosité de 4% et un Sw de 50%, montre :

➤ **Grès de Ramade "Équivalent à l'Ordovicien unité IV-3 (1919-2009m) :**

Ce réservoir est à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 16.5m, présentant des propriétés pétrophysiques médiocres ($3% < \Phi < 5%$). Vers la base, ce réservoir devient argileux.

A signaler que des pertes de boue ont été constatées lors du forage à différentes profondeurs. Le volume de perte de boue totale est représenté comme suivant : (1950-1955m → 20 m³/h, 1955m → 5 m³/h, 1955-1960m → 29 m³/h, 1960-1969m → 15 m³/h). Équivalent a une perte totale de 143m³

De plus, les résultats obtenus des enregistrements d'imagerie (FMI-UBI), ont montré la présence des fractures ouvertes aux côtes suivantes : 1985.70m, 1960.48m, 1961.10m, 1962.60m, 1962.80m, et 1963.30m. Ces derniers ont bien contribué à la production d'hydrocarbure.

Le test (DST N°1) a été effectué dans l'intervalle [1917 – 2000m]. Ce test, techniquement réussi, a produit un débit de 9196m³/h de gaz sous duse 32/64". A rappeler aussi que cette unité avait produit 453 000m³/J de gaz à SBAA-1 et 53 400 m³/J de (gaz + eau salée) à SBAA.S-1 avec les mêmes caractéristiques pétrophysiques que ODZ-1.

Le contact Gaz/Eau est difficile à localiser voire absent.

➤ **Grès d'el Goléa (2034-2094m) :**

Cette unité est une intercalation de Grès et d'argiles : les bancs gréseux sont compacts.

IV.6. Conclusion :

D'après l'interprétation des diagrapies reçues à ce jour et d'après le DST N°1 réalisé, il apparaît que le réservoir Ordovicien unité IV, est à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 16.5m. Le contact Gaz/Eau est difficile à localiser voir absent.

Le reste des réservoirs de la phase 6" ainsi que tous les réservoirs de la phase 8"½ sont sans intérêt pétrolier ; ils sont, aquifères, compacts et/ou argileux.

V.1. Interprétation d'imagerie du puits ODZ-1 phase 8.5"UBI – FMI

V.1.2. Control de qualité :

Le data est en fichier DLIS (Raw Data).

FMI : La qualité d'enregistrement est bonne

UBI : La qualité d'enregistrement est bonne. Les détails (Fracture et banc) apparaissent bien dans L'image d'amplitude mais moins dans l'image transit time.

Inclinometrie et Magnétométrie QC :

En introduisant les valeurs du champ magnétique, inclinaison et déclinaison pour le jour d'acquisition Le 11/11/2018, sur Techlog, nous avons eu des valeurs proches à celles enregistrées par l'outil(Outil de magnétomètre et accéléromètre), donc ils ne nécessitent pas de correction.

Le tableau ci-dessous montre les caractéristiques du champ magnétique pour le 11/11/2018 depuis Le site <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/?model=igrf> (Model IGRF) (site trouvé sur le Help de Techlog)

Magnetic Field							
Model Used:	WMM2015						
Latitude:	35.5576692° N						
Longitude:	0.9199718888888888° E						
Elevation:	580.672 m Mean Sea Level						
Date	Declination (+ E - W)	Inclination (+ D - U)	Horizontal Intensity	North Comp (+ N - S)	East Comp (+ E - W)	Vertical Comp (+ D - U)	Total Field
2016-07-15	0.3716°	49.0790°	28,197.7 nT	28,197.1 nT	182.9 nT	32,528.2 nT	43,048.7 nT
Change/year	0.1034° /yr	-0.0245° /yr	28.8 nT/yr	28.4 nT/yr	51.1 nT/yr	5.1 nT/yr	22.7 nT/yr
Uncertainty	0.31°	0.22°	133 nT	138 nT	89 nT	165 nT	152 nT

Figure.V. 1. Les caractéristiques du champ magnétique pour Le 11/11/2018 depuis Le site

La correction consiste à superposer les points verts avec les points noirs, et de centrer le cross plots au milieu du cercle.

V.1.2.1. Outil CBIL Accéléromètre et Magnétométrie :

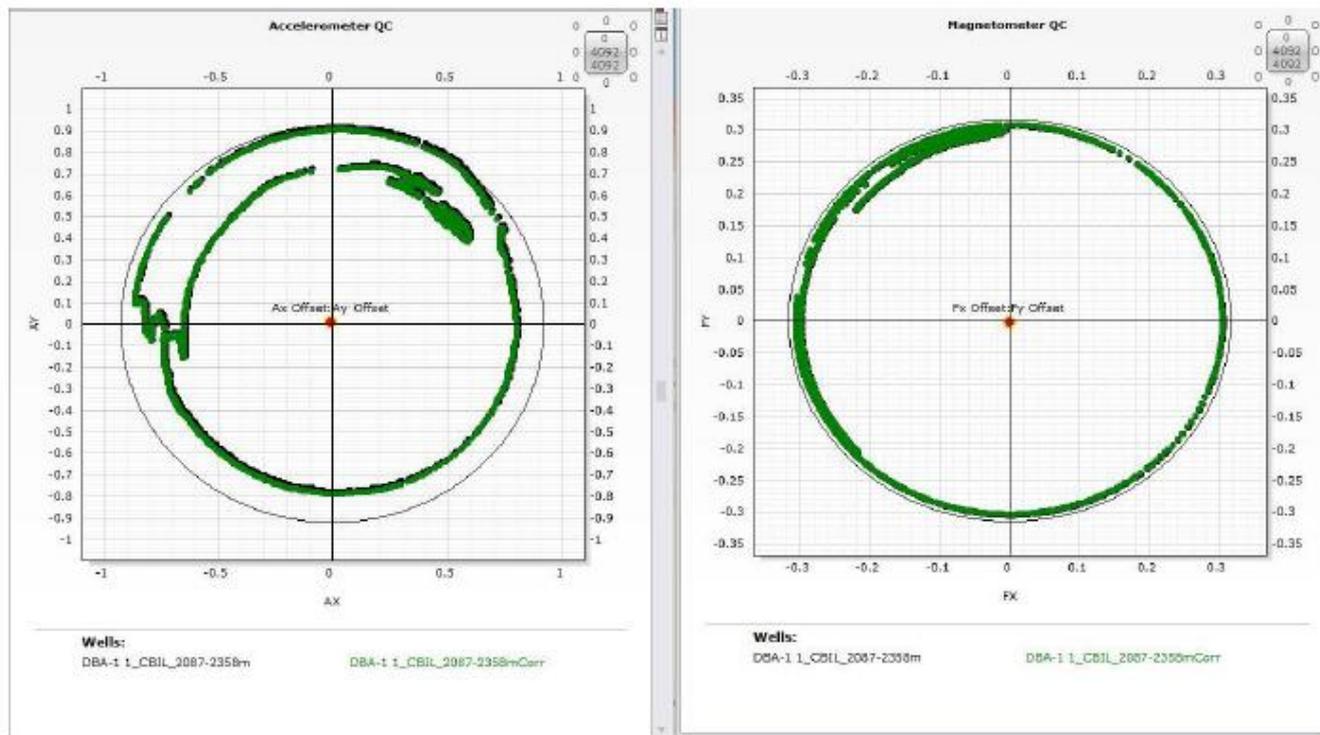


Figure. V. 2 Bonnes valeurs (Ne nécessitent pas de correction)

V.1.2.2. Outil Star Imager Accélérométrie et Magnétométrie :

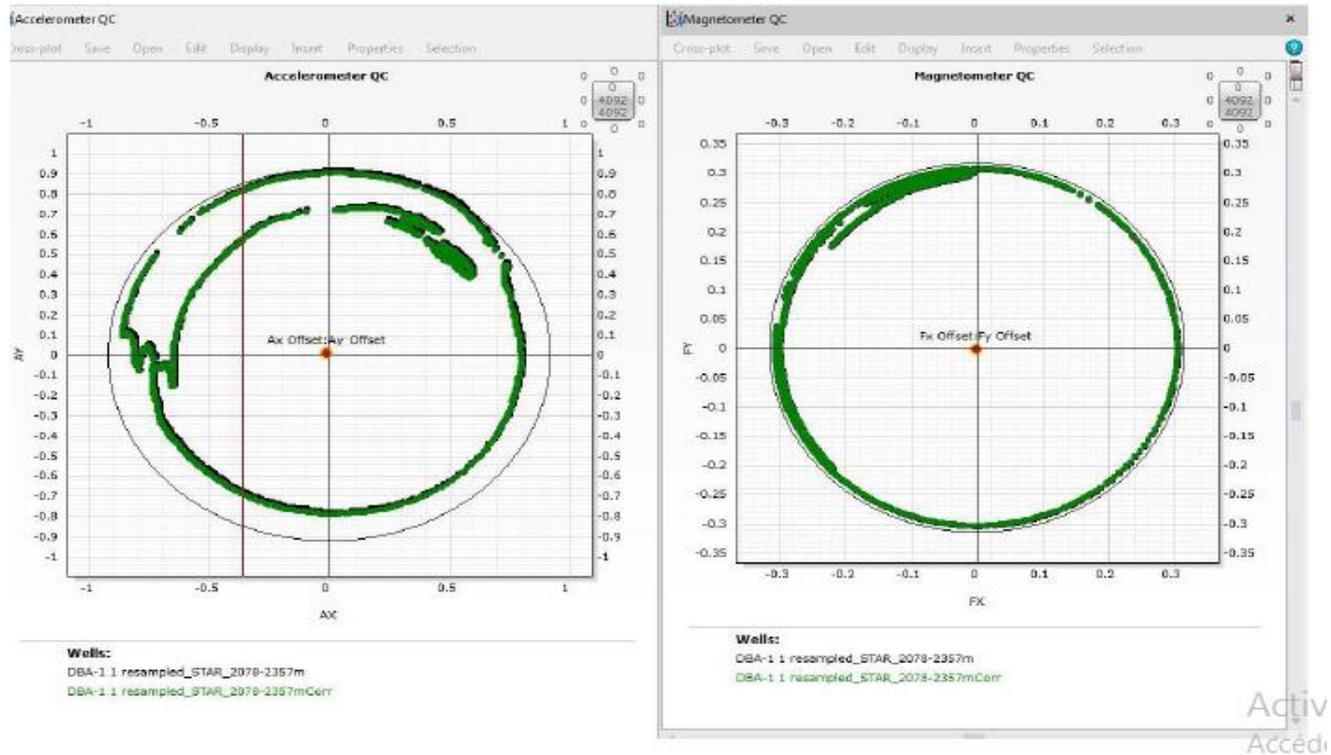


Figure. V. 3 Bonnes valeurs (Ne nécessitent pas de correction)

V.1.3. Traitement :

Les étapes de traitement faites :

FMI :

- Correction de la vitesse du câble.
- Création des images des patins.
- Concaténation des patins et orientation des images.
- Normalisation (création des images statiques et dynamiques).

UBI :

- Correction de la vitesse du câble.
- Création de l'image acoustique et son orientation.
- Normalisation (création des images statiques et dynamiques).

V.1.4. Interprétation :**Remarque :**

L'orientation des images est par rapport au Nord. Les fractures dans ce cas ont un grand pendage par rapport aux bancs.

V.1.4.1. Analyse des fractures :

Pour l'identification des fractures, nous avons utilisé pour l'électrique une image dynamique et pour L'acoustique une image amplitude et transit time dynamiques.

Type de Fracture	Définition	Explication	Symbole
Fracture à faible amplitude acoustique LAAF	Sinusoïde noir dans l'image CBIL (amplitude et transit time)	Fracture probablement ouverte ou partiellement ouverte	
Fracture conductrice	Sinusoïde noir dans l'image électrique STAR IMAGER	Fracture contient un élément plus conducteur que la matrice	
Fracture résistive	Sinusoïde blanche dans l'image électrique STAR IMAGER	Fracture contient un élément plus résistive que la matrice	
Petal fracture	Sinusoïde discontinu noir dans STAR IMAGER et CBIL	Fracture induite par le forage (avant l'arrivée de l'outil)	

TAB. V .1. Les types des fractures identifiées dans le puits ODZ-1

Les fractures enregistrées dans le puits ODZ-1 sont résumées dans le tableau suivant :

➤ **Intervalle1 : 2087m à 2358m**

Profondeur (m)	Sinusoïde sur Star Imager	Sinusoïde sur UBI Amp	Sinusoïde sur UBI TT	Classification	Nature de la fracture
1925	Noir	Néant	Néant	Fracture Conductrice	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1927	Noir	Non visible	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1927.70	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1928					
1928.50	Noir	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte (Probablement)
	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1929	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1930	Noir	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte (Probablement)
	Noir	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte
1931	Noir	Noir	Noir	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte
1931.53	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1934.12	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1939.05	Noir	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte (Probablement)
1943.25	Noir	Noir	Noir	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte
1944.14	Non visible	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte (Probablement)
	Non visible	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1946.05	Noir	Non visible	Non visible	Fracture induite	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1946.52	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)

Profondeur (m)	Sinusoïde sur Star Imager	Sinusoïde sur CBIL Amp	Sinusoïde sur CBIL TT	Classification	Nature de la fracture
1949.11	Noir	Néant	Néant	Fracture induite	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1950.22	Noir	Néant	Néant	Fracture LAAF	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1955.08	Noir	Non visible	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1955.50	Noir	Noir	Noir	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte
1956.01	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)
1956.25	Noir	Noir	Noir	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte
1960	Noir	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte (Probablement)
1960.26	Noir	Noir	Noir	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte
1961.03	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)
1962.05	Noir	Noir	Noir	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte

TAB.V.2 : Résumés des fractures enregistrées dans le puits ODZ-1 (intervalle -1)

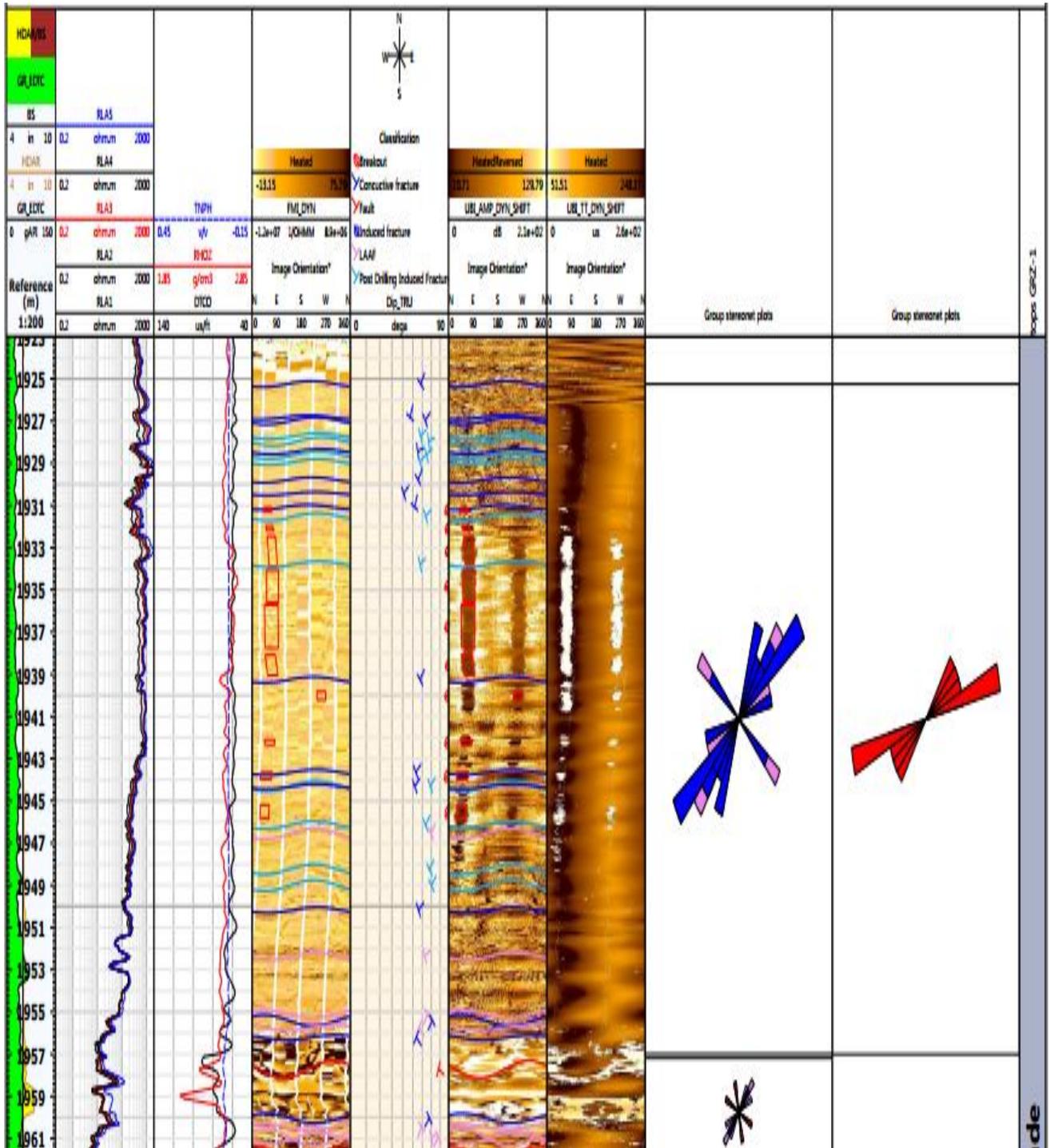


Figure. V. 4 Résumé de l'interprétation (picking des fractures et bancs) puits ODZ l'intrvalle-1

Profondeur (m)	Sinusoïde sur Star Imager	Sinusoïde sur CBIL Amp	Sinusoïde sur CBIL TT	Classification	Nature de la fracture
1962.60	Noir	Néant	Néant	Fracture LAAF	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1962.80	Noir	Non visible	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1968.20	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1968.59	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1968.72	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1969.54	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1973.22	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1974.35	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1974.91	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1976.92	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1977.61	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte
1978.48	Non visible	Noir	Non visible	Fracture Conductrice	Partiellement Ouverte (Probablement)
1978.7	Noir	Non visible	Non visible	Fracture induite	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1979.64	Noir	Noir	Non visible	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1979.81	Noir	Non visible	Non visible	Fracture induite	Partiellement ouverte ou Fermées avec un ciment conducteur
1979.99	Noir	Non visible	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1980.13	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte (Probablement)
1982.80	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)
1984.40	Noir	Non visible	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement)

1985.00	Noir	Noir	Noir	Fracture induite	Partiellement Ouverte (Probablement
1995.80	Noir	Noir	Non visible	Fracture LAAF	Partiellement Ouverte

TAB.V.3. : Résumées des fractures piquées dans le puits ODZ-1(intervalle -2)

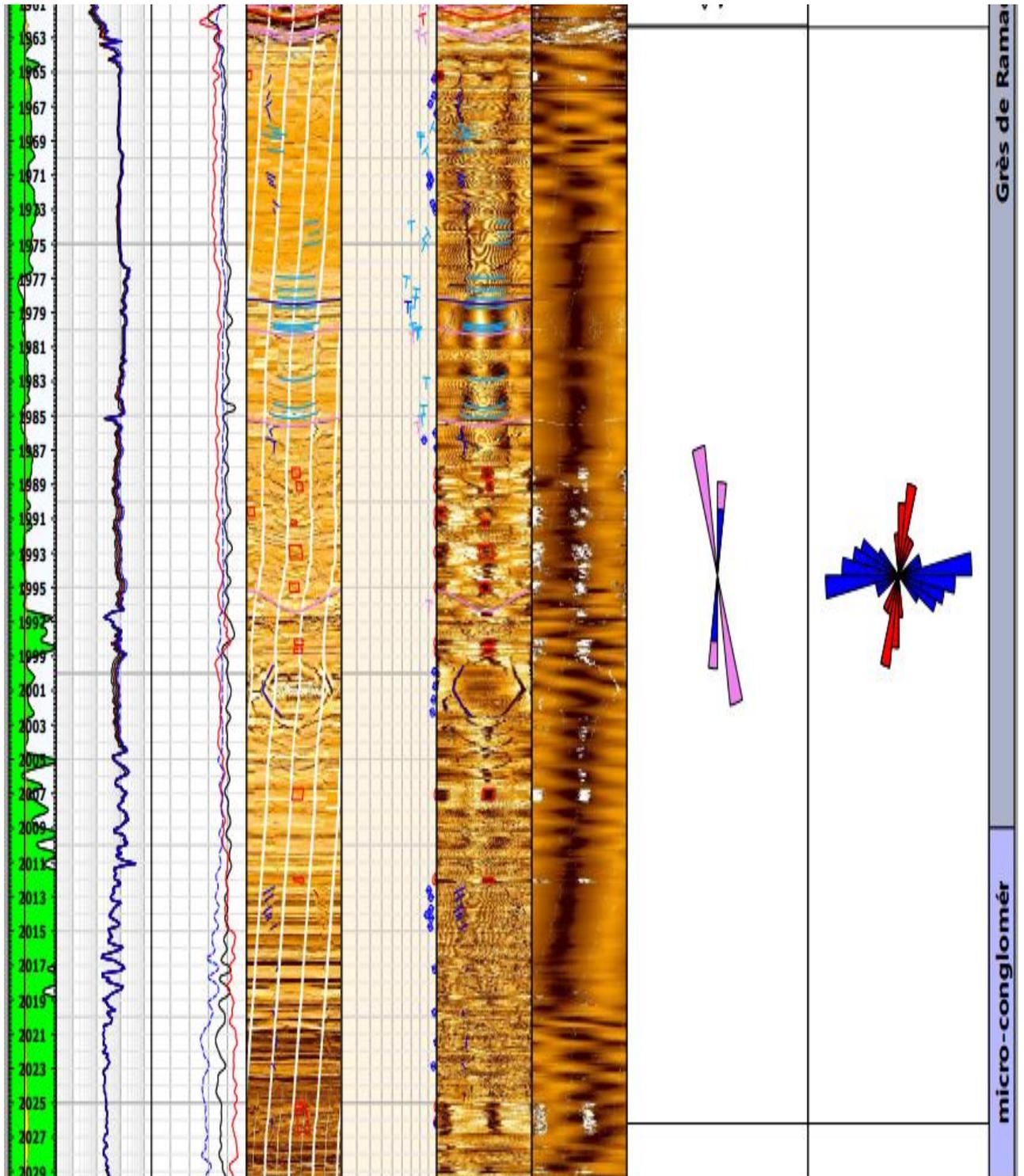


Figure. V. 5. Résumé de l'interprétation (picking des fractures et bancs) puits ODZ l'intervalle-2

V.1.4.2. Classification des fractures :

- **Intervalle 01** : 1925m à 1962.05m (Figure. V. 6)

Un total de 28 fractures a été dénombré, dont 7 à faibles amplitudes acoustiques (LAAF), (12) Conductrices, et (9) Fracture induite.

- **LAAF** : sur les 07 fractures LAAF, 04 **sont ouvertes** et 03 sont probablement ouvertes.

La majorité de ces fractures sont orientées NE-SW (strike direction).

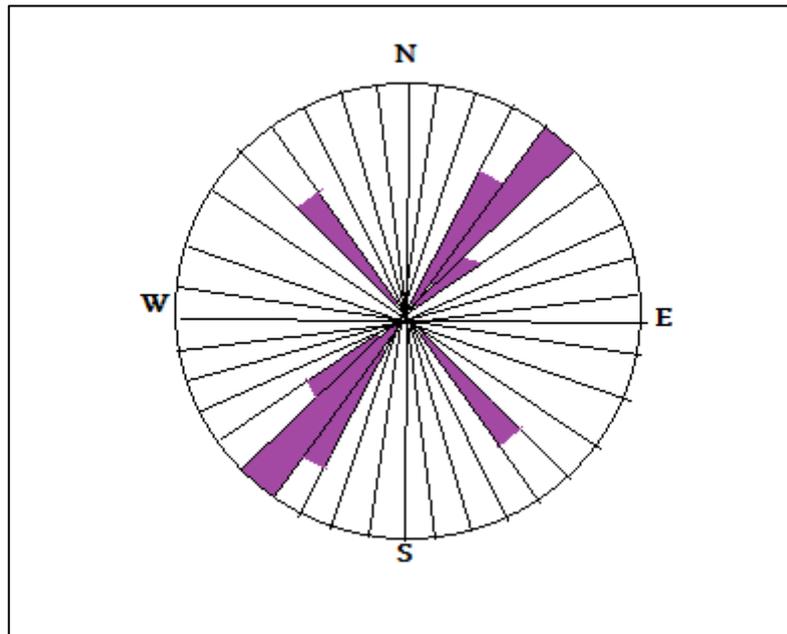


Figure. V. 7 Rosace des fractures à faible amplitude acoustique

V.1.4.2.1. Exemple de deux (02) fractures ouvertes face aux argiles :

Les fractures ci-dessous sont des fractures ouvertes, car elles sont visibles en noir dans l'image de micro-résistivité FMI et en noir dans l'image acoustique UBI (amplitude et transit time).

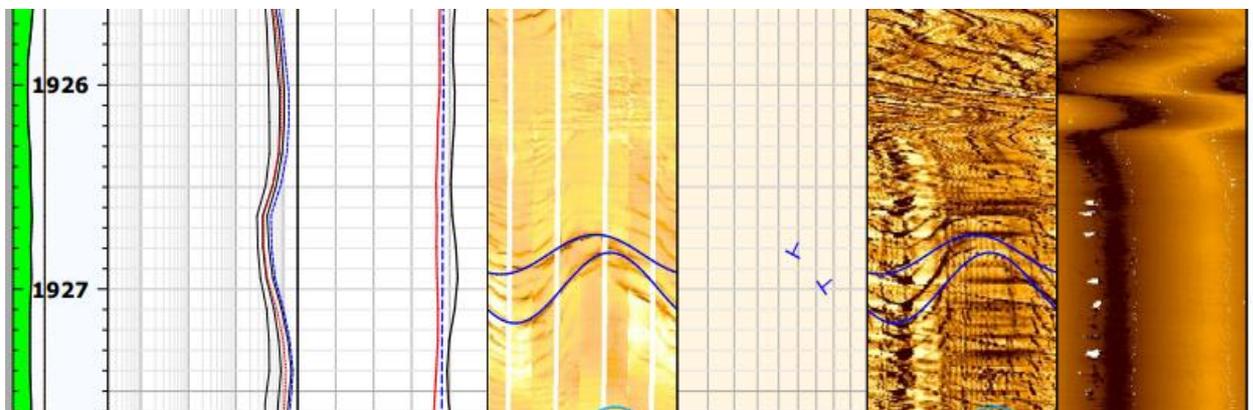


Figure. V. 8 Exemple de 02 fractures ouvertes face aux argiles

V.1.4.2.2. Exemple d'une fracture probablement ouverte face aux Argiles :

La fracture ci-dessous est dite **probablement ouverte**, car elle n'est pas visible dans le transit time du UBI.

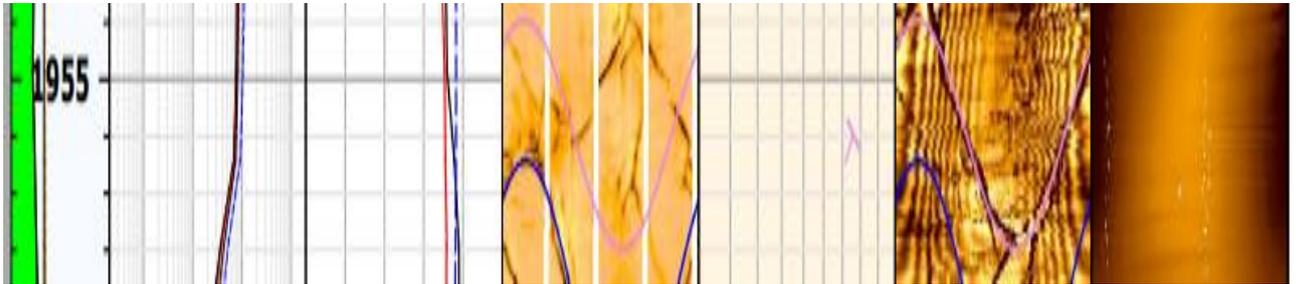


Figure.V. 9 Exemple d'une fracture probablement ouverte face aux Argiles

- **Fracture Induite** : 10 Fractures résistantes, qui sont fermées avec un ciment résistant, Orientée NE-SW (Strike direction).

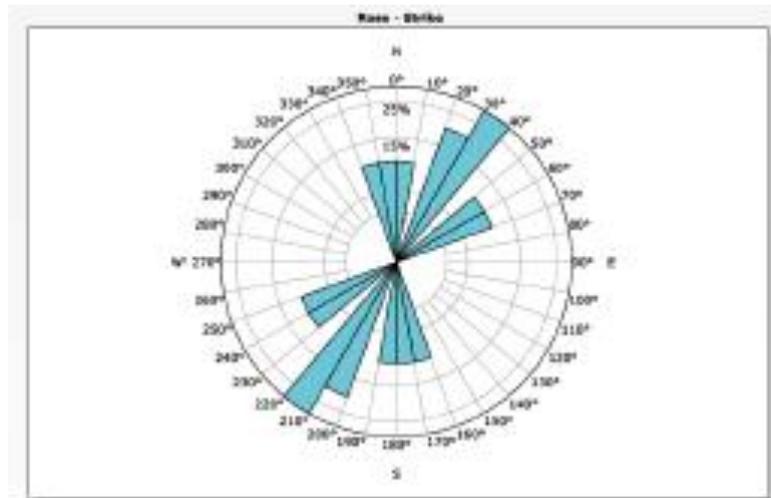


Figure. V. 10 Rosace des fractures induites

V.1.4.2.3. Exemple de deux (02) fractures Induites face aux argiles :

Ces fractures sont fermées avec un ciment résistant, (elle contient un élément plus résistant que la Matrice (ex : calcite).

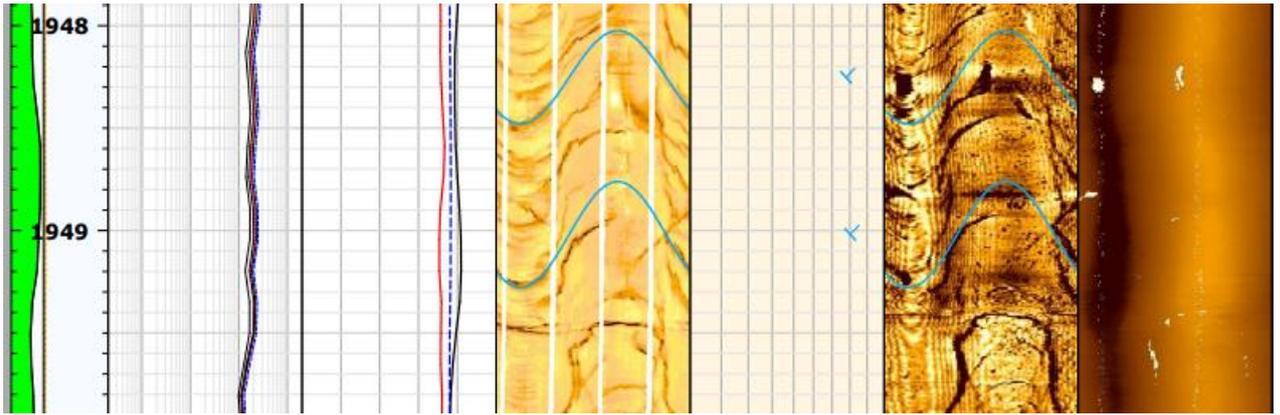


Figure. V. 11 Exemple de 02 fractures induites face aux argiles

- **Fracture Conductrice** : 12 fractures conductrices, qui peuvent être soit : conductrices à cause de la Boue qu'elles contiennent (ouvertes), ou conductrice à cause d'un ciment plus conducteur que la Matrice (fermées). Orientées NE-SW (strike direction).

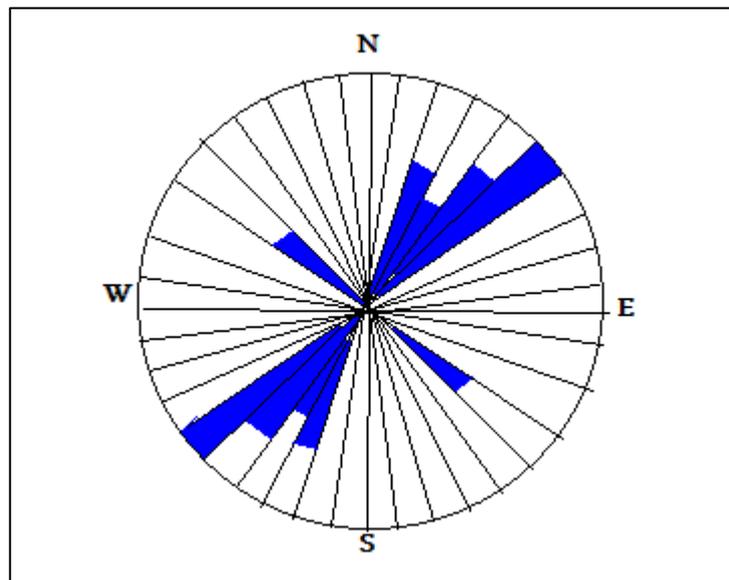


Figure. V. 12 Rosace des fractures conductrices

V.1.4.2.3. Exemple d'une fracture conductrice face aux Argiles :

Ces fractures sont soit ouvertes (contiennent de la boue), soit fermées avec un ciment plus conducteur que la matrice (ex : argile).

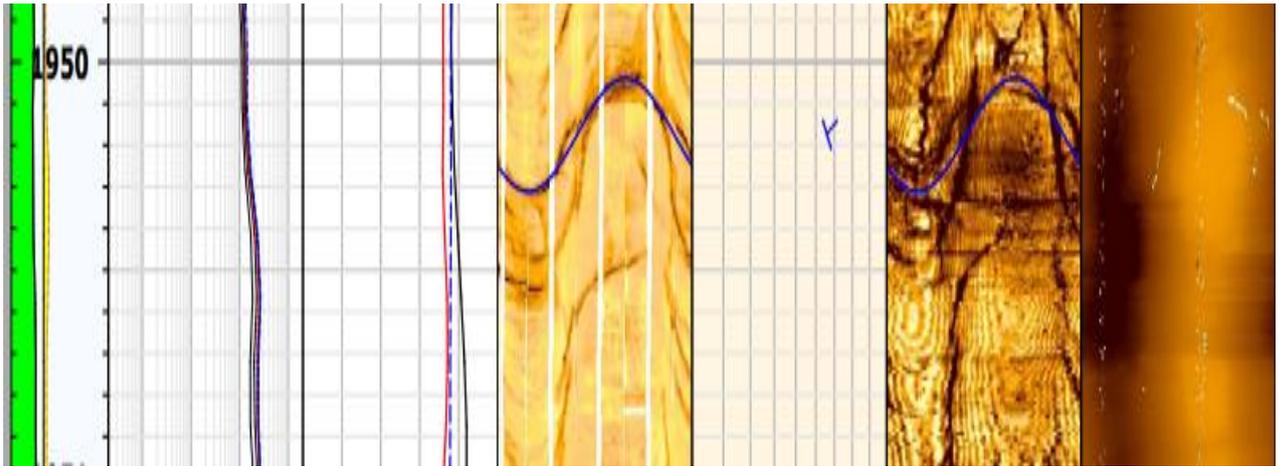


Figure. V. 13 Exemple d'une fracture conductrice face aux Argiles

Faïlle : Deux failles sont perçues à la profondeur 1957.72 et 1961.60 m sur l'image de micro-résistivité, de nature conductrice, elle est soit ouverte (boue), soit fermée avec un ciment conducteur, orientée WNW-ESE et NNE-SSW (Strike direction).

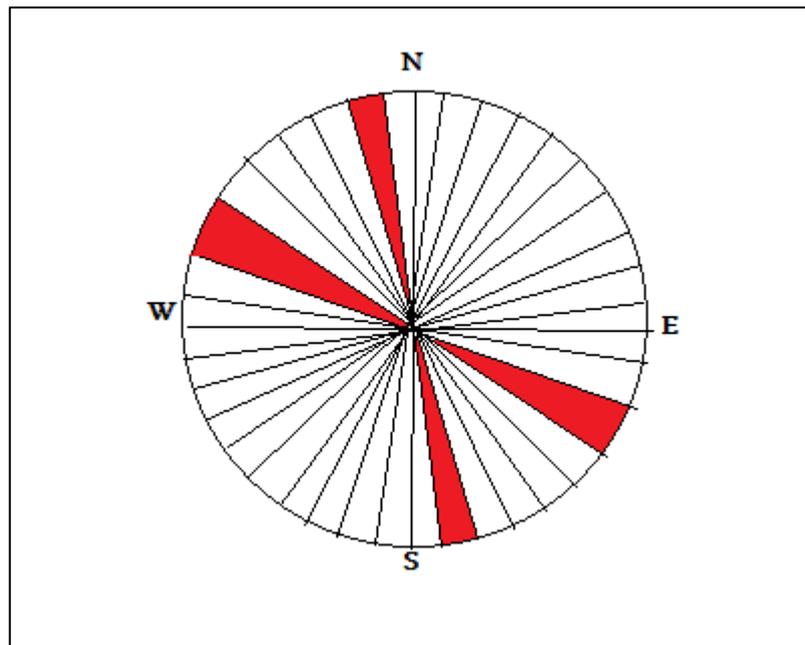


Figure. V. 14 Rosace de deux failles

V.1.4.2.4. Exemple d'une faille face aux argiles :

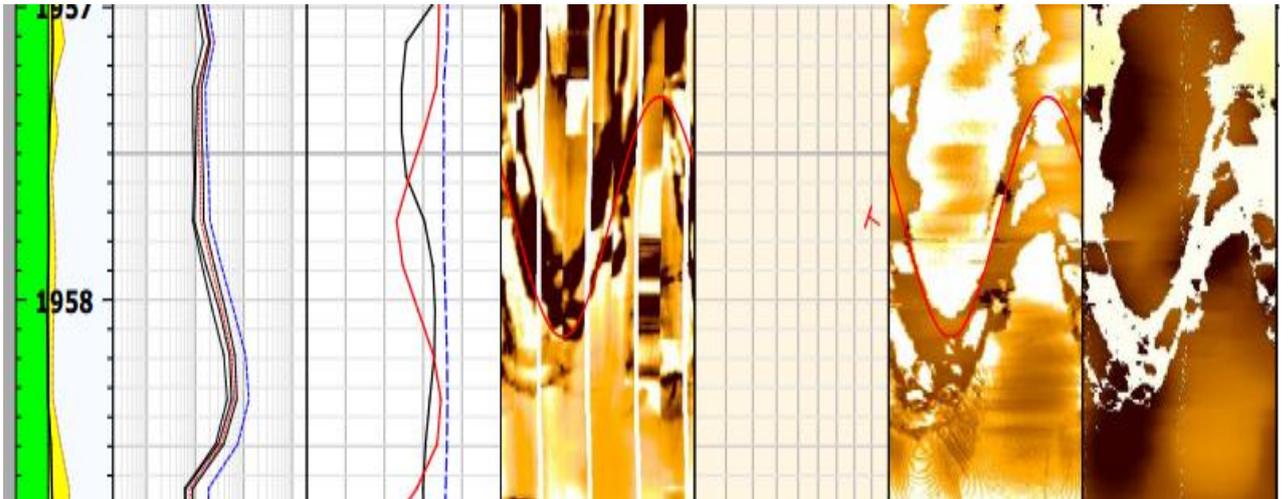


Figure. V. 15 Exemple d'une faille face aux argiles

Intervalle 02 : 1962.60m à 1995.80 m (Ordovicien) (Figure. V. 5)

Un total de 21 fractures a été dénombré, dont 04 à faibles amplitudes acoustiques (LAAF), (01)

Conductrices, (16) fractures induites.

- **LAAF** : sur les 04 fractures LAAF, 03 **sont ouvertes** et 01 probablement ouvertes. La majorité de ces fractures sont orientées NE-SW (strike direction).

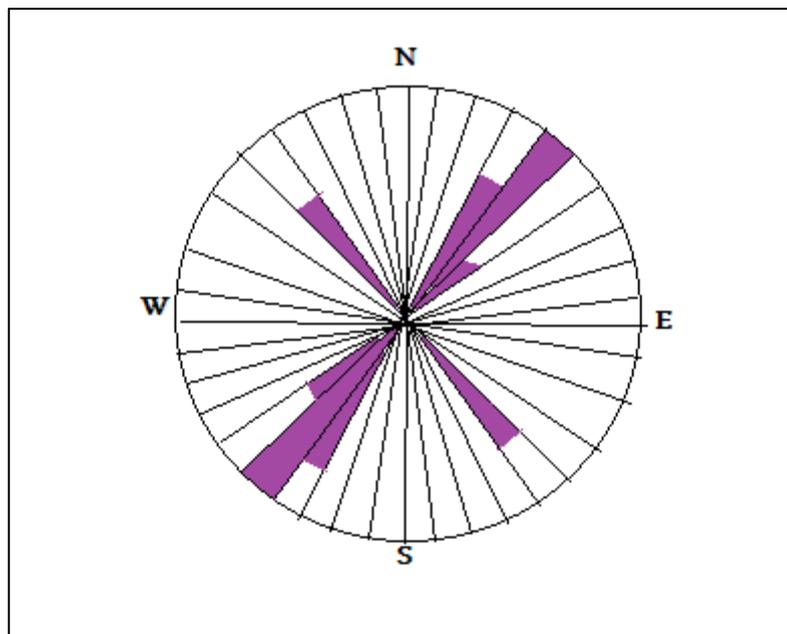


Figure. V. 16 Rosace des fractures à faible amplitude acoustique

V.1.4.2.5. Exemple d'une fracture ouverte face aux Grés de Ramade (Ordovicien) :

La fracture ci-dessous est une fracture ouverte, car elle est visible en noir dans l'image de micro-resistivité FMI et en noir dans l'image acoustique UBI (amplitude et transit time).

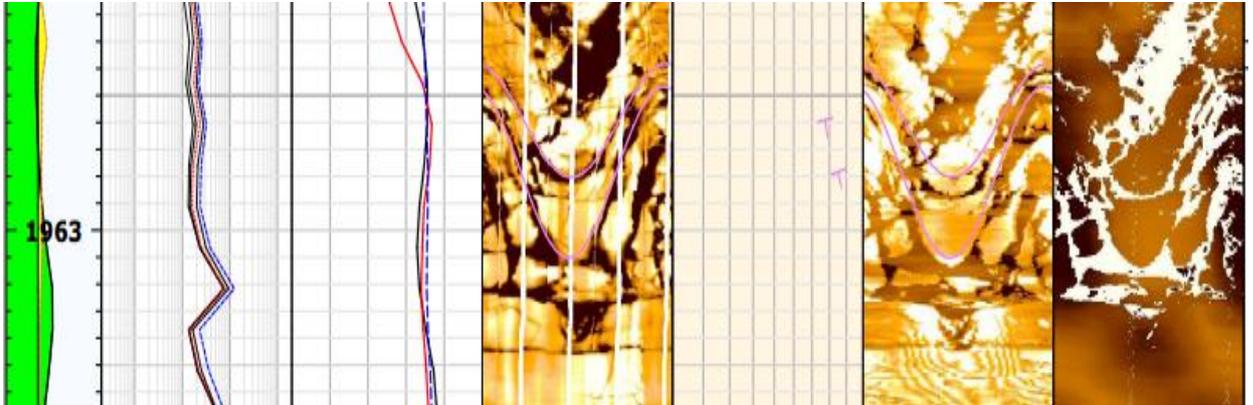


Figure. V. 17 Exemple d'une fracture ouverte face aux Grés de Ramade

V.1.4.2.6. Exemple d'une fracture ouverte et une fracture probablement ouverte face aux Grés de Ramade:

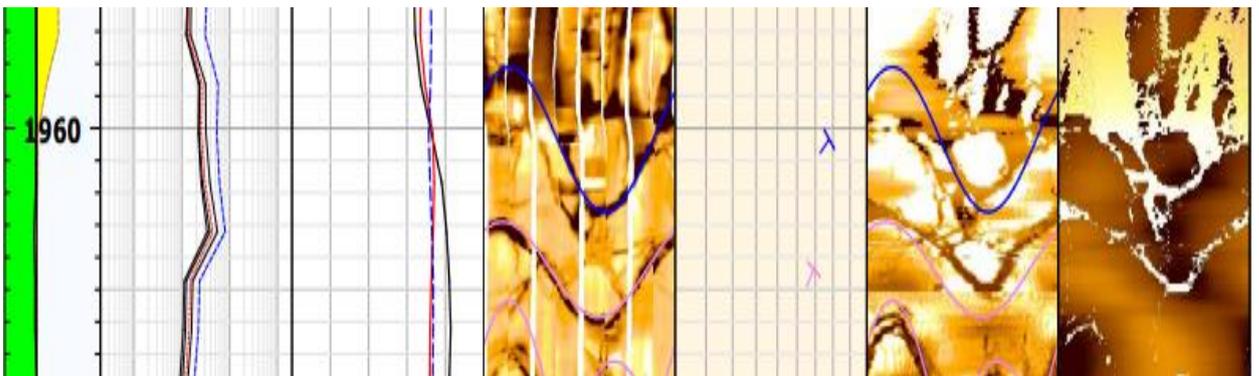


Figure. V. 18 Exemple d'une fracture ouverte et un fracture probablement ouverte face aux Grés de Ramade

V.1.4.2.7. Exemple des fractures induites face aux Grés de Ramade :

Ces fractures sont soit ouvertes (contiennent de la boue), soit fermées avec un ciment plus conducteur que la matrice (ex : argile).

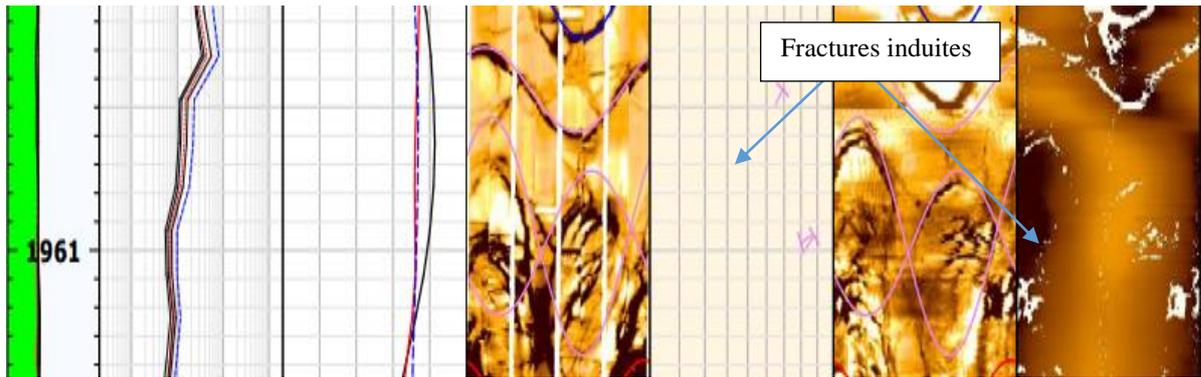


Figure. V. 19 Exemple des fractures induites face aux Grés de Ramade

V.1.4.3. Analyse des contraintes :

L'identification des breakouts et fractures induites a été basée sur l'image de l'amplitude acoustique dynamique UBI.

	Définition	Explication	Symbole
Breakout	Deux bandes noires verticales séparées de 180°	Ovalisation du puits, due aux contraintes	
Fracture induite	Deux traits noirs verticaux séparés de 180° et qui sont perpendiculaires aux breakouts	Fracture induite par le forage	

TAB.V.4. Les symboles de breakouts et fractures induites

V.1.4.3.1. Intervalle 01 : 1925m à 1962.05m ORDOVICIEN

V.1.4.3.1.1. Breakout et fracture induite :

L'ensemble des breakouts et fractures induites pointés à travers l'intervalle 01 a donné la rosace ci dessous. Le sens dominant des breakouts est NNE-SSW, d'où la contrainte maximale σ_H est WNW-ESE.

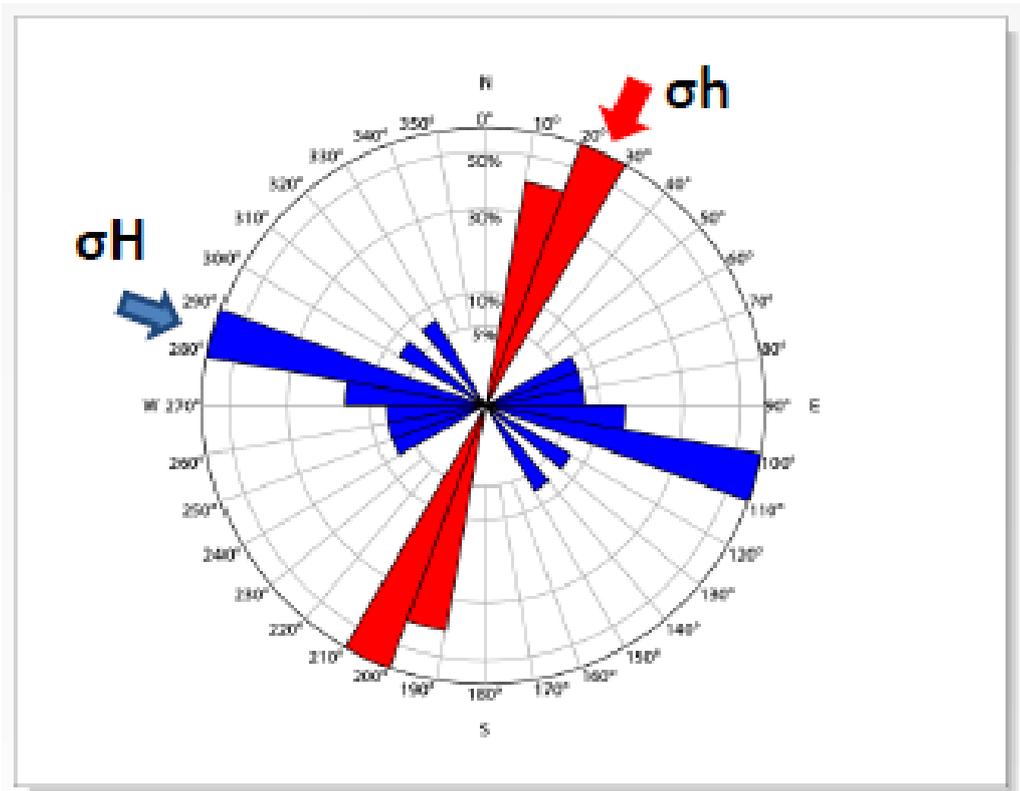


Figure. V. 20 Rosace des breakouts et des fractures induites

V.1.4.3.1. Exemple de breakout :

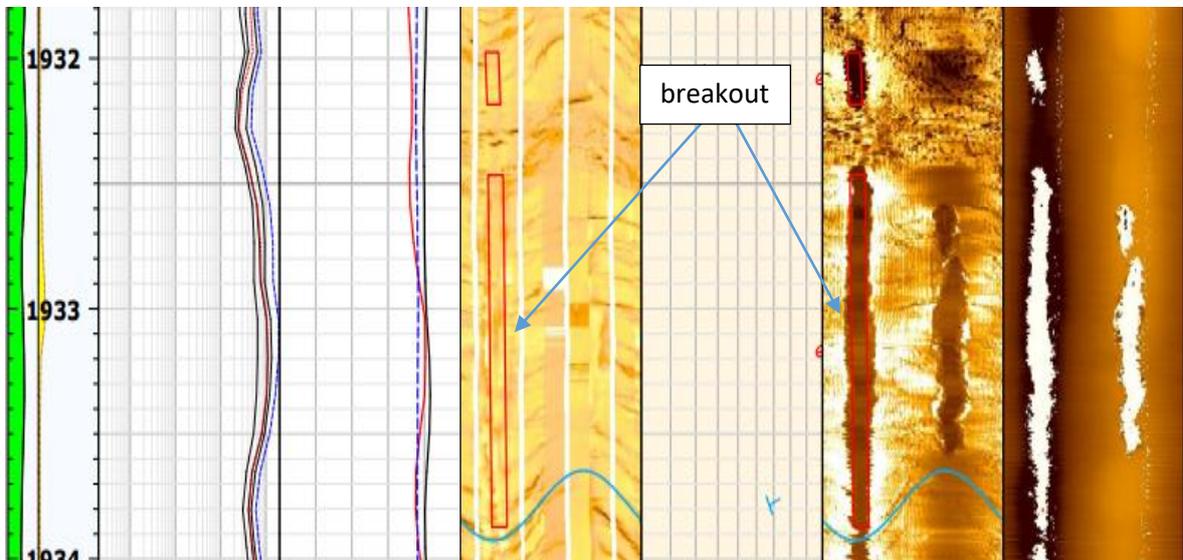


Figure. V. 21 Exemple de breakout

V.1.4.4.2. Intervalle 02 : 1962.60 m et 1995.80

V.1.4.4.2.1. Breakout et fracture induite :

Exemple d'une fracture induite Grès de Ramade :

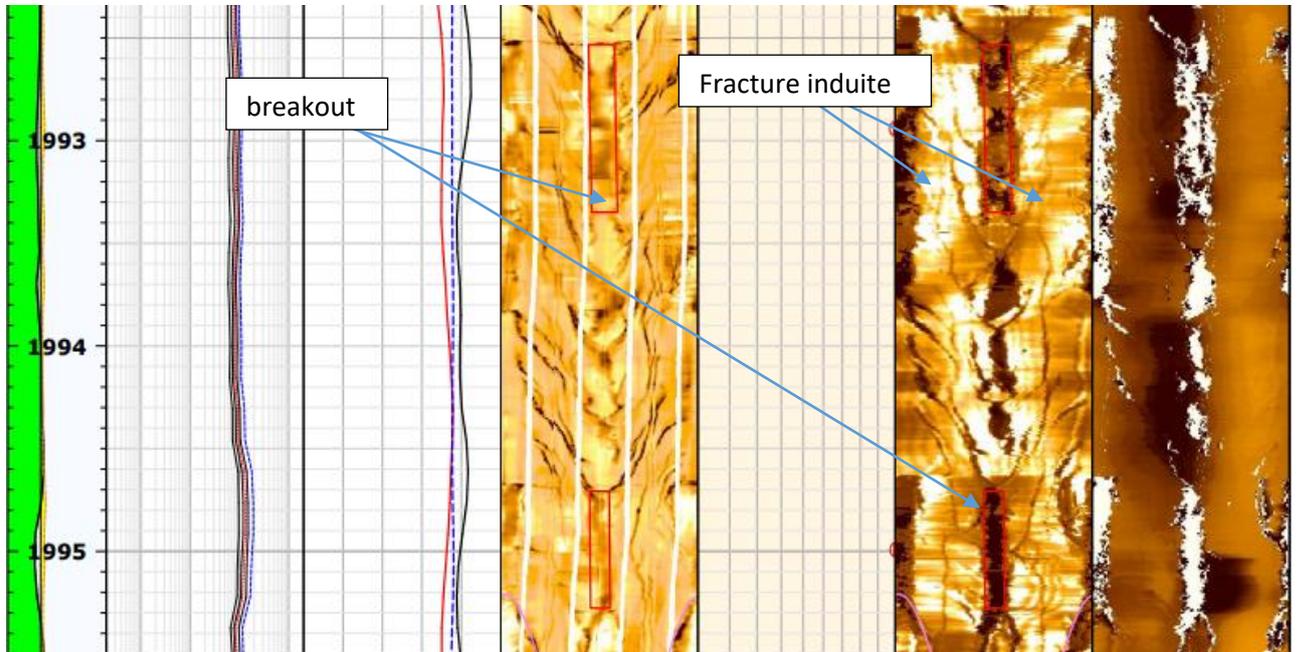


Figure. V. 22 Exemple d'une fracture induite

V.2. Conclusion :

- Dans le puits ODZ-1 situé dans la zone d'étude, un total de 49 fractures a été dénombré au niveau de reservoir Ordovicien(Unité IV).
- 11 factures à **LAAF**(Low accostique amplitude fracture) sont probablement ouvertes, face aux argiles (Grès de Ramade)
- 13 fractures **conductrices** sont probablement ouvertes face aux Grès de Ramade .
 - Le sens de la contrainte maximale est de NW-SE.

Conclusion générale :

L'imagerie d'un puits est considérée comme outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers, elle a été intégrée comme composante cardinale dans l'interprétation structurale. Elle fournit les informations utiles aux études structurales, stratigraphiques et géo-mécaniques. Notre étude s'est intéressée à l'application de l'imagerie du puits ODZ-1 dans le bassin de Sbâa.

L'interprétation structurale des images a permis de mettre en évidence deux types de structures, les structures naturelles, représentées essentiellement par des failles, des structures induites telles que les Breakouts et les fractures induites. Afin de bien illustrer ces notions, nous avons établi un cas réel de traitement et d'interprétation sur des données d'UBI et d'OBMI issues d'une opération de logging dans le puits ODZ-1 à l'aide du logiciel TECHLOG version 2011.4 pour répondre à notre problématique.

D'après l'interprétation des diagraphies reçues à ce jour et le DST N°1 réalisé, il apparaît que le réservoir Ordovicien(unité IV), est à hydrocarbures sur une hauteur utile cumulée de 16.5m. Le contact Gaz/Eau est difficile à localiser voir absent.

Le reste des réservoirs de la phase 6" ainsi que tous les réservoirs de la phase 8"½ sont sans intérêt pétrolier ; ils sont aquifères, compacts et/ou argileux.

Dans le puits ODZ-1 situé dans la zone d'étude, un total de 49 fractures a été dénombré au niveau du réservoir Ordovicien(Unité IV) :

- 11 fractures à **LAAF**(Low acoustique amplitude fracture) sont probablement ouvertes face aux argiles.
- 13 fractures **conductrices** sont probablement ouvertes face aux argiles .

Le sens de la contrainte maximale est Nord Ouest-Sud Est.

Bibliographie

Bulletin des bibliothèques de France(BBF), 1991, n5 ,p.473-478.

F.coppens et J.L;Mari institut Français du pétrole.

Géoscience n20 –Géoscience pour innover.

Ibtihal Wasir. Contrôles sédimentaires et diagénétiques sur les propriétés pétrophysique des réservoirs gréseux a gaz des bassins de Sbaa, Algerie, et des palmyrides-Sud, Syrie, Science de la terre. Université Paris Sud-Paris XI,2014 Français.

Michel Ruhland methode d'étude de la fracturation naturelle des roches associée a divers modèle structuraux.

O.serra. (2001). Diagraphie-acquisition et application. Pau: Elf-aquitaine.

Poppelreiter Michael, C.G.C(2010). Dipmeter and Borehole Imager Log Technology. USA: AAPG.

Rapport d'implantation du puits ODZ-1, Sonatrach

Schulmberger. (2010). Basics of borehole imager and dip interpretation.

Schulmberger. (2013). Techlog help . Schulmberger document inédit.

SONATRACH 1998

SONATRACH 2013

Vincent, T. (2012). Initiation à la cartographie géologique. Cote d'ivoire: ministère d'enseignement supérieur et de la recherche scientifique.

WEC Algeria 1995

WEC 2012