

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des Hydrocarbures

THEME

Caractérisation géologique, pétrophysique et l'étude de la fracturation des réservoirs pétroliers de la série inférieure du Trias et Quartzite El Hamra (champ RAHLET EL AOUDA); (HASSI MESSAOUD).

Présenté par :

BELADJEL Abdelali

BEN KHENATTA Tayeb

BOUGOFFA Ahmed Brahim

Soutenu publiquement le :

Devant le jury :

Président : Mme. BEGUIRET Lélia M. C. B Univ. Ouargla

Promoteur : Dr. SATOUH Adel M. C. B Univ. Ouargla

Examineur : Dr. HARROUCHI Lakhder M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Dédicaces

Je dédie cet humble travail

A ALLAH le tout puissant à qui je dois tout.

Mes très chers parents

*Pour leur amour, leurs encouragements et soutien sans
faillie Je les remercie de m'avoir accompagnée tout au long
de mon parcours*

*Mon frères et Mes sœurs pour leur aide et encouragement sans
cesse.*

*les ingénieurs de Sonatrach Irara : Bachir haichour, younes weld
hadaraa*

Tous mes camarades de promotion

*Mes amis: Brahim, Tayeb, Nasser Eddine, Ikbal, AbdElhak,
Haythem, Moussa.*

Pour les bons moments

Beladjel Abdelali

Dédicaces

Au nom de Dieu et remercie Dieu

Je dédie ce mémoire à :

*À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour,
leur affection, leur soutien et leurs prières tout au long de mes
études,*

*À mes frères et sœurs, pour leur encouragement continu et
leur soutien moral*

À mes professeurs, qui m'ont bien appris

À mes camarades de classe

À tous mes amis tout le monde par son nom

Ben Khenata Tayeb

Dédicaces

*Après remerciement d'Allah et remerciements de tous
personnes participe à réaliser cette réussite tel que mes
professeures et mes collègues j'offre ce travail à Mes
chers parents qui m'ont soutenus et contribués
pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon
parcours académiques*

mon père Ammar et ma mère Djamila

A mes chers sœurs et frères

A tous mes amis chacun a son nom

Tous ceux que j'aime et je respecte

Bougoffa Ahmed Brahim

Remerciement

En préambule à ce mémoire nous remerciant ALLAH qui nous aide et nous donne la patience et le courage durant ces longues années d'étude.

Nous souhaitant adresser nos remerciements les plus sincères aux personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette formidable année universitaire.

Ces remerciements vont tout d'abord au corps professoral et administratif de la Faculté des hydrocarbures et science de la terre et l'univers, pour la richesse et la qualité de leur enseignement et qui déploient de grands efforts pour assurer à leurs étudiants une formation actualisée.

Nous tenant à remercier sincèrement Monsieur, Satouh Adél, qui, en tant que Directeurs de mémoire, se sont toujours montrés à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer et sans qui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour.

Nous voudrions remercier vivement, à travers ce mémoire Mr. Bachir Haïchour, Mr. Younes Oulad heddar, Mme. Hanane Taleb, et toutes les ingénieures du département géologie (SH.DP.HMD) pour leurs aides, encouragements et leurs soutiens durant toute la période de stage.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours encouragées au cours de la réalisation de ce mémoire.

Mes sincères remerciements s'adressent aux membres du jury qui ont accepté de lire et juger notre travail.

Merci à tous et à toutes.

الملخص

يركز عملنا بشكل أساسي على جمع البيانات الاستكشافية، من أجل دراسة وتحديد خصائص خزان النفط (الخصائص الجيولوجية، الخصائص البتروفيزيائية، دراسات الكسور)، لاستنتاج الوسائل المساعدة الجيدة في حقل النفط في حقل رحلة العودة. للتواصل بين المعرفة القبليّة وهذه المعلومات.

لقد سمحت لنا الدراسات السابقة باستخلاص الكثير من المعلومات حول حقل رحلة العودة، الذي تم مؤخراً استكشاف وجود كميات كبيرة من النفط في هذا الخزان، على الرغم من أن المعلمات البتروفيزيائية منخفضة ونسبة تشبع الماء مرتفعة. لأننا رأينا كسور في هذا الحقل النفطي.

ما كان لافتاً للنظر هو أن حقل رحلة العودة يحتوي على خزائين، الخزان الترياسي (السلسلة السفلية) هو الهدف الرئيسي والخزان الأوردوفيكسي (الكوارتزيت الحمراء) هو الهدف الثانوي. السطح الفرعي للمنطقة المدروسة هو عبارة عن هورست وغرابن التي تحددها الحوادث الكبرى في الاتجاهين الشمالي الشرقي والجنوبي الغربي.

كلمات المفتاح: تسجيل فيزيائي، رحلة العودة، الكسور، بتروفيزيائية.

RESUMÉ

Nos travaux portent principalement sur la collecte de données exploratoires, afin d'étudier et de déterminer les caractéristiques du réservoir pétrolier (Caractéristiques géologiques, caractéristiques pétrophysiques, études des fracturations), pour déduire les bons aidés dans le gisement pétrolier dans le champs Rahlet El Aouda par relier entre les connaissance tribales et cette informations.

Des études antérieures nous ont permis de tirer beaucoup des informations sur le champs Rahlet El Aouda, qui a récemment été exploré la présence de pétrole en quantités significatives dans ce réservoir, bien que les paramètres pétrophysiques soient faibles et la proportion de saturation en eau soit élevée, car nous avons constaté des fractures dans ce champ pétrolière.

Ce qui était remarquable était le champs Rahlet El Aouda contient deux réservoirs, le réservoir triasique (série inférieure) constitue l'objectif principal et le réservoir Ordovicien (Quartzites El Hamra) constitue l'objectif secondaire. La sub-surface de la zone étudiée est celle de Horst et Graben, ce qui est déterminé par les accidents majeurs des directions nord-est et sud-ouest.

Mots-Clés : Diagraphie, Rahlet El Aouda, Fracturation, pétrophysiques.

ABSTRACT

Our work focuses mainly on the collection of exploratory data, in order to study and determine the characteristics of the oil reservoir (Geological characteristics, petro-physical characteristics, fracture studies), to deduce the good aids in the oil field in the Rahlet El Aouda field. to connect between tribal knowledge and this information.

Previous studies have allowed us to draw much information on the Rahlet El Aouda field, which has recently been exploring the presence of significant quantities of oil in this reservoir, although the petro-physical parameters are low, and the proportion of water saturation is high. because we have seen fractures in this oil field.

What was remarkable was the field Rahlet El Aouda contains two reservoirs, the Triassic reservoir (lower series) is the main objective and the Ordovician reservoir (Quartzite El Hamra) is the secondary objective. The sub-surface of the studied area is that of Horst and Graben, which is determined by major accidents in the north-east and south-west directions.

Keywords: Logging, Rahlet El Aouda, Fracturation, Petrophysics.

LISTE DES FIGUREURES

CHAPITRE I CADRE GENERAL DE L'ETUDE

Figure. I. 1. Carte géographique du Rahlet El Aouda, D'après Google Mapp 2019.....	1
Figure. I. 2. Carte de situation en vue géologique périmètre d'études.....	3
Figure.1. 3. Coupe géologique SW-NE passant par les puits RAA-1 et RAA-2.....	5
Figure. 1. 4. Carte en isobathes au Niveau de la Discordance Hercynienne.....	6
Figure. I. 5. Carte en isobathes de la série inférieur.....	7
Figure. I. 6. La colonne stratigraphique complète de la région. PED modifié.....	8
Figure. I. 7. Coupe géologique W-E passant par les puits RAA-1 et RAA-2.....	14
Figure. I. 8. Section dans le paléozoïque présente les formations réservoirs. Wec2007.....	16
Figure. I. 9. Carte en isopaque de la Série Inferieur.....	19
Figure. I. 10. Carte en isopaque de la Quartzite de Hamra	20
Figure. I. 11. Distribution du COT du Silurian autour de Hassi Messaoud. Wec 2019.....	21

CHAPITRE II ETUDE PETROPHYSIQUE ET DIAGRAPHIQUE

Figure. II. 1. Histogramme de porosité de puits RAA-1.....	27
Figure. II. 2. Histogramme de perméabilité de puit RAA-1.....	27
Figure. II. 3. Histogramme de porosité de puit RAA-2.....	28
Figure. II. 4. Histogramme de perméabilité de puit RAA-2.....	28
Figure. II. 5. Histogramme de porosité de puit RAA-3.....	30
Figure. II. 6. Histogramme de perméabilité de puit RAA-3.....	30
Figure. II. 7. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-3.....	31
Figure. II. 8. Histogramme de porosité de puit RAA-4.....	32
Figure. II. 9. Histogramme de perméabilité de puit RAA-4.....	32
Figure. II. 10. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-4.....	33
Figure. II.11. Histogramme de porosité de puit RAA-5.....	34
Figure. II. 12. Histogramme de perméabilité de puit RAA-5.....	34
Figure. II. 13. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-5.....	35
Figure. II. 14. Histogramme de porosité de puit RAA-6.....	36
Figure. II. 15. Histogramme de perméabilité de puit RAA-6.....	36
Figure. II. 16. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-6.....	37
Figure. II. 17. Corrélation des puits RAA-2, RAA-3, RAA-4 et RAA-5.....	38

Figure. II.18. Cross-plot Thorium – Potassium du Trias SI dans le puits RAA-1.....	41
Figure. II.19. Cross-plot Thorium – Potassium du QH dans le puit RAA-1.....	42
Figure. II. 20. Élan d’interprétation du réservoir triasique dans le puits RAA-1.....	43
Figure. II.21. Élan d’interprétation du réservoir ordovicien dans le puits RAA-1.....	44
Figure. II. 22. Élan d’interprétation du réservoir triasique dans le puits RAA-2.....	46
Figure. II.23. Élan d’interprétation du réservoir ordovicien dans le puits RAA-2.....	48
Figure. II.24. Élan d’interprétation du réservoir triasique dans le puits RAA-3.....	49
Figure. II. 25. Élan d’interprétation du réservoir Ordovician ² dans le puit RAA-3.....	50
Figure. II. 26. Élan d’interprétation du réservoir triasique dans le puit RAA-4.....	51
Figure. II.27. Élan d’interprétation du réservoir Ordovicien dans le puit RAA-4.....	52
Figure. II.28. Élan d’interprétation du réservoir triasique dans le puit RAA-5.....	53
Figure. II.29. Élan d’interprétation du réservoir Ordovicien dans le puit RAA-5.....	54

CHAPITRE III ANALYSE DE LA FRACTURATION PAR L'IMAGERIE

Figure. III. 1. Modes de déformation.....	56
Figure. III. 2. Breakouts et fractures induites par le forage.....	58
Figure. III. 3. Outil CBIL “Circumferential Bore Hole Imaging Log”	59
Figure. III. 4. Outil UBI “Ultrasonic Bore Hole Imaging”	60
Figure. III. 5. L’outil OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER).....	61
Figure. III. 6. Images acoustique et électrique en face de différents types de fractures.....	63
Figure. III. 7. Image acoustique.....	64
Figure. III. 8. Images amplitude & temps de transit indiquent les Breakouts.....	65
Figure. III. 9. Fractures résistives naturelles.....	67
Figure. III. 10. Orientation des trous de forage.....	68
Figure. III. 11. Analyses des fractures.....	70
Figure. III. 12. Analyses de Breakout.....	71
Figure. III. 13. Analyses des fractures.....	73
Figure. III. 14. Analyses de Breakout.....	74
Figure. III. 15. Analyses des fractures.....	75
Figure. III. 16. Analyses de Breakout.....	76

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I CADRE GENERAL DE L'ETUDE

Tableau. I. 1. les intervalles carottés dans les puits de l'études.....	22
Tableau. I. 2. les intervalles carottés dans les puits de l'études.....	22

CHAPITRE II ETUDE PETROPHYSIQUE ET DIAGRAPHIQUE

Tableau. II. 3. les Paramètres d'interprétation dans les deux réservoirs de RAA-1.....	42
Tableau. II. 4. les Paramètres d'interprétation dans les deux réservoirs de RAA-2.....	45

LISTE DES ABREVIATIONS

RDI : Rapport De l'implantation

SH : Sonatrach

DP : division production

HMD : Hassi Massoud

DH : Discordance Hercynienne

DT: Discordance taconique

RAA : Rahlet El Aouda

QH : Quartzites El Hamra

SI : Série Inferieure

BBL: Billions De Barils

TCF : Trillions De Cubic Feet

GR : Gamma Ray

SOMMAIRE

✓ Dédicace	I
✓ Remerciement	IV
✓ Résumé	V
✓ Liste des Figures	VI
✓ Liste des tableaux	VIII
✓ Liste des abreviations	IX
✓ Sommaire	X
✓ Introduction générale	XIII

CHAPITRE I CADRE GENERAL DE L'ETUDE

I. 1. PRESENTATION DE LA REGION DE L'ETUDE	1
I. 1. 1. Localisation de la région de l'étude	1
I. 1. 2. Découvert de Gisement	2
I. 2. CADRE GEOLOGIQUE DE RAHLET AOUDA	5
I. 2. 1. Cadre Structural de Rahlet El Aouda	6
I. 2. 2. Succession Lithostratigraphiques de Rahlet El Aouda	7
I. 2. 3. Le Socle	9
A) Le dépôt paléozoïque	9
B) Le dépôt mésozoïque	10
C) Le dépôts cénozoïque	14
I. 3. SYSTÈME PÉTROLIER	14
I. 3. 1. L'Ordovicien	15
I. 3. 2. Le Trias	17
I. 3. 3. Le Piège des hydrocarbures	17
I. 3. 4. Réservoirs	18
I. 3. 4. 1. Le réservoir Triasique (Série Inférieure)	18
I. 3. 4. 2. Le réservoir de l'Ordovicien (Quartzites El Hamra)	19
I. 3. 5. La Couverture	20
I. 3. 6. La Roche mère et la migration	20
I. 4. APERÇUE SEDIMENTOLOGIQUE	21
I. 4. 1. l'étude des carottes	21
I. 4. 2. Description des Carottes	22
A. Puits RAA-1	22

B. Puits RAA-2.....	24
C. Puits RAA-4.....	24
D. Puits RAA-5.....	25
E. Puits RAA-6.....	25
I. 5. CONCLUSION.....	26

CHAPITRE II ETUDE PETROPHYSIQUE ET DIAGRAPHIQUE

II. 1. L'EVOLUTION DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES.....	27
II. 1. 1. L'évolution verticale de la perméabilité et de la porosité et de la saturation en eau.....	27
A) Le Puits RAA-1.....	27
B) Le Puits RAA-2.....	28
C) Le Puits RAA-3.....	30
D) Le Puits RAA-4.....	32
E) Le Puits RAA-5.....	34
F) Le Puits RAA-6.....	36
II. 1. 2. Corrélation des puits.....	38
II. 2. INTERPRÉTATION DIAGRAPHIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES.....	39
II. 2. 1. Aperçue sur les types de diagraphies utilisés.....	39
II. 2. 2. Interprétation diagraphique.....	40
II. 2. 2. 1. Interprétation quantitative.....	40
II. 2. 2. 2. Interprétation qualitative.....	40
II. 2. 2. 3. Résultats pétroliers de l'interprétation diagraphique des puits.....	40
II. 3. CONCLUSION.....	55

CHAPITRE III ANALYSE DE LA FRACTURATION PAR L'IMAGERIE

III. 1. DEFORMATION DE LA PAROI DU Puits.....	56
III. 2. DETECTION DE LA DEFORMATION PAR L'IMAGERIE.....	57
III. 3. LES OUTILS D'IMAGERIE UTILISES.....	58
III. 3. 1. Les outils de l'imagerie acoustique.....	58
III. 3. 1.1. Outil CBIL "Circumferential Borehole Imaging Log".....	59
III. 3. 1. 2. Outil UBI "Ultra-soniques Bore Hole Imaging".....	59
III. 3. 2. Les outils de l'imagerie électrique.....	60
III. 3. 2. 1. L'outil OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER).....	60
III. 4. DEFINITION ET TYPES DES FRACTURES.....	61
III. 4. 1. Les fractures naturelles.....	62

III. 4. 2. Les fractures ouvertes.....	62
III. 4. 3. Les fractures cimentées.....	62
III. 4. 4. Les fractures induites par le forage.....	63
III. 5. LES BREAKOUTS.....	65
III. 6. ANALYSE ET CARACTERISATION DE LA FRACTURATION PAR L'IMAGERIE (ETUDE DE CAS RAA)	66
A. Puit RAA-3.....	66
B. Puit RAA-4.....	69
C. Puit RAA-5.....	72
D. Puit RAA-6.....	75
III. 7. CONCLUSION.....	77
✓ Conclusion générale	LXXIX
✓ Références bibliographiques	LXXXI
✓ Résumé	LXXXII

INTRODUCTION GENERALE

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de développement de Touggourt EST (blocs : 415 a/ 424 b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud, il se trouve à 65 Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chegga (RDC), et à 10 km et 35 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM) respectivement, avec une superficie d'exploitation de 246.30 km². Il a été découvert par le forage du puits RAA-1 en 2010.

L'exploitation des sources pétrolière rencontre beaucoup de problème lors d'opération de production. À fin d'aller à une bonne optimisation de production. il faut tout d'abord une bonne connaissance géologique et caractérisation du réservoir pour un bon suivi et un excellent traitement et intervention et résoudre les problèmes.

Actuellement, le but des travaux dans le champs Rahlet El Aouda (RAA) présenté dans ce mémoire vient comme un essai de réaliser une caractérisation géologique et pétrophysiques des réservoirs pétroliers(trais série inferieur), on se basant sur l'utilisation des données de géologie de chantier, de forage, des données de diagraphies, ainsi que des résultats de tests de formations. En second lieu l'étude de la fracturation des réservoirs pétroliers.

Pour atteindre cet objectif nous avons structuré notre mémoire de la manière suivante :

Le premier chapitre est présentation de la région de Rahlet El Aouda (RAA) et étudié géologiquement. Le but de ce chapitre est conclu la géodynamique, et la litho-stratigraphie de la zone d'étude.

Le deuxième chapitre fait état des résultats de l'étude des paramètres pétrophysiques qui a été réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques (GR, Densité, Résistivité et Sonic) des différents puits, afin d'évaluer les réservoirs traversés par les forages par suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques : porosité (ϕ), saturation en fluide (S_w) et le volume d'argile (V_{sh}).

Le troisième chapitre traite l'impact de la fracturation naturelle sur les propriétés pétrophysiques du réservoir, l'analyse de la fracturation à l'aide des données enregistrées par les outils de l'imagerie, où nous détaillons la méthode d'interprétation des logs et de l'imagerie.

Chacun de ces chapitres s'articule tout d'abord autour d'une étude bibliographique spécifique, et s'oriente ensuite vers l'approche développée au ce mémoire.

On fin, déterminée le travail par un conclusion générale.

CHAPITRE I
CADRE GENERAL
DE L'ETUDE

I. 1. PRESENTATION DE LA REGION DE L'ETUDE

I. 1. 1. Localisation de la région de l'étude

Le champ pétrolier de Rahlet El Aouda (RAA) est un situé a 600 km Sud-est de l'Alger et 120 km Nord-Est du champ Hassi Messaoud (Figure. I. 1), Il est situé dans le périmètre de Touggourt Est (blocs : 415a/ 424b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud (Figure. I. 2), il se trouve à 65Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chagga (RDC), et à 10km et 35 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM) respectivement.

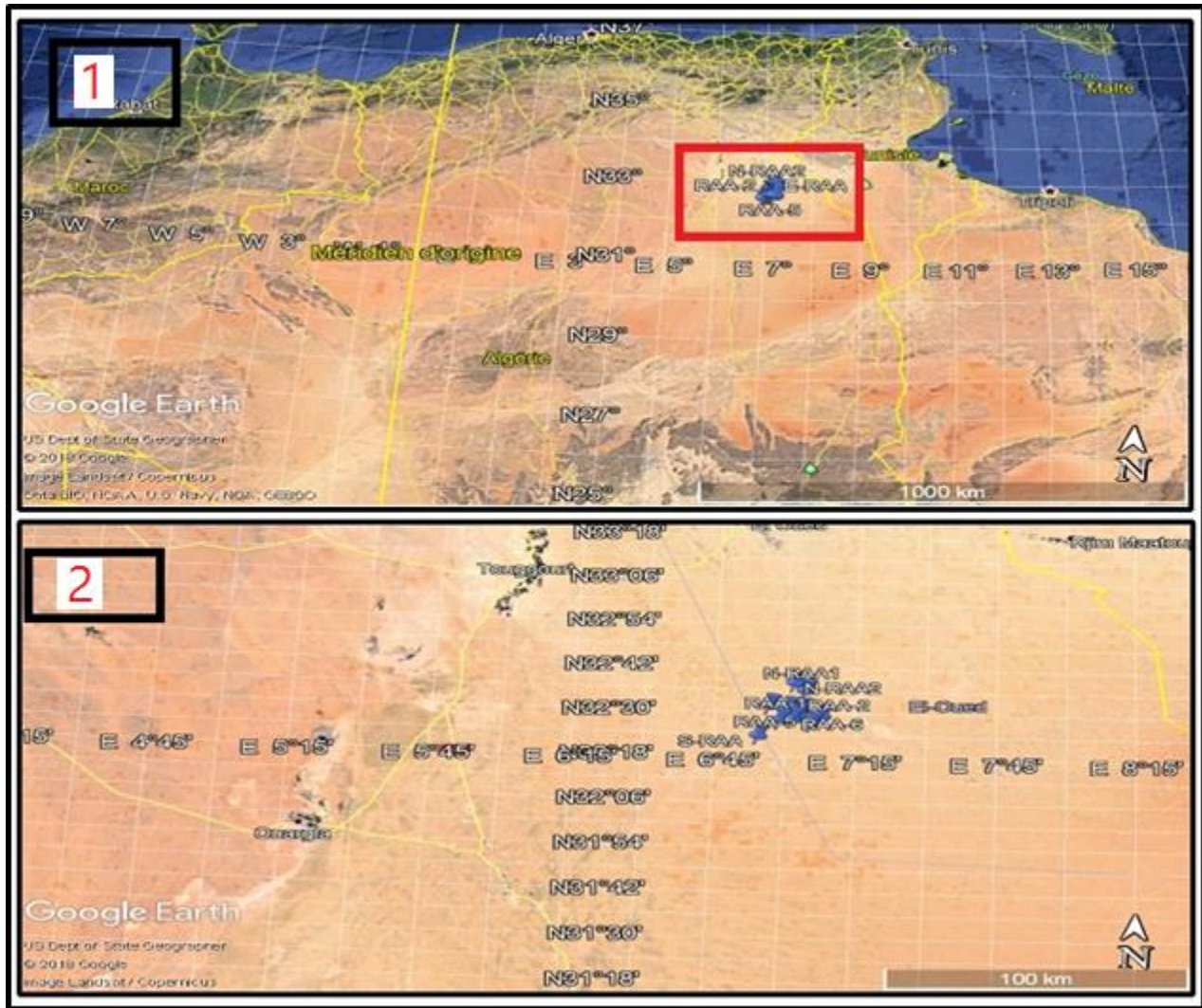


Figure. I. 1. Carte géographique du Rahlet El Aouda, D'après Google Mapp 2019
1 : Localisation du champ (Rehlat El Aouda)
2 : Localisation des puits le champ du Rehlat El Aouda

Ce périmètre s'appuie sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi –Messaoud affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW, Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de Hassi Messaoud et l'ensemble des structures qui lui sont associés.

I. 1. 2. Découvert de Gisement

Le champ de Rahlet-El-Aouda a été découvert en 2010 et exploité en 2016 par Sonatrach en effort propre, n'a jamais atteint sa capacité nominale prévue de 25000 barils/jour, et une chute brusque de production rends son étude intéressante vue à son complexité géologique.

Le gisement d'huile de Rahlet El Aouda(RAA) est situé dans le périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST dans le bassin d'Amguid Messaoud. La série inférieure du réservoir triasique a été découvert par le premier forage d'exploration RAA-1 en 2010 qui a donné un résultat encourageant (10.15m³/h). Quatre (04) ans plus tard, deux puits de délinéation, RAA-2 et RAMA-1 ont été forés pour confirmer le potentiel de la structure et c'était le cas. Les deux puits ont donnée respectivement 32.3 et 23.8 (m³/h). La décision de développer le gisement d'une manière prudente (déplétion naturelle) par le forage de ERAA-1 et NRAA-1 en 2015 a aboutie a des résultats toute fois encourageantes.

En 2016, la mise en phase de production le champ et les forages ontcontinué dans le Sud et l'Ouest de la région, mais malheureusement sans résultatdans WRAA-1 et SRAA-1.

A la fin de 2017. Les puits encours du forage, RAA-4 et RAA-5, ont été implanté de manière à couvrir la surface jugée imprégné d'huile.

Les puits effectuent pour but d'exploration de la région et délinéation de réservoir triasique, le programme d'exploration de la région et l'implantation des puits continue qui foré en période entre (2010 et 2018). (Figure. I. 2)

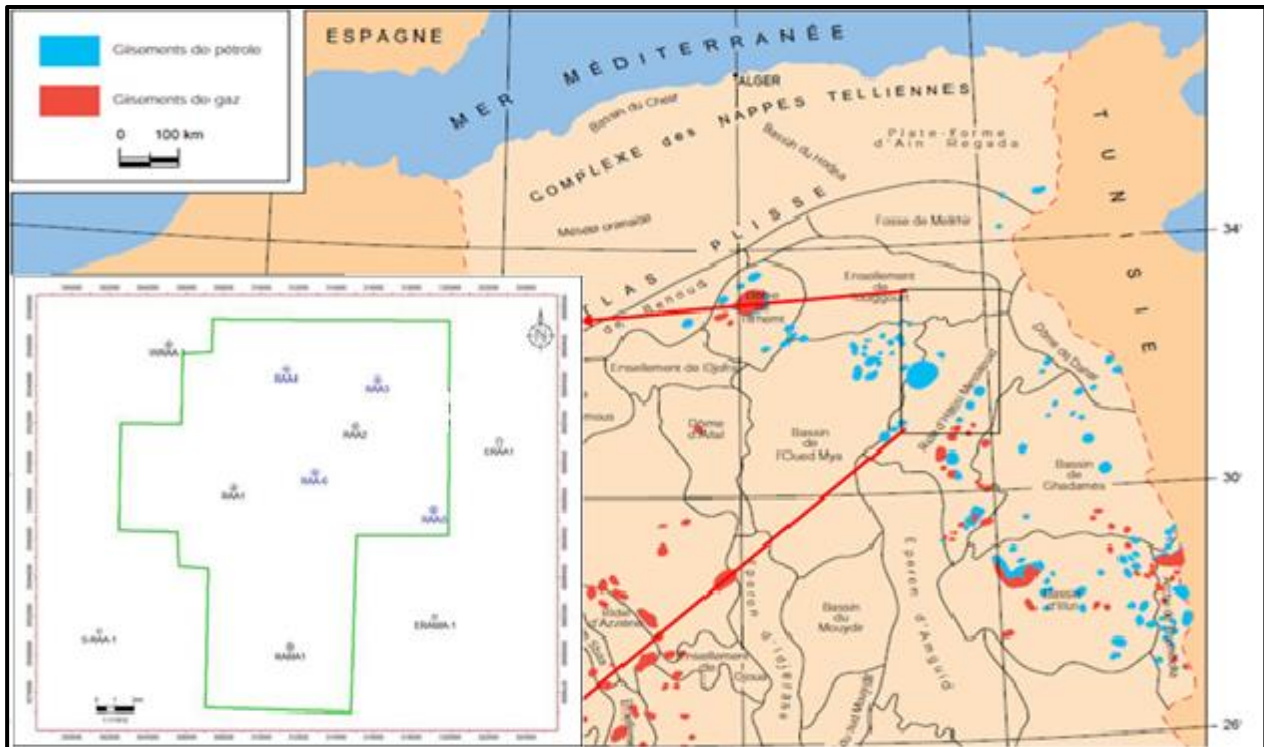


Figure. I. 2. Carte de situation en vue géologique périmètre d'études.

Le puit RAA-1 : Le premier puits qui a été fore est Rahlet El Aouda-1 (RAA-1) en AVRIL 2010 a pour objectif principal l'évaluation du réservoir ordovicien Quartzite De Hamra productif et comme objectif secondaire la reconnaissance du trias et principalement la série inférieure et en suite l'implantation des puits RAA-2 et RAMA-1 qui ont pour objectif l'évaluation du réservoir triasique principalement la série inférieure productive a RAA-1 avec une capacité de production égale de $19 \text{ m}^3 / \text{h}$.

- **Le puit RAA-2:** Le forage du puits Rahlet El Aouda-2 (RAA-2)réalise en 2013 s'inscrit dans le cadre d'un programme de délinéation et d'exploration des réservoirs Triasiques et Ordoviciens de la structure de Rahlet El Aouda déjà mise en évidence par le puits RAA -1, et dont les résultats ont montré un intérêt très prometteur au droit du réservoir Trias « Série Inférieure » avec un débit d'huile avoisinant de $10.15 \text{ m}^3 / \text{h}$.
- **Le puit RAA-3:** Le forage de puits Rahlet El Aouda-3 (RAA-3) réalisé en 23 février 2017, représentée le premier forage de développement. Il s'inscrit dans le cadre du programme de développement du périmètre de Rahlet El Aouda. Il permettra le développement de la série Inférieure, considéré comme objectif principal, ainsi que l'évaluation du réservoir Grès

d'Ouargla, comme étant objectif secondaire, le forage RAA-3 est situé dans la partie Nord Est du gisement de Rahlet El Aouda(RAA), à une distance de 1.27km au Nord Est RAA-2, à 7.3 km au Nord-Ouest du puits ERAA-1 et à 8.4km au Nord- Est du puits RAA-1.

Le carottage continu de la série inférieure, Grès d'Ouargla et 5m dans le réservoir Quartzites El Hamra, permettra la reconnaissance et la distinction entre les réservoirs Grès d'Ouargla et les Quartzites El Hamra dont le potentiel en hydrocarbures de ce dernier n'a pas été confirmé sur le puits RAA-2.

- **Le puit RAA-4:** Le forage de puits Rahlet El Aouda-4(RAA-4) réalisé en 20 octobre 2017, est le second forage de développement dans le périmètre de Rahlet Al Aouda, il permettra, de confirmer le potentiel de la série inférieure au Nord du puits RAA-1 et à l'Ouest du puits RAA-2. Le forage RAA-4 est situé dans la partie Nord Est du gisement de Rahlet-el-Aouda (RAA), à une distance de 4.7 km au Nord-Ouest du puits RAA2, à 6.4 km à l'Ouest du puits WRAA-1 et à 6.7km au Nord- Est du puits RAA-1.
- **Le puit RAA-5:** Le forage de Rahlet El Aouda-5 (RAA-5), est le troisième forage de développement dans le périmètre de Rahlet El Aouda. Il permettra, de confirmer le potentiel de la série inférieure au Sud-ouest du puits ERAA-1 le forage RAA-5 est situé dans la partie Est du périmètre RAA, à une distance de 4.9 km au Sud-ouest du puits ERAA-1, à 5.5 km au Nord du puits ERAMA-1 et à 6 km au Sud-est du puits RAA-2.
- **Le puit RAA-6:** foré en 18 Juin 2018 Le forage de Rahlet El Aouda-6 (RAA-6), est le quatrième puits de développement dans le périmètre de Rahlet El Aouda. Il permettra, de confirmer le potentiel de la série inférieure et des grès d'Ouargla au Sud-ouest du puits RAA-2.

I. 2. CADRE GEOLOGIQUE DE RAHLET AOUDA

Sur le périmètre de Touggourt Est une bonne partie de la série stratigraphique est présentée par rapport à Hassi Messaoud. Les deux premiers forages implantés sur 02 blocs sont pour but de connaître par précision la géologie locale. (Figure. I. 3)

La structure où se trouve le champ de Rahlet El Aouda(RAA) a été affectée par deux phases d'érosion majeures, la phase taconique qui a érodé les formations de l'ordovicien et la phase hercynienne qui a érodé toutes les séries du dévonien et le silurien.

L'intérêt pétrolier de cette zone est extrêmement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable et où le réservoir triasique (série inférieure+T1+T2) constitue l'objectif principal. Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra+ Grès d'Ouargla) constitue l'objectif secondaire.

Le réservoir montre une isopacité dans cette région où l'épaisseur maximale peut atteindre de 70 m pour Quartzite Hamra et 14 m pour Grès El Atchan, et 120 m pour T1+T2 et 48 m pour série Inférieure.

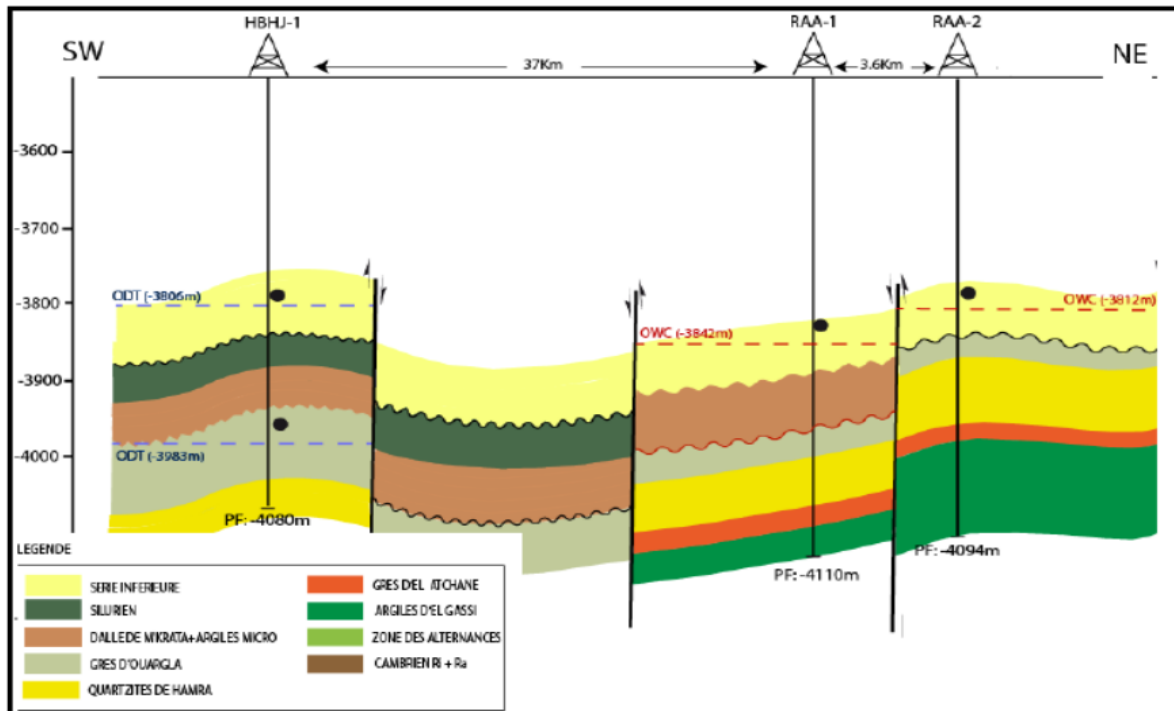


Figure. I. 3. Coupe géologique SW-NE passant par les puits RAA-1 et RAA-2 (RDI 2013.RDI/SH-DP).

I. 2. 1. Cadre Structural de Rahlet El Aouda

La structure de Rahlet El Aouda (RAA), situé sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi Messaoud est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE-SW (Figure I. 4). L'analyse de cette carte montre que la région est caractérisée par une structuration en blocs (horst et graben). La structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque (Autrichienne et Pyrénéenne) qui est à l'origine de sa structuration définitive.

Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de Hassi Messaoud et l'ensemble des structures qui lui sont associés.

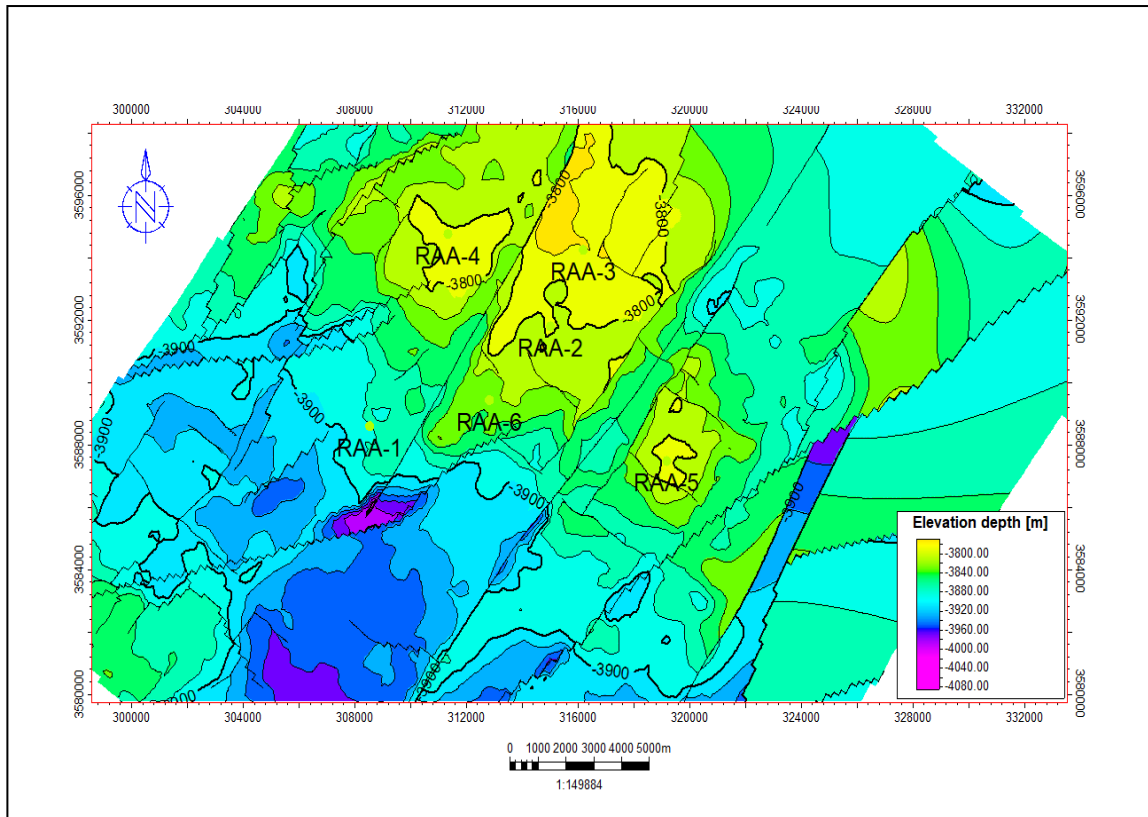


Figure. I. 4. Carte en isobathes au Niveau de la Discordance Hercynienne (SH-DP/HMD2019).

Les cartes en isobathes au toit de la discordance hercynienne et de la série inférieure du Trias de champ de Rahlet-el- Aouda (Figure. I. 5) ; montre une tectonique assez complexe matérialisée par des accidents à prédominance NE – SO et NO – SE donnant l'aspect de structures en forme de blocs.

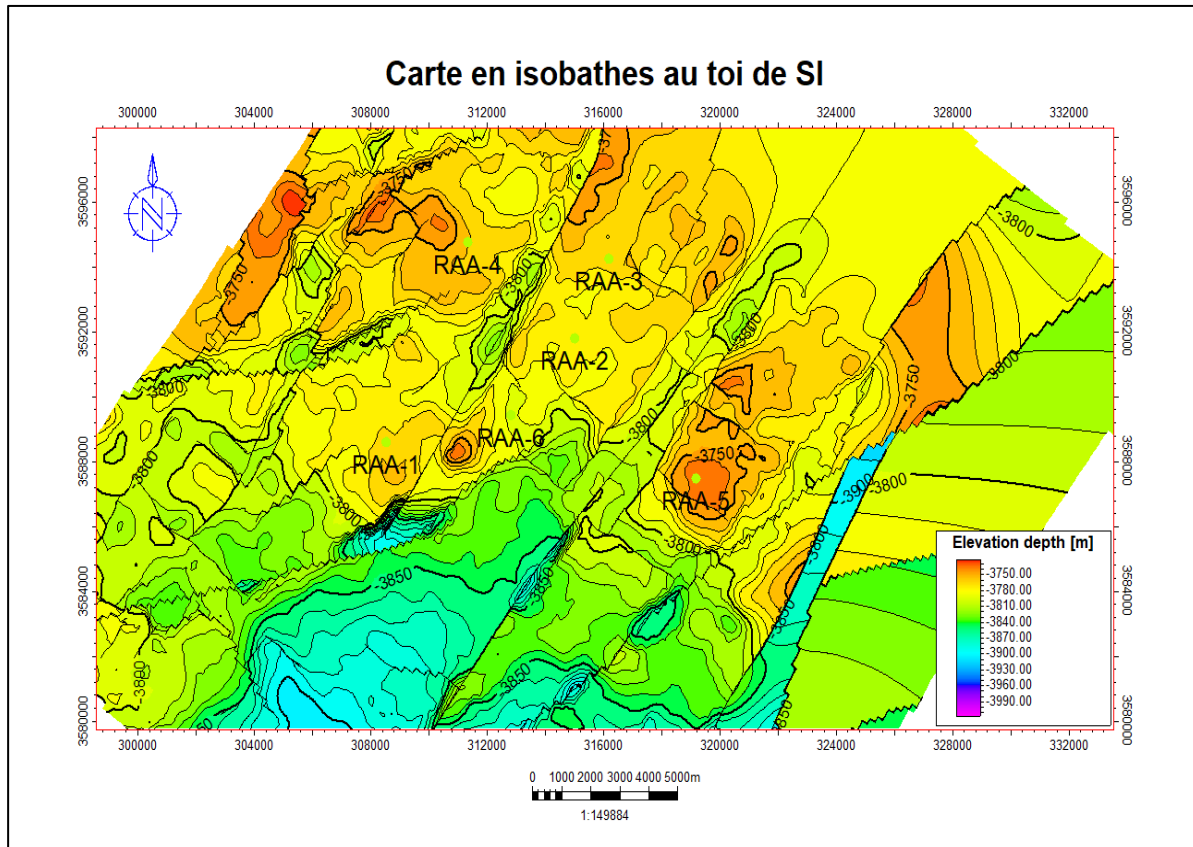


Figure. I. 5. Carte en isobathes de la série inférieure (SH-DP/HMD 2019).

I. 2. 2. Succession Lithostratigraphiques de Rahlet El Aouda

La dépression de ce périmètre au centre de la province triasique, affectés par le cycle orogénique hercynien. Ce dernier à permet le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne séparant ainsi deux séries de deux ères géologiques différentes : (Figure. I. 6)

- La série paléozoïque de l'ère primaire qui comprend les roches mères et réservoir secondaire.
- La série mésozoïque de 1 ère secondaire qui renferme les principaux réservoirs de Rahlet El Aouda (RAA). La série stratigraphique de Touggourt-EST se présente par le Mio-pliocène qui affleure en surface, le Crétacé, le Jurassique, le Trias, et l'Ordovicien. Le Cambrien qui repose sur le socle, Le Trias productif repose en discordance hercynienne sur La Dalle de M'Kratta du L'Ordovicien dans le champ de Rahlet El Aouda(RAA).

PREVISIONS GEOLOGIQUES				
AGE		ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE
CENOZ		Mio-Plio		Sable Grès et argiles
	C R E T A C E	Eocène		
senoniën		Carbonaté		Calcaire dolomitique + dolomie calcaire
		anhydritique		Anhydrites et dolomie
		Salifère		Sel et Anhydrite
Turonien			Calcaire crayeux	
Cénomaniën			Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et marne	
Albien			Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base	
Aptien			Dolomie et Marme	
Barremien			Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marme et Anhydrite	
Néocomien			Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marme et Anhydrite	
J U R A S S I Q U E	Dogger	Malm		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marme
		Argileux		Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite.
		Lagunaire		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile silteuse
	Lias anhydritique		Anhydrite + Argile	
	Lias Salifere		Sel + Argile	
	H.B		Argile et Dolomie	
	S1 + S2		Sel massif Anhydrite blanche et dolomie	
	S3		Sel massif incolore à rose	
	Lias Argileux		Argile brun rouge parfois salifère	
	T R I A S	Trias S4		Sel massif
Trias Argileux			Argile silteuse+passées de grès	
T2 + T1			Grès + argiles	
Roche érup.			Roches éruptives	
Série Inférieure			Grès	
S i u r i e n				
O R D O V I C I E N	Dalle de M'krata		Grès	
	Argile Microcong.		Argile à microconglomérats	
	Quartzites Hamra		Grès quartzitiques à quartzites	
	Grès Atchane		grès gris clair+ argile	
	Argile d'El Gassi		Argile gris sombre	
C A M B	Zone des Alternance		Argile gris sombre	
	Cambrien Ri + Ra		grès gris clair quartzitiques	

Figure. I. 6. La colonne stratigraphique complète de la région (SH-DP/HMD modifié).

I. 2. 3. Le Socle

Rencontré aux environs de profondeur de 6000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

A) le dépôt paléozoïque

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine. De la base au sommet on distingue :

- a- **L'infracambrien:** C'est l'unité lithologique la plus ancienne, constitué de grès argileux rouge.
- b- **Le Cambrien :** Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de Siltstones argilo-micacés. Dans notre région les puits fore n'a pas atteindre à cette lithologie. On y distingue trois (3) lithozones R1 (Ra +Ri), R2 et R3.
- c- **L'Ordovicien : (Ep. moyen 225 m)**
 - **Argiles d'El Gassi:** Argile silteuse, gris foncé, très indurée, rares intercalations de Grès blanc à verdâtre, fin à moyen, parfois glauconieux, moyennement dur à très dur. Argile gris noir à noire, indurée avec passées de Grès blanc à verdâtre, fin à moyen, parfois glauconieux, quartzitique silico-argileux, moyennement consolidé.
 - **Grès d'El Atchane:** Grès blanc à gris blanc parfois verdâtre, fin à moyen, sub-arrondi, quartzitique, dur à silico-argileux moyennement consolidé parfois friable, parfois glauconieux. Épaisses intercalations d'Argile silteuse, gris noir, très indurée.
 - **Quartzites de Hamra:** Grès blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compacte dur avec passées d'argiles gris - noir indurée, silteuse et feuilletée.
 - **Grès d'Ouargla:** Grès gris clair, fin à moyen, friable, intercalations de silt et d'Argile silteuse gris clair. Grès quartzitique gris blanc, Argile gris noir à gris clair. Silt noir très dur. Grès rosâtres à gris blanc très dur et très compact.
 - **Argiles Micro-conglomératiques:** Argile grise à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec inclusions de grains de quartz sub-arrondi ; trace de grés gris-blanc fin à très fin, silico- argileux.
 - **Dalle de M'Kratta:** Argile grise à gris foncé, silteuse avec intercalations de grés fin à grossier sub-arrondi, silico-argileux.

d- Silurien : Argile gris-noir, à noire riche en matière organique, avec parfois passées de grès fin présente que dans le puits RAMA avec une épaisseur de 69 m ; par contre il était érodé dans le RAA.

B) Le dépôt mésozoïque : (Ep. moyen 3789 m)

B). 1. Le Jurassique :

a-Trias

- **Trias « Série inférieure »:** Complexe argilo-gréseux gisant directement sur la Discordance Hercynienne dans le RAA, avec Passées d'argile brun-rouge parfois verdâtre, tendre à indurée légèrement carbonatée. Présence de roches éruptives gris sombre à gris brun.
- **Trias « Roches Éruptives »:** Roches éruptives brunes localement altérées, avec inclusions de minéraux verts prouve que dans la région de RAA.
- **Trias T2 +T1:** Argile brune rarement gris-vert, silteuse, tendre à indurée et Dolomie grise à beige, microcristalline dure. Traces de Grés blanc, fin à moyen, argileux, friable. Au milieu, Roche éruptive brun sombre avec inclusion de minéraux blanc et vert. A la base Argile brun rouge à brune, localement grise à gris verdâtre, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, avec fines passées de Grés gris blanc à gris vert, localement gris sombre bitumineux, fin argileux, friable. Argile brun rouge à brune, localement grise à gris vert à verte, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, parfois anhydritique, avec fines passées de Dolomie blanc beige à beige, microcristalline, dure. Niveaux de Grés gris blanc à gris ver, très fin à fin, argileux, friable, localement gris sombre, bitumineux, fin à moyen, sub- arrondi, argileux, moyennement consolidé à friable. Présence de roche éruptives brunes, sombres, à inclusions d'éléments verdâtres, blanchâtres, moyennement dures. Calcaire à Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, micro-cristallin, dur.
- **Trias argileux:** Argile brun rouge à brune, localement grise à gris verdâtre tendre à indurée, silteuse, parfois Anhydritique, légèrement carbonatée. Anhydrite blanche, pulvérulente, et Grés gris blanc, très fin, argileux, friable, et de Sel blanc, translucide.
- **Trias S4:** Sel blanc, jaunâtre, parfois rosâtre, translucide, massif, avec passées d'Argile grise à gris vert à verte, brun rouge à brune, tendre à indurée, salifère, parfois silteuse, passant à Silistone. Intercalations de Sel blanc, jaunâtre, parfois rosâtre, translucide, massif, et d'Argile brun rouge à brune, gris verdâtre à verte, tendre à indurée, salifère, localement Anhydritique. Traces d'Anhydrite blanche, pulvérulente.

b- Lias

- **Lias Argileux sup:** Argile brun rouge à brune, rarement gris verdâtre à verte, tendre à indurée, salifère, intercalée de Sel blanc, parfois rosâtre, translucide. Intercalations de Sel blanc, parfois rosâtre, translucide, et d'Argile brun rouge, rarement gris verdâtre à verte, tendre à pâteuse, salifère.
- **Lias S3:** Sel blanc, parfois rosâtre, translucide, massif, avec passées d'Argile grise à gris vert, rarement brun rouge, tendre à plastique, salifère. Présence d'Anhydrite blanche, pulvérulente.
- **Lias S1 + S2:** Anhydrite blanche, massive, cristalline, dure, et blanche pulvérulente, avec fines passées d'argile grise à gris vert, brun rouge à brune, tendre à indurée, légèrement carbonatée. Présence de calcaire gris blanc à gris, microcristallin, localement argileux, moyennement dur. Anhydrite blanche, massive, cristalline, dure, et blanche pulvérulente, avec rares fines passées d'argile grise à gris vert, rarement brun rouge, tendre à indurée, parfois anhydritique. Traces de Dolomie gris beige à grise, microcristalline, moyennement dure.
- **Horizon " B " (LD3):** Calcaire gris blanc à blanc, moucheté en noir, microcristallin, moyennement dur, parfois argileux, avec rares fines passées d'Argile brun rouge à brune, gris vert à grise, tendre à indurée, carbonatée.
- **Lias Salifère (LS2 + LD2):** Sel blanc, rosâtre, translucide, avec passées d'argile brun rouge à brune, rarement grise à gris vert, tendre à plastique, salifère, et d'Anhydrite blanche pulvérulente.
- **Lias Anhydritique (LD1 + LS1):** Anhydrite blanche, massive, dure, avec fines passées d'Argile grise, tendre à indurée, carbonatée et Traces de Calcaire Dolomitique, gris beige, microcristallin, moyennement dur. Argile gris vert à grise, tendre à indurée, carbonatée et anhydritique, Calcaire dolomitique gris beige à beige, microcristallin, moyennement dure.

c- Dogger

- **Dogger Lagunaire:** Anhydrite blanche pulvérulente, avec intercalations d'Argile gris foncé, verte, parfois gris clair, silteuse, carbonatée, tendre à indurée, et de Dolomie gris clair à gris beige, localement argileuse, microcristalline, dure, avec passées de Marne gris beige à beige tendre.

- **Dogger Argileux:** Argile gris sombre à gris vert silteuse indurée, avec passées de Calcaire gris beige, crypto-cristallin à micro-cristallin dur, et anhydrite blanche pulvérulente.

e-Malm:

Anhydrite blanche pulvérulente, avec passées de Calcaire Dolomitique gris blanc à gris clair, microcristallin, moyennement dur, et passées d'Argile gris foncé, silteuse, indurée. Argile gris foncé à gris sombre, parfois brun à brun rouge, localement carbonatée, silteuse, indurée, avec intercalations de Calcaire Dolomitique gris clair à gris blanc, parfois gris foncé, micro-cristallin dur, et de Grès gris vert à gris blanc, très fin à fin, argilo siliceux, friable, passées anhydrite blanche pulvérulente.

B). 2.Le Crétacé**a- Néocomien :**

Argile gris foncé, parfois gris vert, silteuse, indurée, avec passées de Dolomie gris clair à gris beige, microcristalline, dure. A la base Argile brun rouge, gris-vert, parfois gris foncé, silteuse, indurée, avec passées d'Anhydrite blanche, parfois gris blanc, pulvérulente, passées de Grès blanc à gris blanc, gris vert, parfois brun rouge, très fin à fin, argilo siliceux, friable, et passées de Dolomie gris clair à gris beige, microcristalline, moyennement dure...

b- Barrémien :

Grès gris vert brun rouge, parfois blanc à gris blanc, très fin à fin à moyen, parfois grossier, argileux à argilo siliceux, friable à moyennement dur, avec passées d'Argile gris vert et brun rouge, silteuse, indurée, et rares passées de Calcaire blanc à mouchetures noires, parfois blanc sableux, microcristallin, moyennement dur. Au milieu Grès brun rouge, parfois gris vert, très fin à fin à moyen, parfois grossier, argileux à argilo siliceux, friable, avec passées d'Argile brun rouge, silteuse, indurée, parfois verdâtre, silico sableuse, indurée, et passées de Calcaire argilo sableux, blanchâtre à brunâtre, dur. A la base Argile gris vert à gris foncé, silteuse, indurée, avec passées de Grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, silico-argileux, friable à moyennement consolidés, et passées de Calcaire blanc beige, micro-cristallin dur.

c- Aptien :

Calcaire blanc beige à beige, parfois gris clair, parfois gris clair, microcristallin moyennement dur, avec passées de Dolomie beige microcristalline, dure.

d- Albien :

Argile gris vert et brun rouge, silteuse, indurée avec passées de Calcaire beige microcristallin, moyennement dur, et de Grès gris vert et brun rouge très fin à fin argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé. Alternance de Grès verdâtre et brun rouge parfois gris blanc très fin, friable à moyennement consolidé, et d'Argile gris vert et brun rouge, silteuse, indurée.

e- Céno-manien :

Alternance d'Anhydrite blanche, pulvérulente et de Calcaire dolomitique gris clair à gris foncé, microcristallin, moyennement dur, avec passées d'Argile gris foncé, silteuse, indurée.

f- Turonien :

Calcaire blanc beige à beige cryptocristallin, tendre, crayeux, rares passées d'Argile gris vert à gris foncé, silteuse, indurée.

B). 3. Sénonien:

- **Sénonien Salifère:** Alternances de Sel blanc, translucide à rosâtre, massif et d'Anhydrite blanche, pulvérulente dure, avec passées d'Argile gris sombre et brun rouge, indurée, rarement gris clair, carbonatée.
- **Sénonien Anhydritique :** Anhydrite blanche à gris beige, microcristalline, dure, parfois pulvérulente, intercalée de Calcaire Dolomitique beige à gris beige, microcristallin, dur, avec fines passées d'Argile gris clair à gris foncé, tendre, pâteuse. A la base Anhydrite blanche, pulvérulente parfois microcristalline, dure avec passes de Calcaire gris blanc à gris clair, microcristallin, dur, moucheture, gris foncé ; et passées d'Argile gris clair à gris foncé, moyennement dure, parfois carbonatée. Marne grise, tendre, intercalée d'Argile gris foncé, Parfois gris clair, carbonatée, avec passées de Dolomie gris blanc, moyennement dure.
- **Sénonien Carbonatée :** Dolomie à Dolomie calcaire, beige à blanc beige, parfois gris clair, microcristalline moyennement dure avec passées de Calcaire blanc beige, tendre, crayeux. Présence de Silex, avec alternance de Marne gris clair à gris foncé, tendre, pâteuse et de Dolomie à Dolomie Calcaire gris beige à gris clair, parfois beige, microcristalline, localement vacuolaire, avec intercalations de calcaire blanc beige, crypto à microcristallin, crayeux, tendre et passées d'Anhydrite blanche pulvérulente et de Gypse blanc translucide fibreux.

C) Le Dépôts Cénozoïque : (Ep moyen 206 m)

- **Eocène** : Dolomie beige à jaune ocre, microcristalline, vacuolaire, dur à bioclaste, avec rare passées de Calcaire blanc, cryptocristallin, crayeux, friable, légèrement pâteux.
- **Eocène** : Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomie Blanche et fines passées d'argile grise
- **Mio-Pliocène** : Sable jaunâtre, translucide, moyen à grossier, sub-anguleux à sub-arrondi avec fines passées d'argile brune à Jaunâtre, tendre, pâteuse. Sable translucide à jaunâtre, fin, moyen à grossier, mal classé à subarrondie, passant à des grés blancs, avec de fine passée d'argile brune à jaunâtre, silteuse tendre à pâteuse.

I. 3. SYSTÈME PÉTROLIER

Le périmètre Touggourt-EST est situé dans un environnement pétrolier très favorable (gisement de Hassi – Messaoud au SW ; ainsi que MOM et BRS au Est ; Mes dar-Rhourd El baguel au Sud), ajouter à cela les résultats des dernières découvertes réalisées, en l'occurrence BRA-1 & BRA-3 au Est de la région. (Figure. I. 7)

Il comprend plusieurs niveaux de roches couvertures et réservoir qui varient en âge et en faciès.

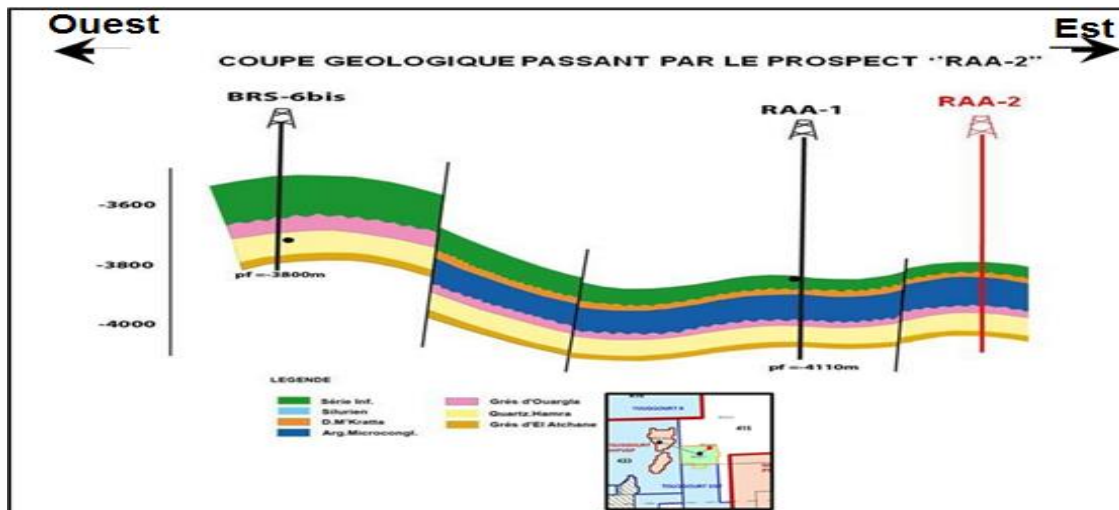


Figure. I. 7. Coupe géologique W-E passant par les puits RAA-1 et RAA-2 (RDI 2013.SH-DP/HMD).

I. 3. 1. L'Ordovicien

L'Ordovicien productif d'huile dans plusieurs zones périphériques du Hassi Messaoud, débute par des dépôts évoluant du type continental à marin, marquant le début d'une transgression marine qui se termine par une période glaciaire. Il est subdivisé en huit formations de bas en haut sont (Argile d'El Gassi, Grès El Atchan, Quartzite Hamra, Grès d'Ouargla, Argile d'azzel, Grès d'Oued Saret, Argile Micro-conglomératique, Dalle de M'Kratta). (Figure. I. 8)

a- Sédimentologie: Au Caradoc, un changement radical des systèmes de contraintes est observé au niveau de la plate-forme saharienne (Fabre, 1988). Des mouvements compressifs se font sentir le long des accidents donnant naissance à des plis à axes Nord-Sud accompagnés de:

- Soulèvements régionaux des boucliers Reguibat et Touareg.
- Formation de surfaces d'érosion atteignant parfois le socle.

L'âge de ces mouvements va du Caradoc à l'Aschgill et correspond à la phase compressive tectonique, Parallèlement à ces mouvements, un changement climatique important provoque la mise en place d'une calotte glaciaire cette glaciation a provoqué la création de surfaces d'érosion glaciaire jalonnées de planchers glaciaires composé de formations fluvio-glaciaires et glacio-marines.

b- Lithologie : Cette formation est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur plus de 200 m et constituée de grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, localement grossier, silico-quartzitique à quartzitique, compact, moyen dur avec des passées d'argiles noire, silteuse et feuilletée.

L'analyse des litho-faciès des niveaux carottés dans les quartzites El Hamra et Grès d'Ouargla a montré l'existence de différents litho-faciès : (Figure. I. 8)

- Argile silteuse avec passées de Grès.
- Grès gris vert à gris blanc fin à moyen quartzitique passant à des quartzites blancs.
- Grès gris vert quartzitique passant localement à des Quartzites, fin à moyen bien consolidé, très dur, à porosité moyenne, et parfois légèrement friable.
- Grès fin à moyen Quartzites gris noir et sub-anguleux, durs et compacts.

- Grès fin à moyen à copeaux d'argile, à galets d'argiles et films argileux.
- Grès très fin à fin quartzitique à litage horizontal sub-horizontale.

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les Quartzites EL Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud.

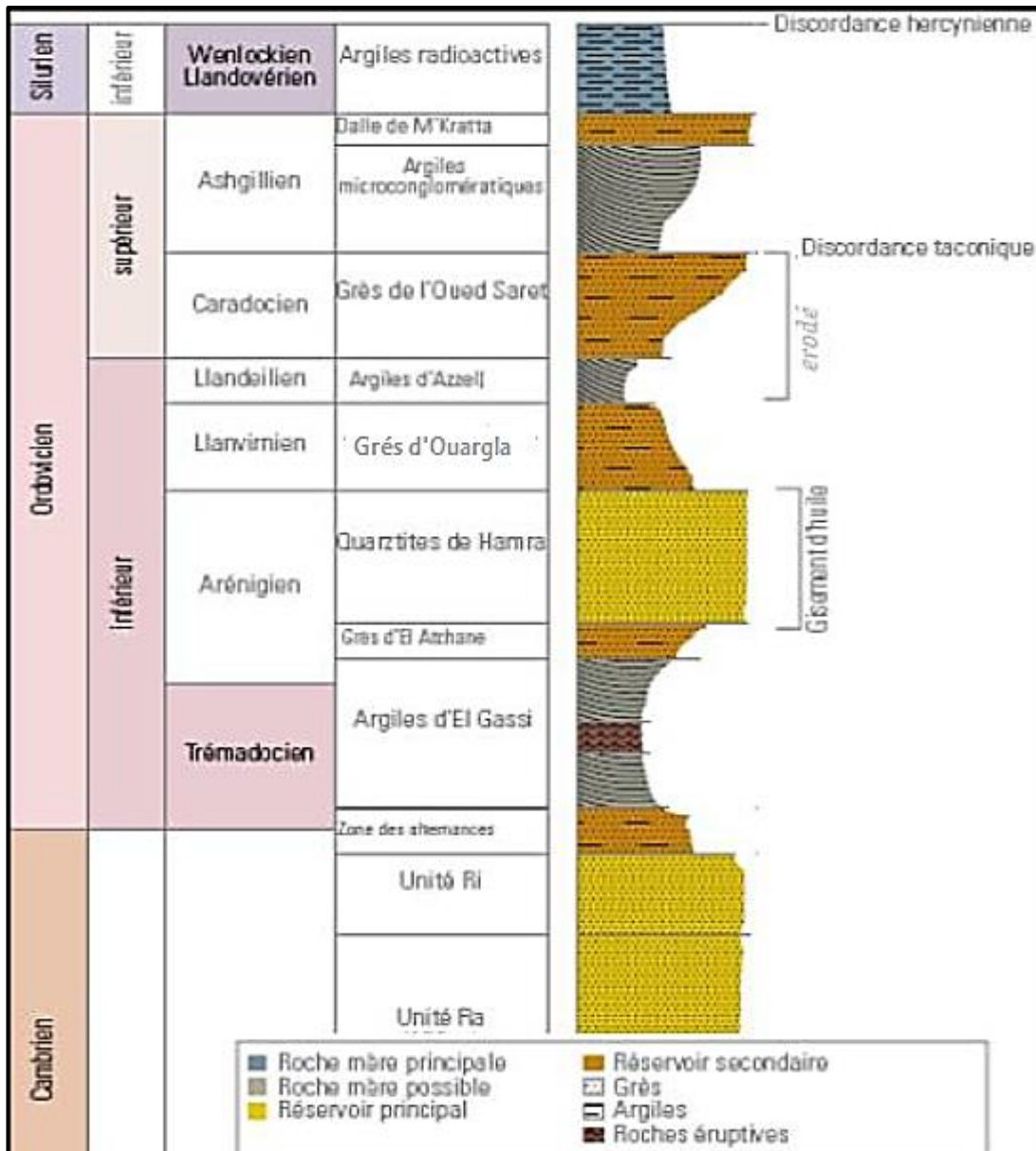


Figure. I. 8. La colonne litho-stratigraphique de formation réservoirs dans le paléozoïque. Wec2007.

Les Quartzites El Hamra se présentent sous la forme de grès massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 13 % et des perméabilités variant de 0,01 à 200 md. Cependant, les qualités réservoir sont variables en raison des effets diagénétiques, de la position de ces quartzites par rapport à la discordance hercynienne et aussi de la présence ou non des fractures qui augmentent de façon significative les valeurs de perméabilité. L'Ordovicien produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fracturation. Son intensité est liée directement à :

- L'épaisseur de la formation
- La proximité du réseau de faille régional. Certains éléments, par exemple radioactifs, peuvent se concentrer dans le réseau de fracturation.

I. 3. 2. Le Trias

La caractérisation pétrographique et pétrophysiques du réservoir triasique est l'un des soucis majeurs. En effet, aux problèmes de discontinuité latérale des corps gréseux, il y lieu de rajouter les problèmes de compaction en relation directe avec les phénomènes de diagenèse, ainsi que d'autres facteurs tels que la dissolution et l'altération des minéraux.

a- Sédimentologie : Les séries continentales du Trias moyen sont les premières à se déposer sur la discordance hercynienne qui érode une grande partie du Silurien ce dernier présente que dans la structure de RAA. Les dépôts du Trias se concentrent dans des dépressions orientées Nord-Est/Sud-ouest.

La série sédimentaire est caractérisée par une importante formation évaporitiques qui s'étale du Trias terminal au Dogger, et par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires.

Le bassin triasique occupe une très vaste dépression (plus de 200 000 km²) dont le remplissage a donné naissance à une très grande variété de faciès, en fonction de leur lieu de sédimentation et de leur éloignement par rapport aux différentes sources d'apport. En général, les dépôts sont franchement continentaux (fluviaux) à la base de la série et deviennent de plus en plus fins et évaporitiques vers le sommet.

I. 3. 3. Le Piège des hydrocarbures

La structure de RAA présente une structuration hercynienne avec une composante mésozoïque autrichienne de moindre importance. L'essentiel de l'exploration est concentré sur les pièges structuraux est mixtes, et une attention toute particulière est portée aux pièges

stratigraphiques (lentilles gréseuses du Trias).

Il s'agit de plis anticlinaux formés lors des différentes phases tectoniques, anticlinaux créés à la faveur d'une tectonique cassante ou limités sur leurs flancs par de grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Messaoud.

La structure de Rahlet-el- Aouda(RAA) Généralement les pièges associés aux réservoirs triasiques sont de type lithologique alors que ceux des réservoirs Cambro-ordoviciens sont de type structural à mixte.

La structure de Rahlet El Aouda (RAA), se présente comme un piège de type mixte (structure contre faille) délimitée par un réseau de failles NE/SW.

I. 3. 4. Réservoirs

Le réservoir de La zone d'étude est caractérisé par:

- La profondeur moyenne est de 3990 m de réservoir série inférieure (SI).
- Les réservoirs initiaux sont estimées à 27.90 million m³ pour la Quartzites El Hamra(QH), 55.8 million m³ pour la série inférieure (SI).
- La pression initiale du gisement de Trias SI est 578.276 kg/cm² pour RAA
- La température du réservoir est moyenne de 115°C.
- Le contact huile/eau à la profondeur de 4161 m.

La région de Touggourt-Est-il est caractérisé par la présence de deux réservoirs qui sont :

I. 3. 4. 1. Le réservoir Triasique (Série Inférieure)

C'est le réservoir principal de la région. Ce gisement est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métriques à décimétriques en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur et d'après la carte en isopaque l'épaisseur de la couche vas augmenter plus on se déplacé vers le Est (Figure. I. 9).

Ce sont des Grés gris blancs à gris clair, rarement à gris sombre moyens à grossiers silico-argileux moyennement consolidés.

Le Trias (Série Inférieure) est productif d'huile dans les gisements de Rahlet El Aouda(RAA) avec des débits qui varient de 10.15 à 29 m³/h d'huile.

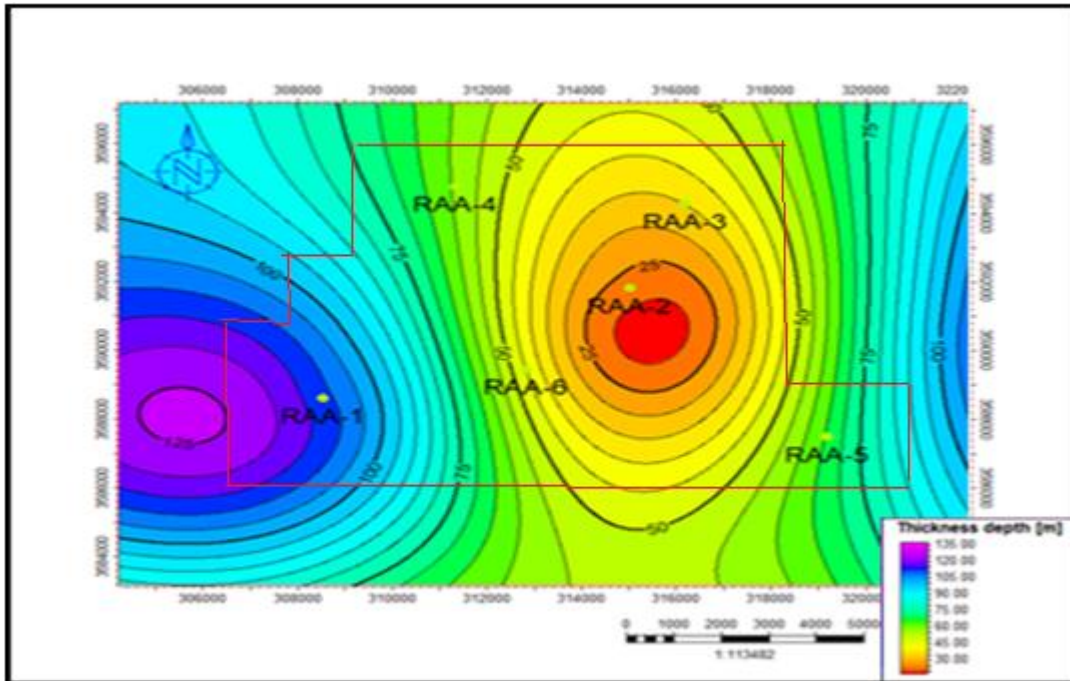
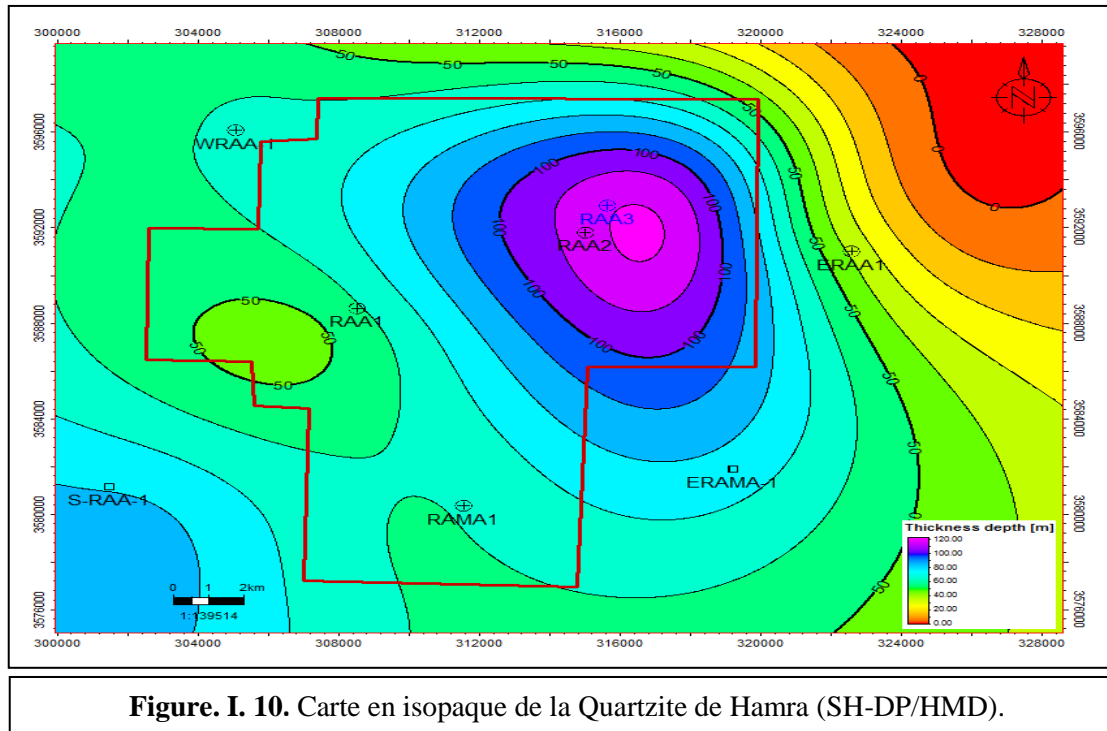


Figure. I. 9. Carte en isopaque de la Série Inferieur (SH-DP/HMD 2019).

I. 3. 4. 2. Le réservoir de l'Ordovicien (Quartzites El Hamra)

Ce sont des grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence rare de tigillites, présence de fissures sub-verticales à sub horizontales semi ouvertes à fermées.

L'épaisseur de Quartzite El Hamra variable on remarque que la plus grande épaisseur autour du puits RAA-2 et se réduit quand on se déplacé vers les autres directions (Figure.I.10).



I. 3. 5. La Couverture

La région d'étude comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès.

Dans le RAA pour le réservoir triasique est assurée par les épaisses séries évaporitiques du Trias S4 avec une épaisseur de 180 m et Trias argileux avec une épaisseur de 35 m et pour les réservoirs Cambro-ordoviciens étanchés par les argiles micro conglomératique avec une épaisseur de 80 m.

I. 3. 6. La Roche mère et la migration

La principale roche mère connue sur toute la plate-forme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien (Figure. I. 11), grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Dont le potentiel pétrolier est assez important. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion Hercynienne celle de RAA; Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs ordoviciens et triasiques de la région. La migration des hydrocarbures dans cette zone s'effectue le long de la discordance hercynienne et à travers les grès du Trias (SI), ainsi que les failles.

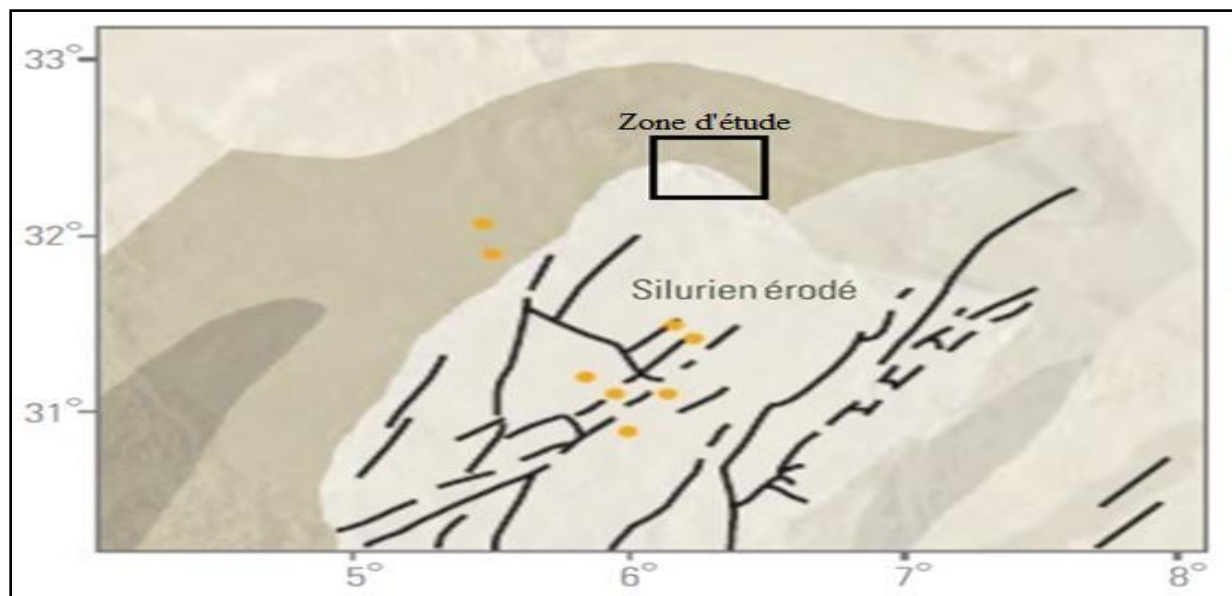


Figure. I. 11. Distribution du COT du Silurien autour de Hassi Messaoud. Wec 2007.

Autour de Hassi Messaoud, le Silurien radioactif aurait généré 1080 BBL (billions de barils) d'huile et 730 TCF (trillions de cubic feet) de gaz, et expulsé 850 BBL d'huile et 730 TCF de gaz. Avec un coefficient de piégeage moyen de 12%, les quantités d'huile qui auraient été piégées seraient de 102 BBL. En tenant compte des réserves dont l'existence est prouvée 54 BBL.

I. 4. APERÇUE SEDIMENTOLOGIQUE

I. 4. 1. l'étude des carottes

Les carottes sont l'image fidèle du terrain traversé. Ils sont des témoins permanents de la géologie sous-jacente et fournissent des données importantes à l'exploration des ressources pétrolières. Pour cela, l'échantillon de carotte est donc très précieux et doit être traité avec beaucoup de soin, pour l'analyse et la description.

La série inférieure du trias constitue le principal objectif de cette étude, sont étudiées et décrites sur les 05 puits, ce qui permet d'avoir d'amples informations de manière à permettre une interprétation des faciès de dépôts.

Par leurs dimensions et dans la mesure où le carottage est continu, les carottes constituent de bons échantillons fournissant la majeure partie des données.

Antérieurement à l'étude des carottes, une sélection de puits avait été effectuée, en fonction de la disponibilité des données de puits (diagraphies, intervalles carottés) et de la localisation du lieu de

stockage des carottes. Dans les tableaux ci-après, nous résumerons les différents intervalles carotte dans les puits.

	RAA-1	RAA-2
Série inferieur	1ère carotte : de 3907 m à 3925 m 2ème carotte : de 3973 m à 3982 m	1ère carotte : de 3901 m à 3919 m. 2ème carotte : de 3930 m à 3948 m
Quartzite El Hamra	3ème carotte : de 4111 m à 4121 m 4ème carotte : de 4129 m à 4138.50 m	-

Tableau. I. 1. les intervalles carottés dans les puits d'études.

	RAA-4	RAA-5	RAA-6
Série inferieur	1ère carotte : de 3898 m à 3934 m 2ème carotte : de 3934 m à 3958 m	1ère carotte : de 3940m à 3967 m. 2ème carotte : de 3967m à 3976 m	1ère carotte : de 3956m à 3992 m
Grès D'Ouargla	3ème carotte : de 3958 m à 3994.9 m	-	2ème carotte : de 4081m à 4102 m
Quartzite El Hamra	4ème carotte : de 3994.9m à 4014 m	-	-

Tableau. I. 2. Les intervalles carottés dans les puits d'étude.

I. 4. 2. Description des Carottes

Les carottes de 05 puits dans les SI et QH soit au total de 114.65 m, ont été minutieusement décrites pour essayer de trouver des critères d'identification pour les subdivisions lithostratigraphiques et l'étude des faciès.

Les descriptions détaillées de chaque puits intégrant tous ces éléments sont énumérées ci-dessous:

A) Puits RAA-1

Situé dans la partie Ouest-central du champ, on a supposé qu'il présente 50 m des Grés SI et 60 m de QH. Influence des minéraux fuligineux remarquable dans ce puits.

Les carottes traversent les unités lithologiques suivantes :

- Trias série inférieure avec une épaisseur totale de 27 m, de 3907 à 3925 m pour la 1^{ère} carotte et de 3973 à 3982 m pour la 2^{ème} carotte.
 - Quartzite El Hamra avec une épaisseur totale de 15.70 m, de 4111 à 4121 m (55% de récupération) pour la 3^{ème} carotte et de 4129 à 4138.50m (60% de récupération) pour la 4^{ème} carotte.
- a- Carotte 01 de SI entre 3907 à 3925 m (18 m) :** Présenté par des roches éruptives, argile gris clair à brun rouge moyennement consolidé, altères avec inclusion de minéraux, vert, dure, abondance de Calcite blanche, cristalline. Fissures horizontales à sub-horizontales ouvertes. Stratification abondante sub-horizontale.
- b- Carotte 02 de SI entre 3973 à 3982 m (9m)**
- De 3973 à 3978.5 m : Grès brun sombre à gris rougeâtre, fin à moyen, à ciment siliceux à silico-argileux, bitumineux au sommet de la carotte, bien consolidé et parfois friable. Stratification présente subhorizontale. Nombreuses fissures horizontales ouvertes.
 - De 3978.5 à 3982 m : Argile, brune à brun rouge, fin à très fin, silteuse, micacée, moyennement consolidé. Fissure subhorizontale abondante et quelques fissures sub-verticales à la base de la carotte, stratification subhorizontale.
- Fluorescence de 3973 à 3975.7m : F1+F2 = jaune
- Porosité apparente : bonne
- c- Carotte 03 de QH entre 4111m à 4121m (10 m soit 55%) :** Il est composé par Grès gris clair à gris rougeâtre, siliceux à silico quartzitique, fin à moyen, sub-anguleux par fois grossier, Compact, moyen dur avec quelques films centimétriques d'argile noire, silteuse, micacée indurée et passes de grès gris clair rarement de joint stylolithique. Stratification inobservable et subhorizontale plane par endroit.
- Présence des fissures subhorizontales à sub-verticales ouvertes à semi-ouvertes. Traces de pyrite.
- Porosité : faible à moyenne et la Fluorescence F1+F2 = blanchâtre à jaunâtre.
- d- Carotte 04 de QH entre 4129 à 4138.50 m (5.70m soit 60%)** On observe des Grès gris clair à gris rougeâtre, siliceux à silico-quartzitique, fin à moyen grossier par endroit, sub-anguleux, Compact, moyen dur, Stratification inobservable et subhorizontale par endroit. Présence des fissures subhorizontales ouvertes à semi-ouvertes.

B) Puits RAA-2

Situé dans la partie Nord du champ, on a supposé qu'il présente 75 m des Grès SI. On distingue deux carottes effectuées dans la formation SI dans ce puits:

- Carotte 01 dans l'intervalle de 3901 m à 3919 m (18 m) récupère 100%.
- Carotte 02 dans l'intervalle de 3930 m à 3948 m (18 m) récupère 100%.

a- Carotte 01 :

- **De 3901 m à 3904m:** grès massif brun rouge sombre et clair vers là-bas, fin à moyen, ciment siliceux, nombreuses joints stylolithiques remplis d'argile verdâtre à laminations planes avec des nodules d'argile ou des mouchetures.
- **De 3904 m à 3918 m:** Argile brun rouge indurée avec intercalation centimétrique et décimétrique des niveaux silteuse grise verdâtre, passe centimétrique de grès grise blanchâtre et quelques nodules d'extra clastes gréseux, quelques joints stylolithiques avec laminations obliques, présence de fractures subhorizontales fermes et ouvertes et quelques stries de failles.

b- Carotte 02 :

- **De 3930 m à 3938 m:** grès gris à gris blanc clair au sommet et sombre vers là-bas, moyen à ciment siliceux bitumineux, présence de quelques joints stylolithiques, intercalation des niveaux décimétriques d'argile verdâtre à noirâtre (bitumineux), stratification entrecroisée et oblique par endroit, présence de mouchetures silteuses, nombreuses fissures subhorizontales ouvertes.
- **De 3939 m à 3945 m:** grès grise à grise blanc micacé fin à moyen dur à ciment siliceux à silico-argileux siliceux admettant un intervalle de grès silteux friable vers là-bas, présence de fissures subhorizontales ouvertes et quelques fissures sub-verticales fermes, la stratification oblique avec nodules laminations planes d'argile intercalées d'argiles grisâtre (fines passes) fortement siliceux à partir de la cote 3344.

C) Puits RAA-4

a- CAROTTE N° 01 : Argile brun rouge rarement, indurée avec des passées de carbonates. Passages de grès fin à moyen, ciment silico-argileux carbonatés. Grès beige, fin à moyen, ciment silico-argileux à silico-bitumineux. Passées de dolomie verdâtre et présence de mouchetures d'anhydrite blanchâtre. Stratification inobservable à oblique.

De 3923.8 à 3930.2 m : Intervalle bitumineux.

- b- CAROTTE N° 02 :** Argile brun rouge indurée. Des passages de grès beige à ciment siliceux à silico-argileux. Plusieurs métriques à décimétriques de carbonates.

De 3956m à 3957.4 m: Grès brun rouge à ciment siliceux.

- c- CAROTTE N° 03:** Argile brun chocolat indurés parfois de couleur grise.

3964.2m: Grès d'Ouargla: Grès quartzitique gris à beige, dure et compact à ciment siliceux à silico-bitumineux, glauconieux. Plusieurs passages d'argiles noires et silistone. Fissures subhorizontales ouvertes ou et fermées remplies de silice. Fissures sub-verticales peu développées. Stratification inobservable.

De 3965 à 3986 m: intervalle bitumineux.

- d- CAROTTE N° 04:** Grès quartzitique gris à beige, dure et compact à ciment siliceux à silico bitumineux. Plusieurs passages d'argiles noir et de silistone. Fissure subhorizontales ouvertes et fermées remplie de silice. Fissures sub-verticales peu développées.

D) Puits RAA-5

a- CAROTTE N° 01:

- **De 3940m à 3951m:** Argile grise à gris vert, silteuse, indurée avec fines passées de Grès blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux à siliceux, moyennement dur à dur.
 - **De 3951m à 3967m :** Grès blanc à gris blanc, parfois gris vert, gris sombre, bitumineux, très fin à fin, parfois moyen, silico-argileux à siliceux, moyennement dur à dur avec fines passées d'argiles grise à gris vert rarement brun rouge, silteuse, indurée.
- b- CAROTTE N° 02 :** De 3967 à 3976.5: Argile brune à brun rouge, rarement grise à gris vert, silteuse, indurée, localement moyennement dure à dure.

E) Puits RAA-6

- a- CAROTTE N° 01 : (série inférieur)** Grés gris blanc et brun fin à moyen; siliceuse à silico-argileuse ; moyennement consolidé avec des passés d'ordres métrique d'argile brun rouge; gris et parfois verdâtre. Dominance des fissures horizontales le long de tout le carotte, présence les plans de friction présence rarement des joint stylolithique
- **De 3966m à 3981m :** Argile brun rouge oxyde gris à gris verdâtre, indurée silteuse. Présence des mouchetures gris à vert et parfois blanches. Stratification horizontale dominante et entre - croisé par en droit.

- **De 3981m à 3989m** : grés rougeâtre fin à très fin de ciment argileux avec intercalation des minces tris d'argile, grés quartzitiques.
 - **De 3989m à 3992m** : Argile brun rouge, verdâtre silteuse moyennement indurée.
Stratification horizontal dominant.
- b- CAROTTE N° 02: (grés d'Ouargla)** Grés beige fin à moyen; siliceuse à silico- quartzitique compacté, dure avec des grés gris à gris sombre, très fin à fin siliceuse à silico-argileux moyennement consolidé rare passées d'argile gris.
- De 4089.55m à 4093.5m: Grés brun rouge à forme bréchique avec intense oxydation.
- Présence des mouchetures blanches, présence rarement des joints stylolithique.
- Dominance des fissures horizontale le long de toute la carotte, présence d'une fissure verticale en plis d'argile d'ordre centimétrique.

I. 5. CONCLUSION

L'étude géologique et structurale nous a permis de déduire les évènements qui ont marqué le champ de Rahlet El Aouda.

Le champ de Rahlet-el- Aouda (RAA) revient au gisement situé au 600 km Sud-est de l'Alger et 120 km Nord-Est du champ Hassi Messaoud et on point du vue structural de la sub-surface on distingue une structure Horst et Graben délimité par des accidents majeurs d'une direction NE-SW qui joue un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures (piège structural) et le puits RAA implante sur la structure la plus haut mais les quantités d'huile restant à découvrir dans la région nord et ouest du dôme de Hassi Messaoud (RAA) principalement dans le réservoir triasique.

Le champ est constitué des séries paléozoïques marines (Ordovicien) non complètes, généralement érodées à la phase Taconique, et aussi au cours de la phase Hercynienne surtout dans le Nord de la région, Après la phase tectonique hercynienne le socle faisant disparaître, et donnant une vaste pénéplaine. Les formations méso-cénozoïques qui la recouvrent débutent par des sédiments d'age Triasique fluviatiles.

CHAPITRE II
ETUDE
PETROPHYSIQUE
ET
DIAGRAPHIQUE

II. 1. L'EVOLUTION DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES

L'évolution des paramètres pétrophysiques fait état des résultats de l'étude des paramètres pétrophysiques qui a été réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques (GR, Densité, Résistivité et Sonic) des différents puits, afin d'évaluer les réservoirs traversés par les forages pour suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques : porosité (ϕ), saturation en fluide (S_w) et ainsi le volume d'argile (V_{sh}).

L'étude des paramètres pétrophysiques dans cette étude diagraphique est limitée au niveau de la série inférieure à cause du manque des données.

II. 1. 1. L'évolution verticale de la perméabilité et de la porosité et de la saturation en eau

A- Le Puits RAA-1

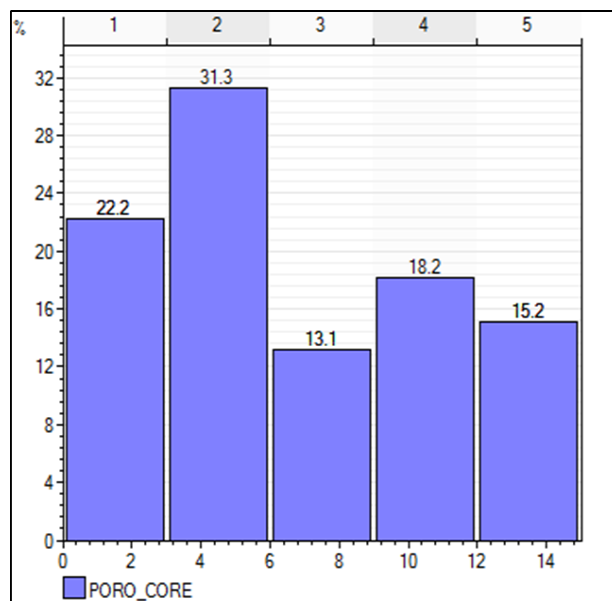


Figure. II. 1. Histogramme de porosité de puits RAA-1

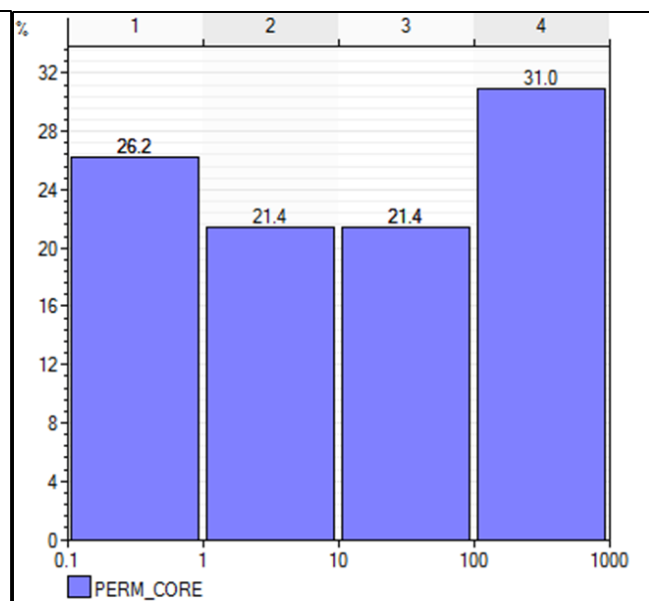


Figure. II. 2. Histogramme de perméabilité de puits RAA-1

- a- La porosité :** L'évolution verticale de la porosité représente une variabilité des classes homogène et qui peut être divisée en deux populations statistiques formées par cinq classes (CFC Figure. II.1)
- La population dont les classes de la porosité sont comprises entre (0% et 6%) représente 53.5% de cette dernière.

- La population dont les classes de porosité occupent l'intervalle de porosité (6% et 15%) et représente 46.5% de la population totale.

b- La perméabilité : L'évolution verticale de la perméabilité représenté des variables qui apparaissant quatre classes : (CFC Figure. II. 2)

- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (0.1md-01md) représente 26.2% de la population totale.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (01md – 10md) représente 21.4% la population totale.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (10md-100md) représente 21.4% la population totale.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (100md-1000md) représente 31.0% la population totale.

Interpretation des résultats : Cette classe de porosité et perméabilité représenté la formation Trias "Série inférieure".

Les bons porosité (sup 10%) et faible perméabilité occupent l'intervalle (0.1-10) à cause de présence d'Argile et silico-argileuse avec quelque fissures sub vertical .

Les porosité(5% - 10%) avec bonne et Excellente perméabilité à cause de présence Grés à ciment silico-argile bien consolidé et parfois friable .

B- Le puits RAA-2

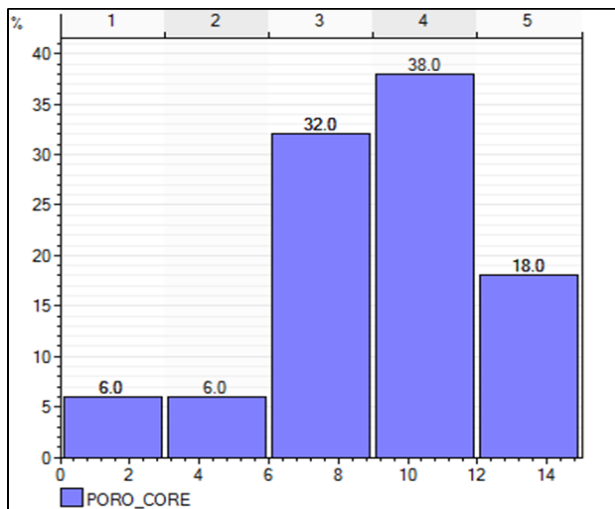


Figure. II. 3. Histogramme de porosité de puits RAA-2.

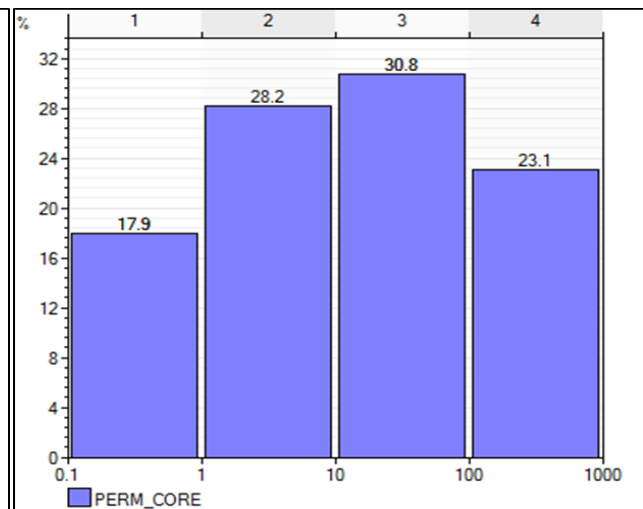


Figure. II. 4. Histogramme de perméabilité de puits RAA-2.

a- La porosité : L'évolution verticale de la porosité représente une variabilité des classes et qui peut être formée par population statistiques formée par cinq classes:(CFC Figure. II. 3)

- La classe de porosité occupant l'intervalle (0%-03%) représente 06 % pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (03%-06%) représente 06 % pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (06% - 09%) représente 32% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (09%-12%) représente 38% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (12%-15%) représente 18% pour le pourcentage global.

b- La perméabilité : L'évolution verticale de la perméabilité représente une variabilité des quatre classes qui apparaît par population statistiques:(CFC Figure.II. 4)

- La classe de perméabilité occupant l'intervalle (0.1md – 1md) représente 17.9% pour le pourcentage global.
- La classe de perméabilité occupant l'intervalle (1md – 10md) représente 28.2% pour le pourcentage global.
- La classe de perméabilité occupant l'intervalle (10md – 100md) représente 30.8%
- La classe de perméabilité occupant l'intervalle (100md – 1000md) représente 23.1% pour le pourcentage global.

Interpretation des Résultats

Les deux histogrammes représentent le paramètre pétro-physiques de la Série inférieure (SI).
Moyenne porosité et élevée perméabilité à cause de présence Grès blanc moyen sub-arrondi.
A Porosité bon et très peu perméabilité parce que présence argile silteuse.

C- Le puits RAA-3

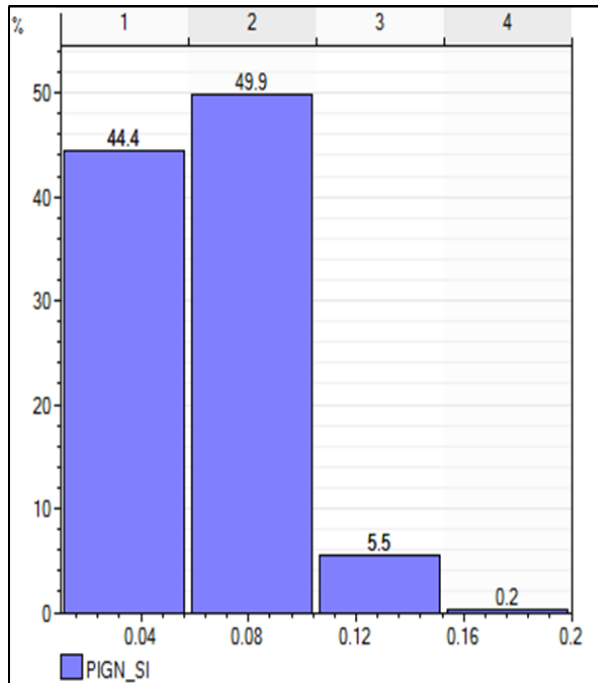


Figure. II. 5. Histogramme de porosité de puit RAA-3.

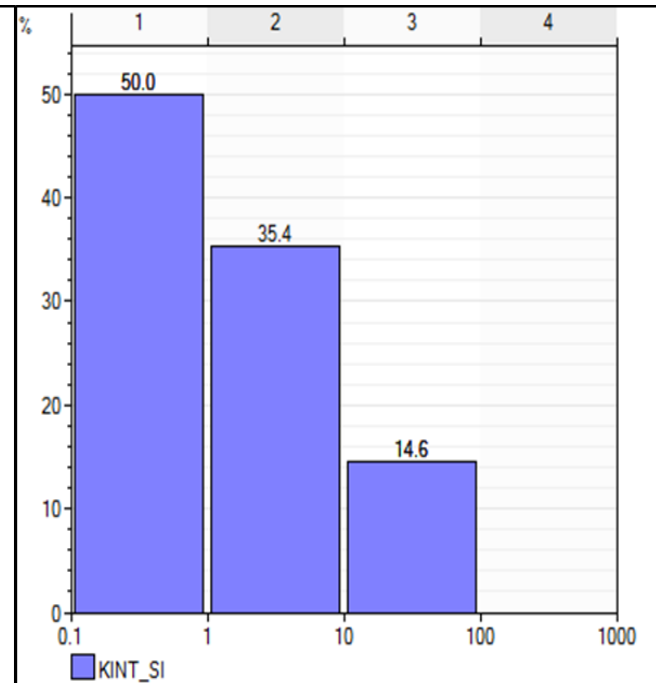


Figure. II. 6. Histogramme de perméabilité de puit RAA-3.

a- La porosité : L'évolution verticale de la porosité représente une variabilité qui peut être formée par des populations statistiques formées par quatre classes : (CFC Figure. II. 5)

- La classe de porosité occupant l'intervalle (0%-6%) représente 44.4% du pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (6%-10%) représente 49.9% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (10%-15%) représente 5.5% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupant l'intervalle (15%-20%) représente 20% pour le pourcentage global.

b- La perméabilité : L'évolution verticale de la perméabilité représente des variables qui apparaissent dans une population formée par trois classes : (CFC Figure. II.6)

- La classe de perméabilité occupant l'intervalle (0.1md -1md) représente 50% pour le pourcentage global

- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (1md – 10md) représente 35.4% pour le pourcentage global.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (10md – 100md) représente 14.6% pour le pourcentage global.

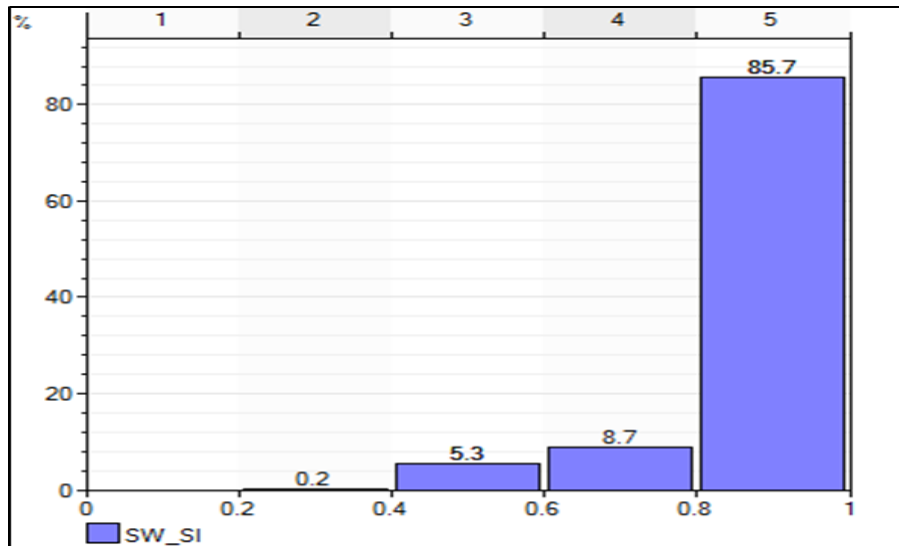


Figure. II. 7. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-3

c- **Saturation d'eau** : L'évolution verticale de la Saturation représenté des valeurs qui apparaissent on population formé par quatre classes : (CFC Figure. II. 7)

- La classe de Saturation occupent l'intervalle (20%–40%) représente 0.2% du pourcentage global.
- La classe de Saturation occupant l'intervalle (40%–60%) représente 5.3% du pourcentage global.
- La classe de Saturation occupant l'intervalle (60%–80%) représente 7.8% du pourcentage global.
- La classe de Saturation occupant l'intervalle (80%–100%) représente 85.7% du pourcentage global.

Les résultats de la porosité et de la perméabilité (Figure. II. 5 et Figure. II. 6) montre qu'elle sont très faible accompagné par une forte saturation d'eau (Figure. II. 7) à cause de l'existence d'une alternance d'argiles et de Grès.

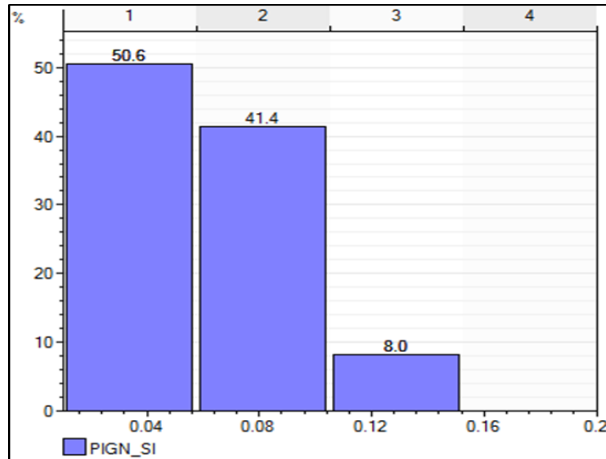
D- Le puits RAA-4

Figure. II. 8. Histogramme de porosité de puits RAA-4

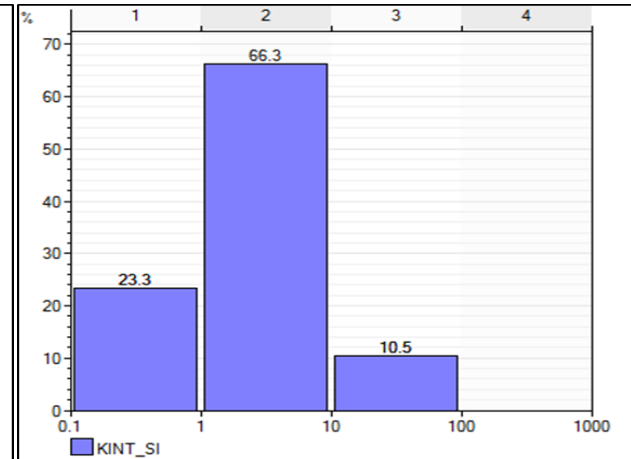


Figure. II. 9. Histogramme de perméabilité de puits RAA-4

a- La porosité : L'évolution verticale de la porosité représenté des variables qui apparaissent on population formé par trios classes:(CFC Figure. II. 8)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0%–06%) représente 50.6% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (06%–10%) représente 41.4% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (10%–15%) représente 8% pour le pourcentage global.

b- La perméabilité : L'évolution verticale de la perméabilité représenté des variables qui apparaissent on population formé par trios classes: (CFC Figure. II. 9)

- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (0.1md-01md) représente 23.3% pour le pourcentage global.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (1md-10md) représente 66.3% pour le pourcentage global.

- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (10md-100md) représente 10.5% pour le pourcentage global.

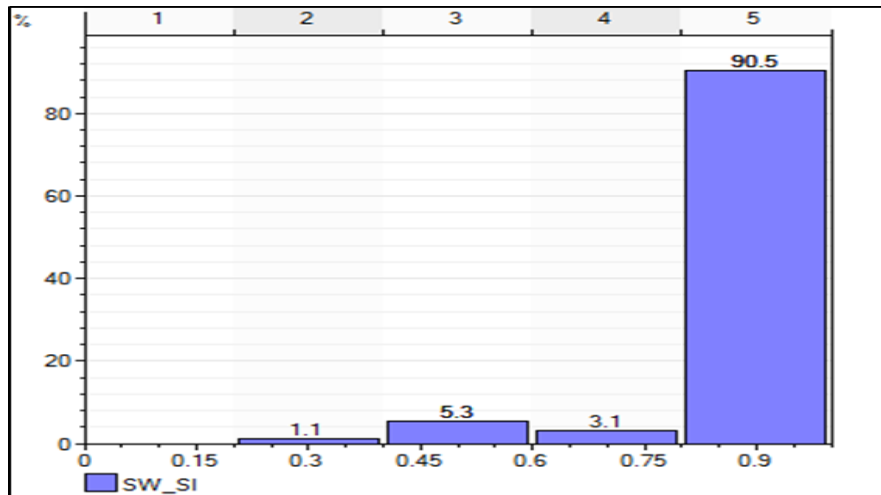


Figure. II. 10. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-4

c- La saturation d'eau : L'évolution verticale de la Saturation représenté des variables qui apparaissent on quatre classes: (CFC Figure. II. 10)

- La classe de Saturation occupent l'intervalle (20%-40%) représente 1.1% pour le pourcentage global
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (40%-60%) représente 5.3% pour le pourcentage global
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (60%-80%) représente 3.1% pour le pourcentage global
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (80%-100%) représente 90.5% pour le pourcentage global

Interpretation des Résultats

La majorité de la perméabilité (89%) inf 10 md (k faible) et la porosité les plupart inf 5% (porosité faible) a cause de l'existence du roche illite avec un pourcentage très élevé. En générale la porosité et la perméabilité faible dans réservoir trias sére inferieur dans le puits

RAA-4, il n'y a peut-être pas d'huile qui montrent que le réservoir est aquifère.

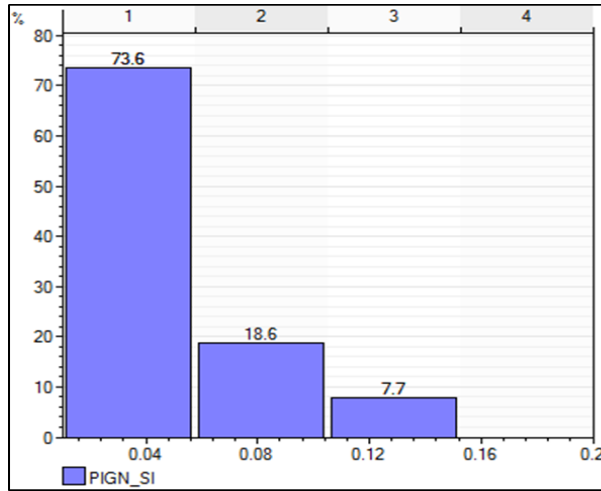
E- Le puits RAA-5

Figure. II. 11. Histogramme de porosité de puit RAA-5

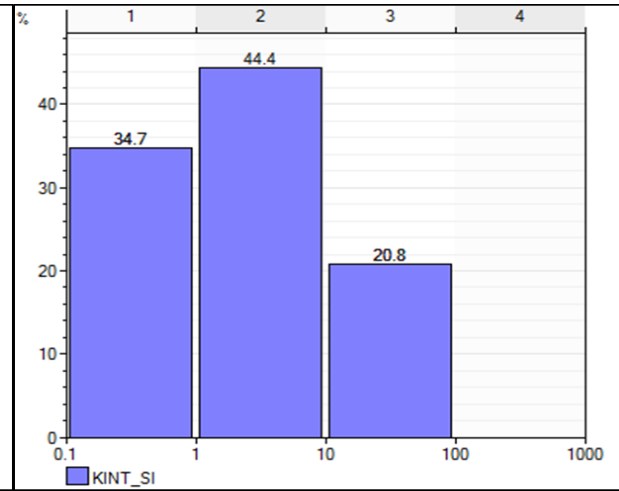


Figure. II. 12. Histogramme de perméabilité de puit RAA-5

a- La porosité : L'évolution verticale de la porosité représenté des variables qui apparaissent on population formé par trois classes: (CFC Figure. II. 11)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0%-06%) représente 73.6% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (06%-10%) représente 18.6% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (10%-15%) représente 7.7% pour le pourcentage global

b- La perméabilité : L'évolution verticale de la perméabilité représenté des variables qui apparaissent on population formé par trois classes: (CFC Figure. II. 12)

- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (0.1md-01md) représente 34.7% pour le pourcentage global.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (1md-10md) représente 44.4% pour le pourcentage global.
- La classe de perméabilité occupent l'intervalle (10md-100md) représente 20.8% pour le pourcentage global.

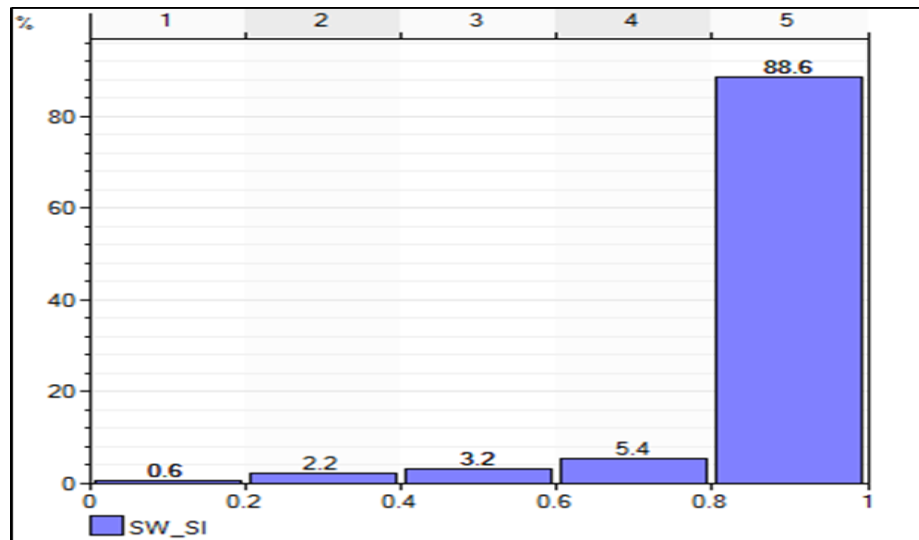


Figure. II. 13. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-5

c- La saturation d'eau : L'évolution verticale de la Saturation représenté des variables qui apparaissant on cinq classes: (CFC Figure. II. 13)

- La classe de Saturation occupent l'intervalle (0%-20%) représente 0.6% pour le pourcentage global.
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (20%-40%) représente 2.2% pour le pourcentage global.
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (40%-60%) représente 3.2% pour le pourcentage global.
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (60%-80%) représente 5.4% pour le pourcentage global.
- La classe de Saturation occupent l'intervalle (80%-100%) représente 88.6% pour le pourcentage global.

Interpretation des Résultats

Plus que 70% de porosité faible et 50 % faible de perméabilité avec grand saturation d'eau (S_w) parce que dans cette série inférieure il existe en respectement pourcentage de Quartz et Kaolinite.

Mais en générale bon porosité et perméabilité a cause de présence de roche illite.

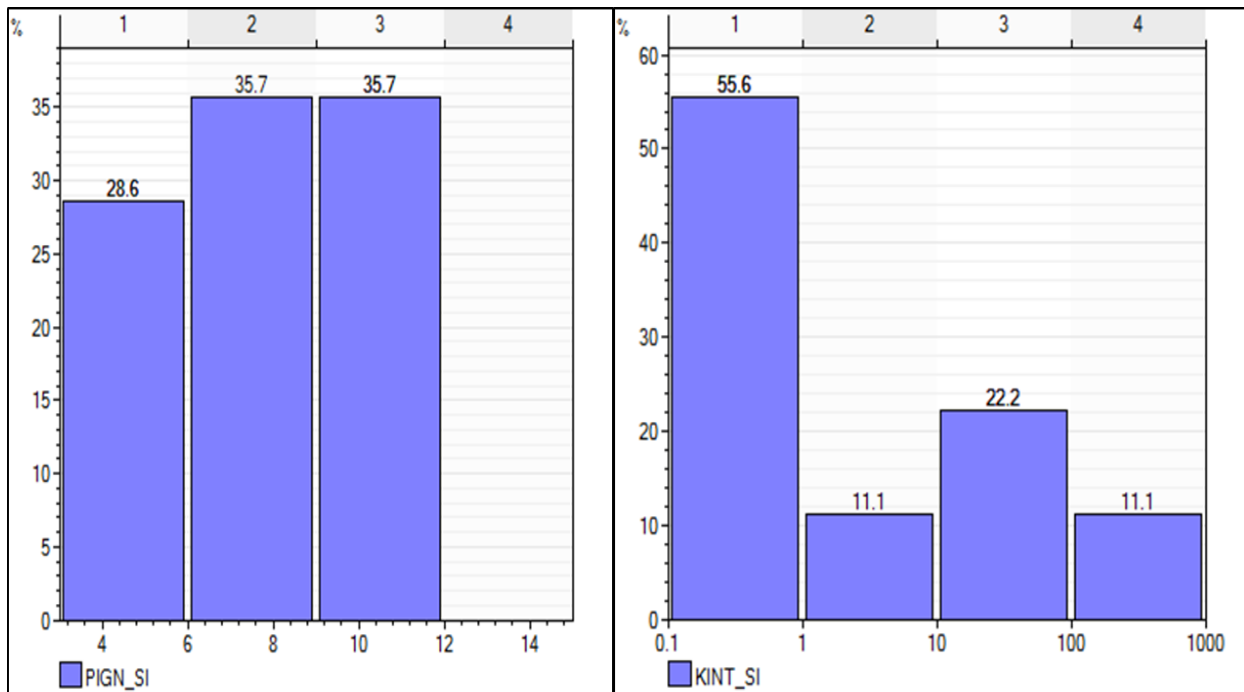
F- Le puits RAA-6

Figure. II. 14. Histogramme de porosité de puit RAA-6

Figure. II. 15. Histogramme de perméabilité de puit RAA-6

a- La porosité : L'évolution verticale de la porosité représenté des variables qui apparaissent on population formé par trois classes: (CFC Figure. II.14)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0%-06%) représente 28.6% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (06%-09%) représente 35.7% pour le pourcentage global.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (09%-12%) représente 35.7% pour le pourcentage global.

b- La perméabilité :

L'évolution verticale de la perméabilité représente une variabilité des classes qui est peut être divisé en deux populations statistiques formé par quatre classes (CFC Figure. II. 15)

- La population dont les classes de perméabilité sont comprises entre (0.1 md et 1 md) représente 55.6% de cette dernière.

- La population dont les classes de porosité occupent l'intervalle de porosité (1md et 1000md) et représente 44.4% Pour le pourcentage global.

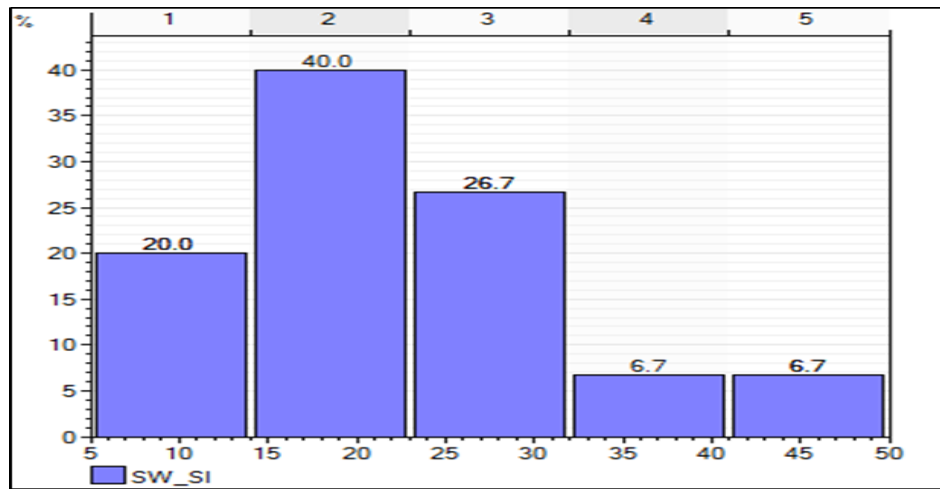


Figure. II. 16. Histogramme de saturation d'eau de puit RAA-6.

c- **La saturation d'eau** : L'évolution verticale de la saturation représente une variabilité des classes et qui peut être formée par une population statistique formée par cinq classes: (CFC Figure. II. 16)

- La classe de saturation occupant l'intervalle (05%-14%) représente 20% pour le pourcentage global.
- La classe de saturation occupant l'intervalle (14%-23%) représente 40% pour le pourcentage global.
- La classe de saturation occupant l'intervalle (23% - 32%) représente 26.7% pour le pourcentage global.
- La classe de saturation occupant l'intervalle (32%-41%) représente 6.7% pour le pourcentage global.
- La classe de saturation occupant l'intervalle (41%-50%) représente 6.7% pour le pourcentage global.

Interpretation des Résultats

Un bon porosité et moyenne perméabilité avec faible saturation d'eau (S_w) a cause de l'existence des roches poreuse et perméable (Argile brun rouge à grise à passées de grès blanc, brun rouge).

II. 1. 2. Corrélation diagraphiques des puits

Les données géologiques des forages effectués et leur corrélation entre les puits: D'après la fiche de corrélation ci-dessous (Figure. II. 17) on remarque que les formations au Sud de la région sont les plus basses et la série stratigraphique plus complète et le Nord se situe dans les blocs les plus hauts. L'éruption triasique influence l'Est de la région qui atteint 50 m dans le puits RAA-5, la phase hercynienne travaille beaucoup plus dans le Nord de la région on observe que la série inférieure du trias se dépose sur une couche mince de Grès d'Ouargla.

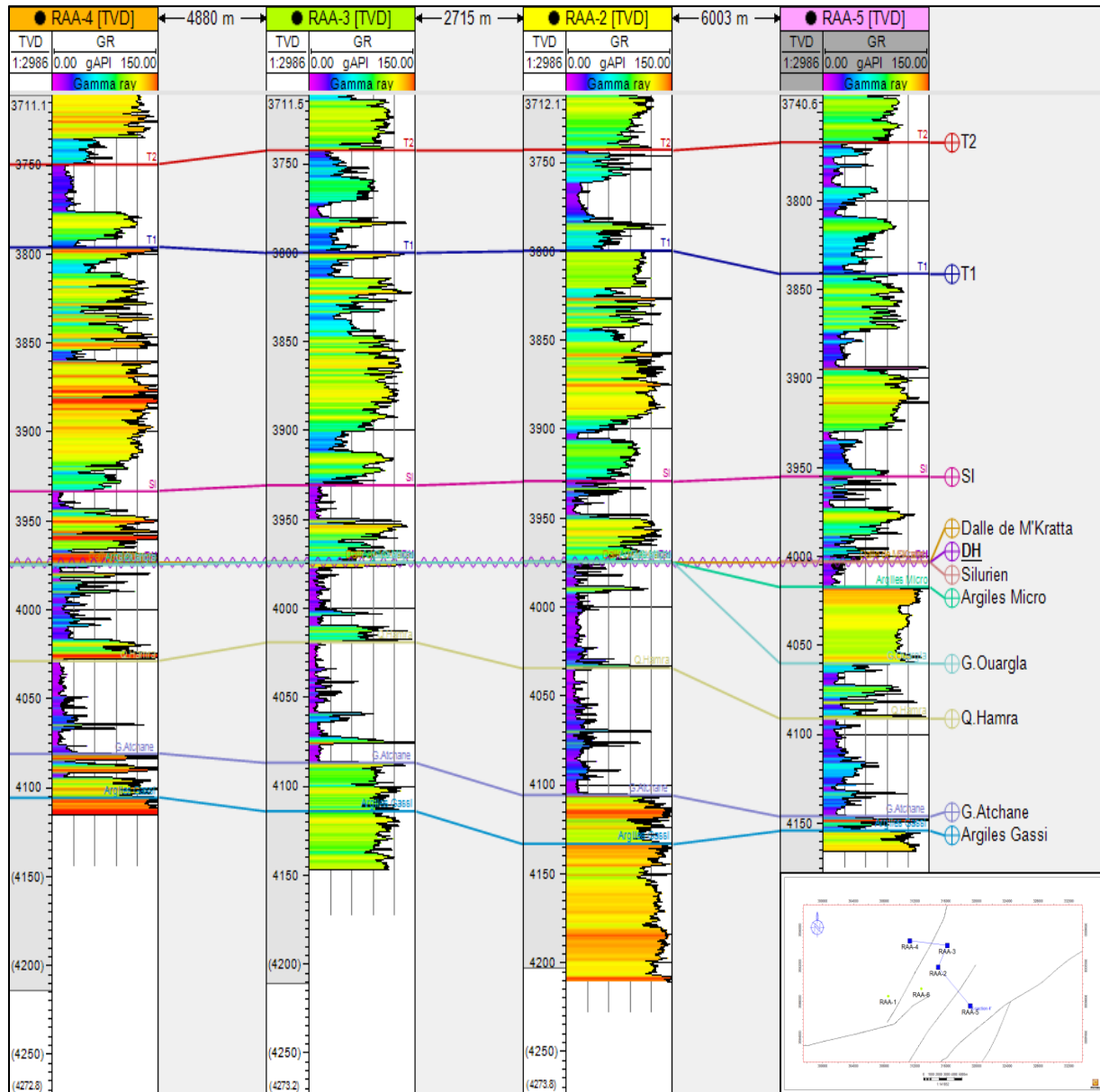


Figure. II. 17. Corrélation des puits RAA-2, RAA-3, RAA-4 et RAA-5 (SH/ DP/ HMD 2019).

II. 2. INTERPRÉTATION DIAGRAPHIQUE DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES

La caractérisation pétro-physiques des roches réservoirs aboutit à définir leur porosité et perméabilité, dont la relation est souvent complexe mais essentielle pour l'étude de réservoir. L'étude pétro-physiques précise du réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et pour une exploitation la plus économiquement possible. Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres de porosité et de perméabilité par diagraphies et leur répartition dans le réservoir, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces deux paramètres.

II. 2. 1. Aperçue sur les types de diagraphies utilisés

a- Le Gamma Ray : Ce log apporte des informations lithologiques.

Calcul de % d'argile: $V_{\text{argiles}} = \frac{(GR_x - GR_{\text{sable}})}{(GR_{\text{argile}} - GR_{\text{sable}})}$

b- Le Log Sonic : Le log Sonic est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par un outil de diagraphie.

La mesure de la porosité : $\Delta t_r = \emptyset \cdot \Delta t_f + (1 - \emptyset) \cdot \Delta t_{ma}$

Δt_r : Voyage de temps est la différence arrivée de l'onde de compression au niveau des récepteurs.

c- Le Log Neutron : Une autre famille de diagraphie utilise le phénomène de radioactivité provoquée, ce sont les LOGSNEUTRONS.

d- Mesure de la porosité et de la saturation : Dans les séries poreuses, les séries sableuses en particulier, le log neutron est très utile pour mettre en évidence les nappes perchées. Au passage des zones saturées aux zones non saturées l'indice d'hydrogène chute brutalement. Lorsqu'il s'agit de mesurer la porosité grâce au log neutron on fait l'hypothèse que tous les ions hydrogènes sont liés au fluide, l'eau par exemple qui remplit les pores de la roche.

- e- **Log Densité** : Comme son nom l'indique, ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage. Il est basé sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif.
- f- **La Résistivité** : La résistivité électrique des roches pour la plupart des roches la résistivité est de type électrolytique.

II. 2. 2. Interprétation diagraphique

- Interprétation quantitative: Méthode Quanti Élan (techlog S L B).
- Interprétation qualitative : Étude lithologique par l'interprétation des abaques.

II. 2. 2. 1. Interprétation quantitative

Le Quanti Élan est une application d'inversion minéralogique qui fournit une évaluation quantitative de la formation, de la partie tubée au bien le trou niveau par niveau, l'évolution est accomplie grâce à l'optimisation simultanée équation décrite par une ou plusieurs modèles d'interprétation.

II. 2. 2. 2. Interprétation qualitative

C'est étude lithologique des formations à partir de la création de Cross plot TH-K (Thorium – Potassium) et leur interprétation pour déterminer les différents types minéralogiques (Type matrice) dans la formation réservoir.

II. 2. 2. 3. Résultats pétroliers de l'interprétation diagraphique des puits

Cette interprétation a pour but l'évaluation des caractéristiques pétrophysiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans les réservoirs du Trias et de l'Ordovicien traversés par les forages réalisés.

II. 2. 2. 3. 1. Résultat de l'interprétation qualitative

Les cross-plot réalisés sur les 2 principaux réservoirs la Série Inférieure du Trias et la Quartzite EL Hamra de l'Ordovicien.

a- Les Crosse-plot du puits RAA-1

- Dans le réservoir Triasique SI : Ont distingué 3 types minéralogiques, La partie sommital qui est constitué par matrice gréseux avec des ciments argileux type montmorillonite (Figure. II. 29). Les intervalles Argileux dans La partie basale et centrale on trouve des argileux de type illite avec des zones mixtes (Mixed layerais).

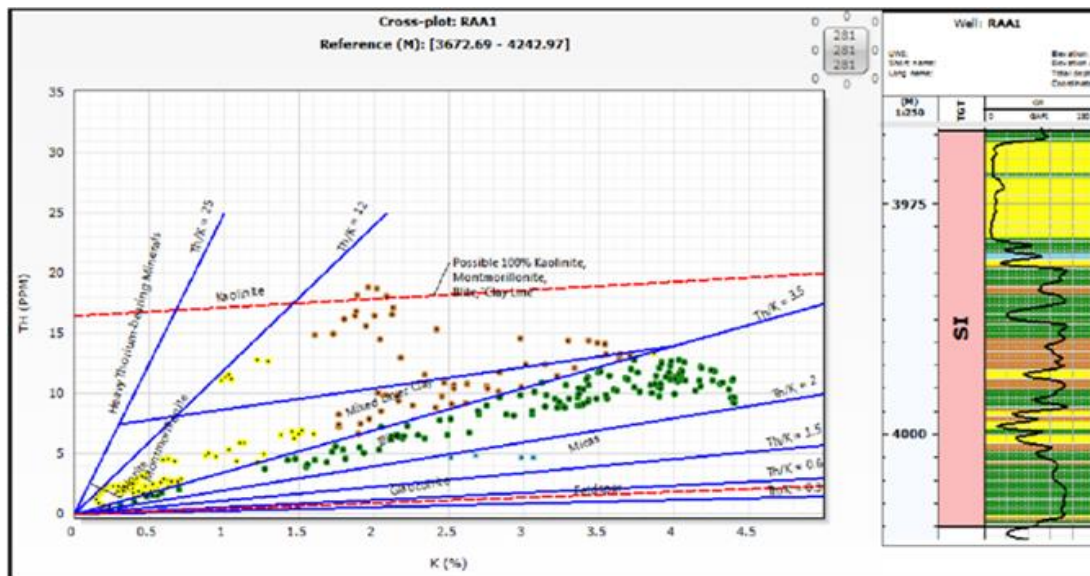


Figure. II. 18. Cross-plot Thorium – Potassium du Trias SI dans le puits RAA-1 (SH/ DP/ HMD 2019).

- Dans le réservoir Ordovicien QH : la montmorillonite c'est le type d'argile le plus abondant dans la matrice (Figure. II.30). On trouve aussi de kaolinite et des zones mixtes dans des petits intervalles ou il y a une radioactivité élevée (passage argileux).

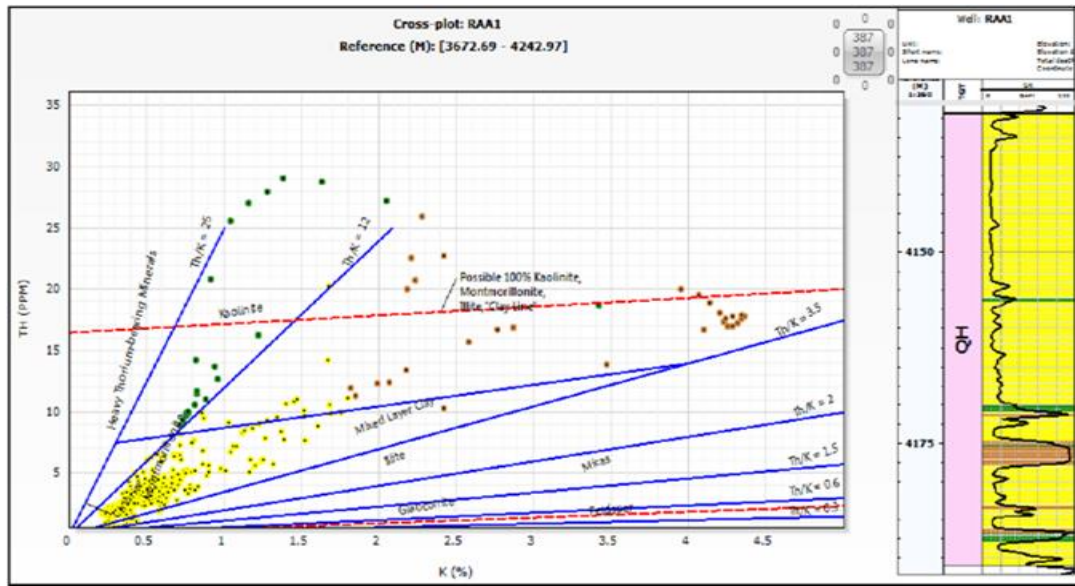


Figure. II. 19. Cross-plot Thorium – Potassium du QH dans le puit RAA-1(SH/ DP/ HMD 2019).

II. 2. 2. 3. 2. Résultat de l'interprétation quantitative

A- Résultat de puits RAA-1

L'interprétation préliminaire des diagraphies a été faite sur la base du programme ELAN_PLUS. Le tableau ci-dessous présente les paramètres d'interprétation dans les deux réservoirs. (Figure. II. 31)

- **Porosité utile** : Porosité combinée entre (Neutron – Densité, Sonique) corrigée de l'effet d'argile.
- **La résistivité de l'eau** : de formation est estimée à partir de la salinité régionale qui est de 344 g/l enregistrée dans le puits le plus proche HB-1a.

Réservoirs	GRmin (API)	GRmax (API)	DTsh (Ms/ft)	Dtma(Ms/ft)	Rw (W.m)
Trias	20	140	82	55	0.014
Ordovicien	15	140	71	56	0.013

Tableau. II. 1. les Paramètres d'interprétation dans les deux réservoirs de RAA-1

- **Résultats d'interprétation :** L'interprétation des diagraphies enregistrées sur le puits RAA-1 montre en utilisant le Cut-off : PIGE = 5%, Vsh =45% et Sw =50%.

a- Dans le réservoir du Trias

Le Trias SI :est à Hydrocarbure entre 3968.5 à 3973 m avec un contact net à 3973m

Phi moy = 10% ; Sw moy = 18% ; Vsh moy = 5% et Net Pay = 5.(Figure, II. 32)

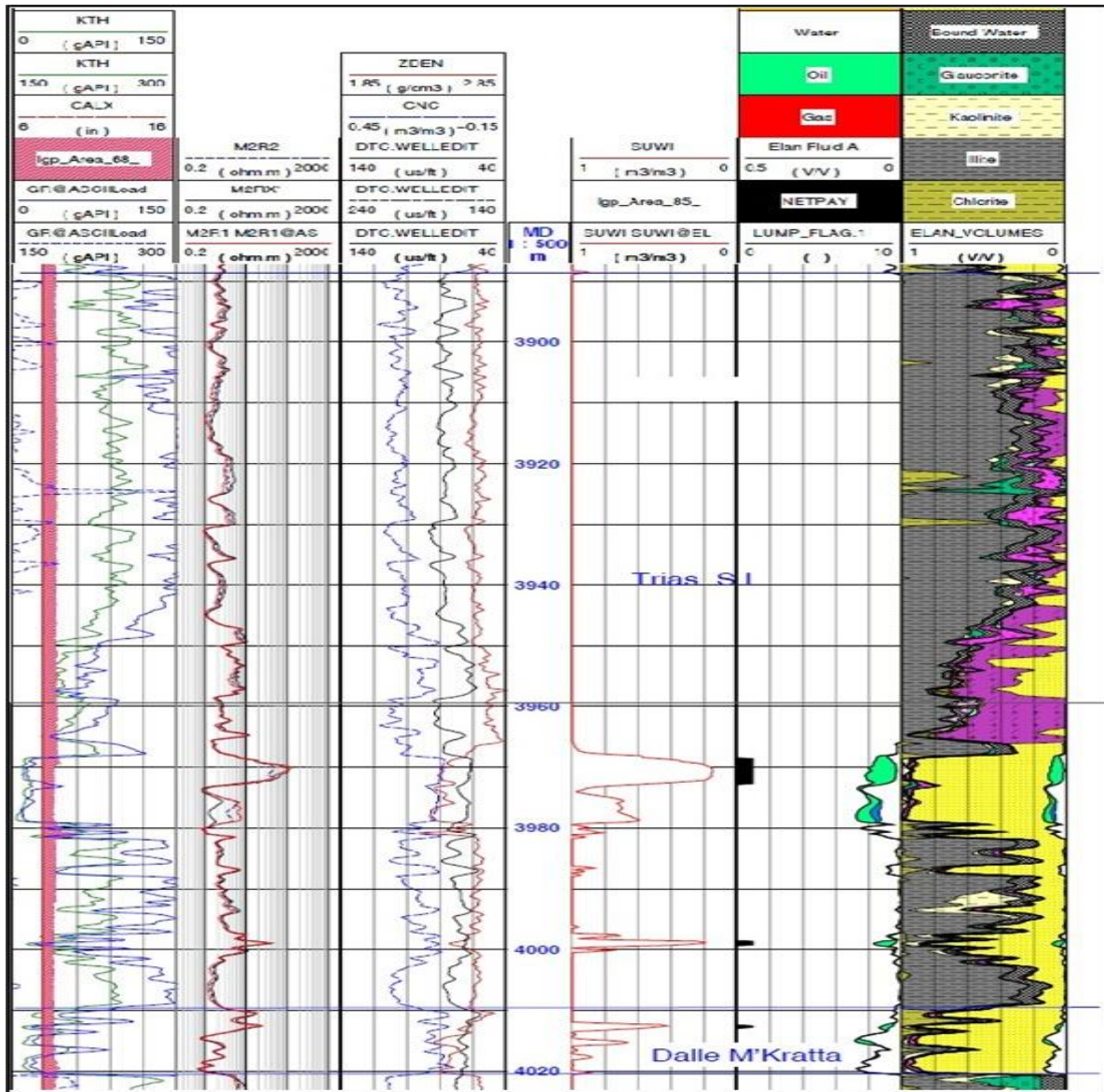


Figure. II. 20. Élan d'interprétation du réservoir triasique dans le puits RAA-1(SH/ DP/ HMD 2019).

b- Le réservoir de l'Ordovicien

- **Grès d'Ouargla** : est à Hydrocarbure entre 4109 à 4119 m avec une très faible Porosité. Phi moy = 5% ; Sw moy = 45% ; Vsh moy = 15% et Net Pay = 5m. (Figure. II. 32)
- **Quartzites El Hamra** : sont à HC entre 4132 à 4191 m en face d'une zone relativement cavée. Le contact huile/Eau n'est pas rencontré dans ce puits. Phi moy = 7% ; Sw moy = 35%, Vsh moy = 5% et Net Pay = 28 m. (Figure. II. 32)

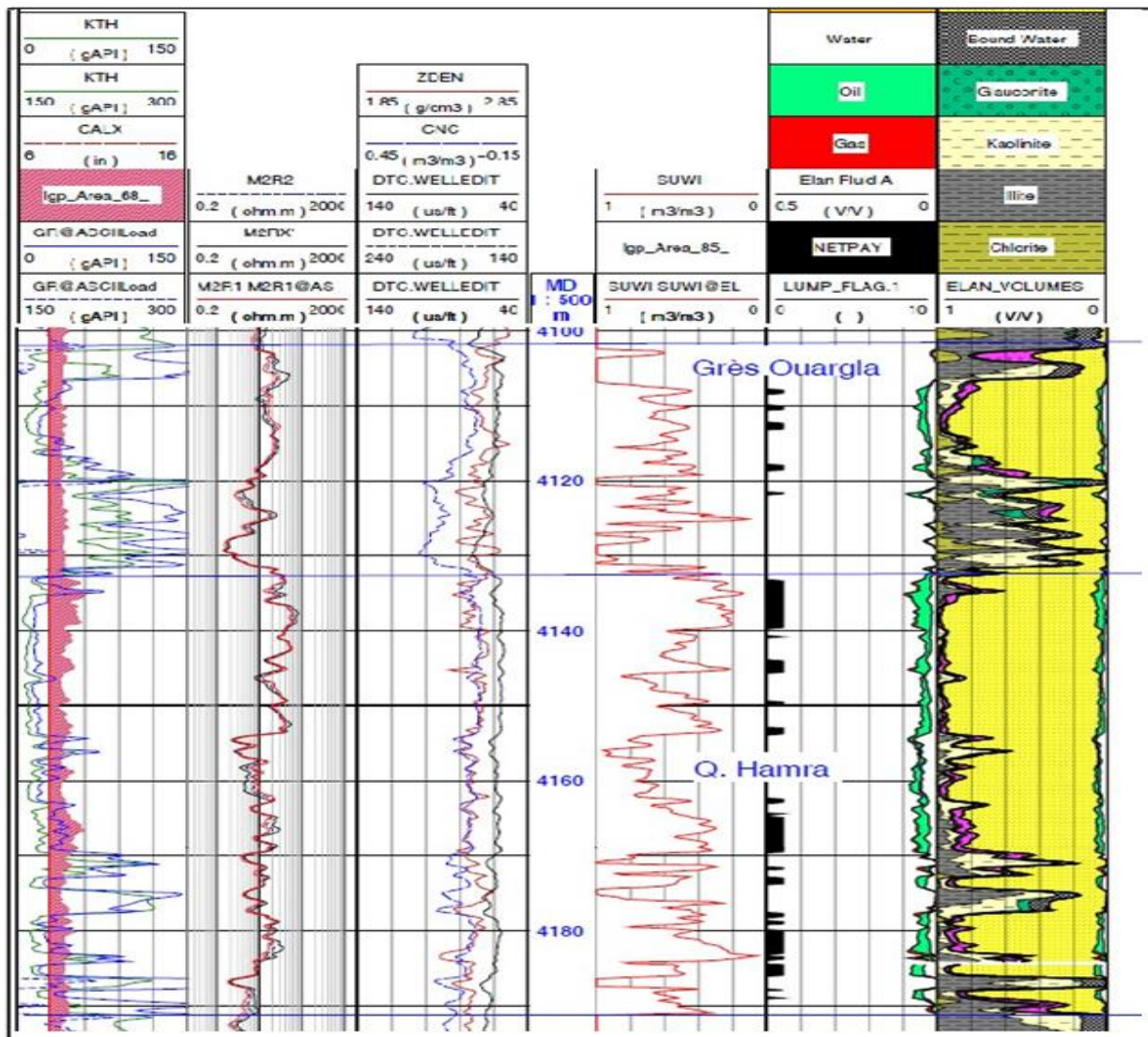


Figure. II. 21. Élan d'interprétation du réservoir ordovicien dans le puits RAA-1(SH/ DP/ HMD).

B- Résultat de puits RAA-2

La porosité effective est déterminée à partir de combinaison des courbes Neutron-Densité-Sonique, corrigée de l'effet d'argile.

La résistivité de l'eau de formation est estimée à partir de la salinité régionale qui est de 320 g/l.

Réservoirs	GR min (API)	GR max (API)	DT Sh (Ms/ft)	Dt ma (Ms/ft)	Rw (W.m)
Trias	30	160	85	55	0.013
Ordovicien	20	190	77	52	

Tableau. II. 2. les Paramètres d'interprétation dans les deux réservoirs de RAA-2

- **Résultats d'interprétation :** En considérant les cut-off de porosité PIGE = 5%, Vsh =50% et Sw =50%, l'interprétation des diagraphies du puits RAA-2 montre:

a- Dans le réservoir du Trias

Ce réservoir est composé d'une alternance d'argiles et de Grès, appartenant à un milieu de type continental fluviatile. (Figure. II. 33)

Trias T1+ T2 : compacts et argileux.

Trias SI : Ce réservoir est à hydrocarbures dans les intervalles suivant :

- 3902m à 3904 m ($\phi = 8\%$, $S_w = 40\%$, $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 2m.
- 3934m à 3942 m ($\phi = 10\%$, $S_w \text{ moy} = 20\%$ et $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 8m.

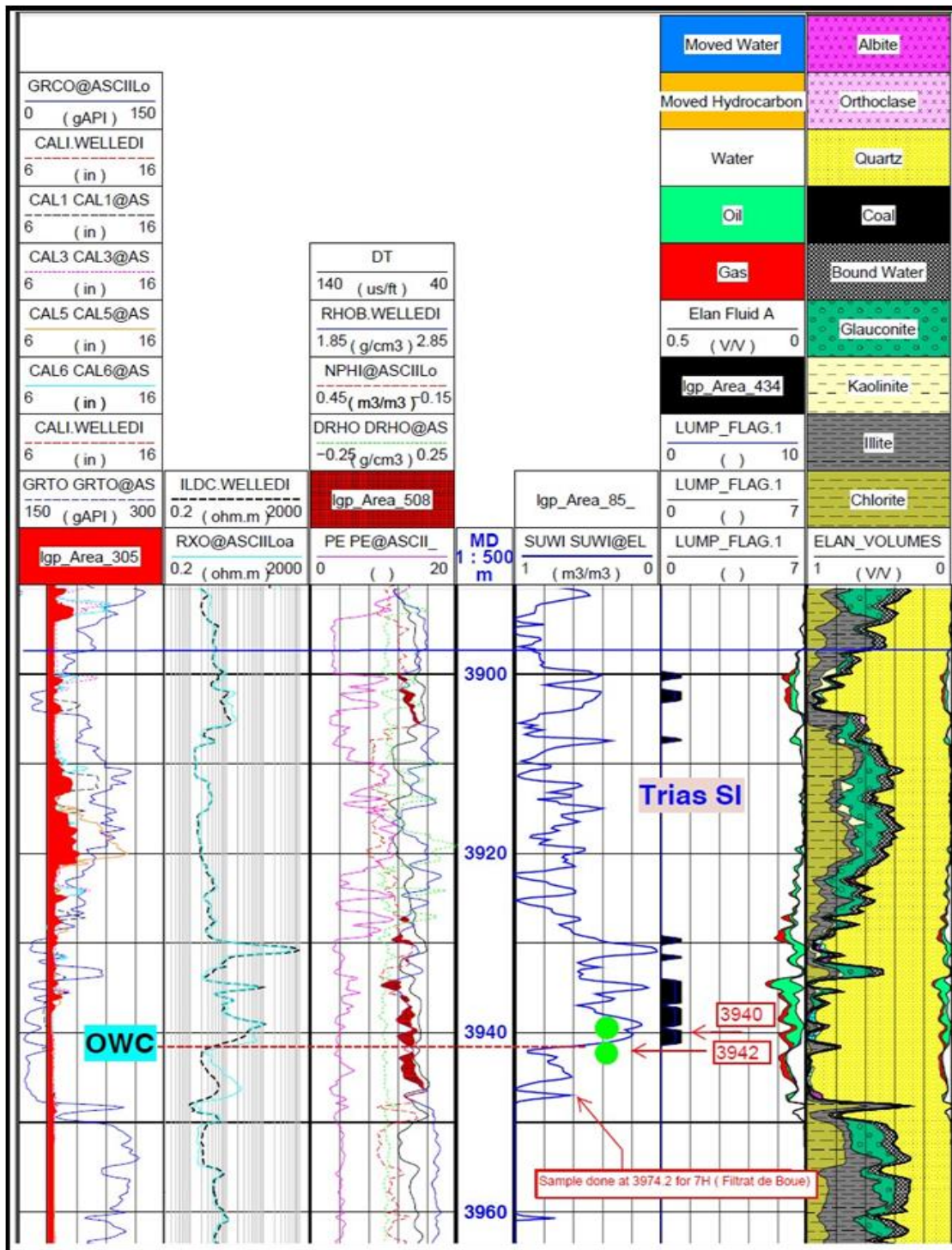


Figure. II. 22. Élan d'interprétation du réservoir triasique dans le puits RAA-2(SH/ DP/ HMD 2019).

Dans le réservoir de L'Ordovicien

- **Les Grès d'Ouargla :** sont à hydrocarbures entre 3978 à 3980 m ($\phi = 8\%$, $S_w = 10\%$ et $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 2m. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'huile identifié par le LFA à la profondeur 3979m. Une chute apparente de résistivités est observée à partir de la profondeur 3980m d'où un contact OWC probable serait à la cote 3980 m. Cependant, le test réalisé en face de ce réservoir, couvrant l'intervalle 3975m-3985m (y compris la zone à eau d'après diagraphies), a donné 19.5 m³/h d'huile et 1318 m³/h de gaz duse 32/64'''' (WHP = 1250 psi), sans aucune trace d'eau, mettant en doute ce contact et cette présence d'eau.
- **Les Quartzite El Hamra :** sont à hydrocarbures sur toute la colonne entre 3994 à 4106 m avec quelques intercalations de bancs compacts ($\phi_{moy} = 8\%$, $S_{w\ moy} = 20\%$ et $V_{sh\ moy} = 10\%$). La hauteur imprégnée serait 50 m. (Figure. II. 34)
Cependant, les échantillons récupérés par MDT en mode Dual Packer aux profondeurs 3995.7m (Water), 4039-4040 m (Water), 4020-4021m (Mud Filtrat) sont tous avérés de l'eau avec aucunes traces d'hydrocarbures. Ce résultat met en doute l'interprétation des diagraphies, au niveau de cette formation. (Figure. II. 34)

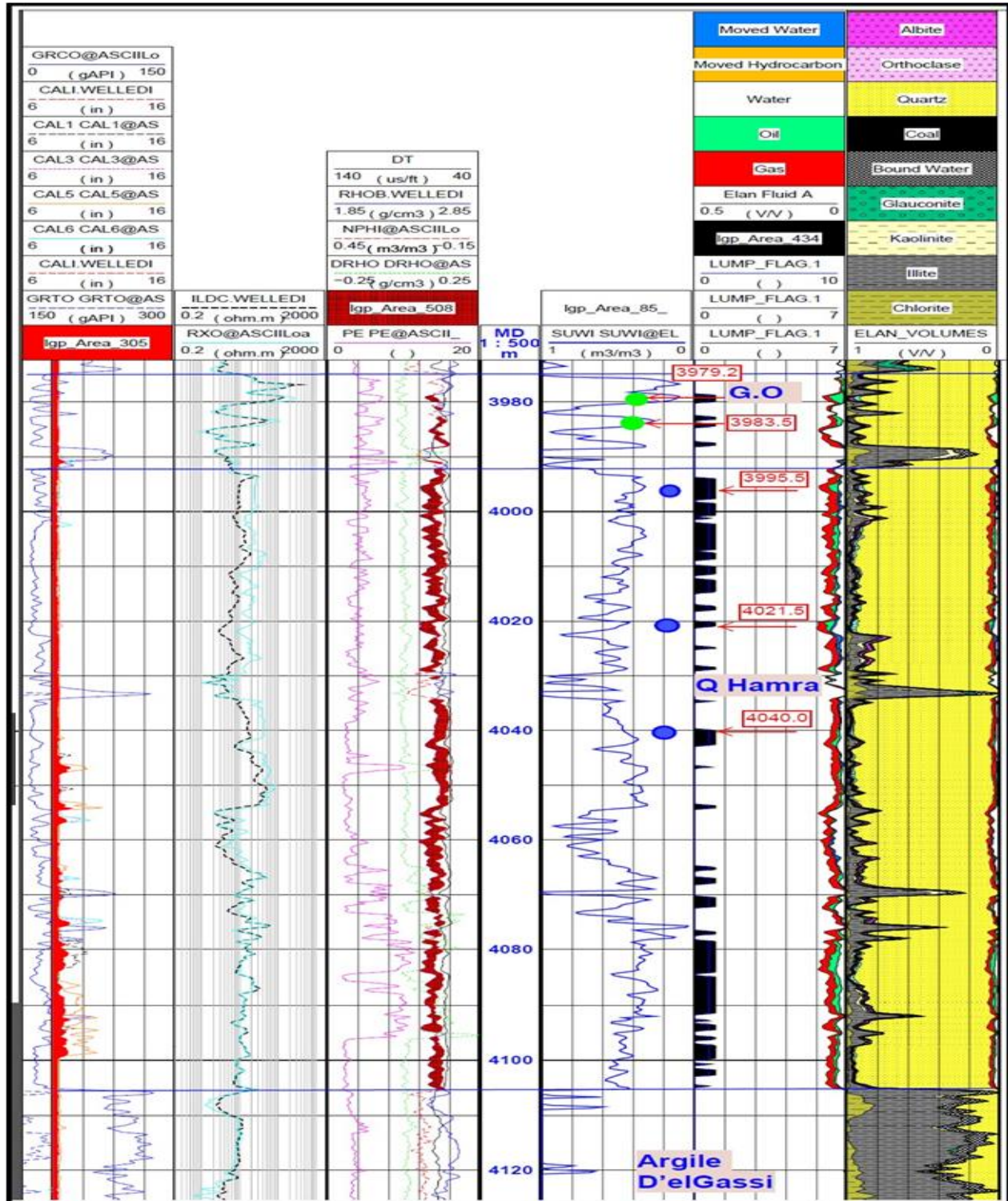


Figure. II. 23. Élan d'interprétation du réservoir ordovicien dans le puits RAA-2(SH/ DP/ HMD 2019).

C- Résultat de Puits RAA-3

- **Résultats d'interprétation** : En considérant les cut-off de porosité PIGE = 5%, Vsh =50% et Sw =50%, l'interprétation des diagraphies du puits RAA-3 montre:

a- Dans le réservoir du Trias

Ce réservoir est composé d'une alternance d'argiles et de Grès.(FigureII.35)

Trias SI : Ce réservoir est à hydrocarbures dans les intervalles suivant :

- De 3903m à 3906 m (phi = 8%, Sw =50%, Vsh = 15%) sur une hauteur utile de 3m.
- De 3924m à 3931 m (phi = 10%, Sw moy =30% et Vsh = 15%) sur une hauteur utile de 07m.

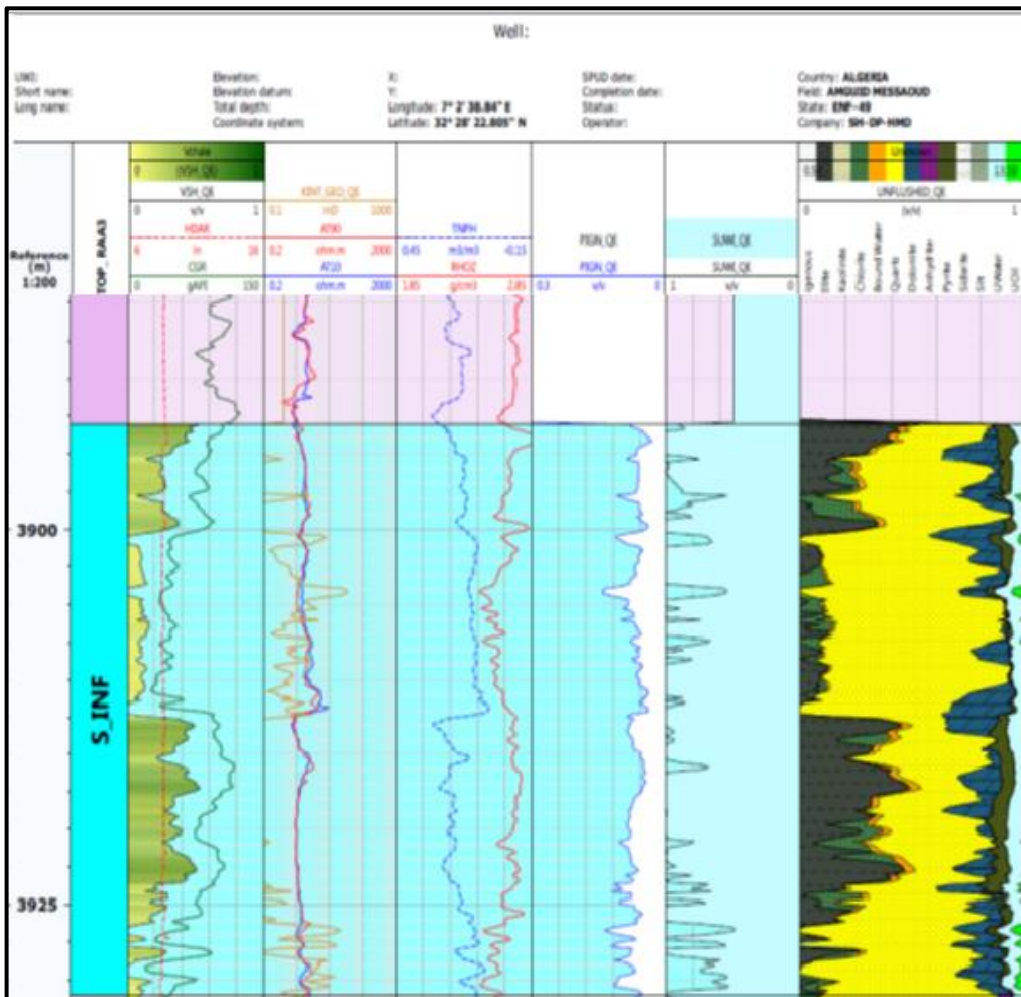


Figure. II. 24. Élan d'interprétation du réservoir triasique dans le puits RAA-3(SH/ DP/ HMD).

b- Dans le réservoir de L'Ordovicien

- **Les Quartzite de Hamra :** sont à hydrocarbures entre 4060 à 4070 m avec quelques intercalations de bancs compacts (phi moy =8%, Swmoy =30% et Vsh moy = 10%). La hauteur imprégnée serait 10m.(Figure. II.36)

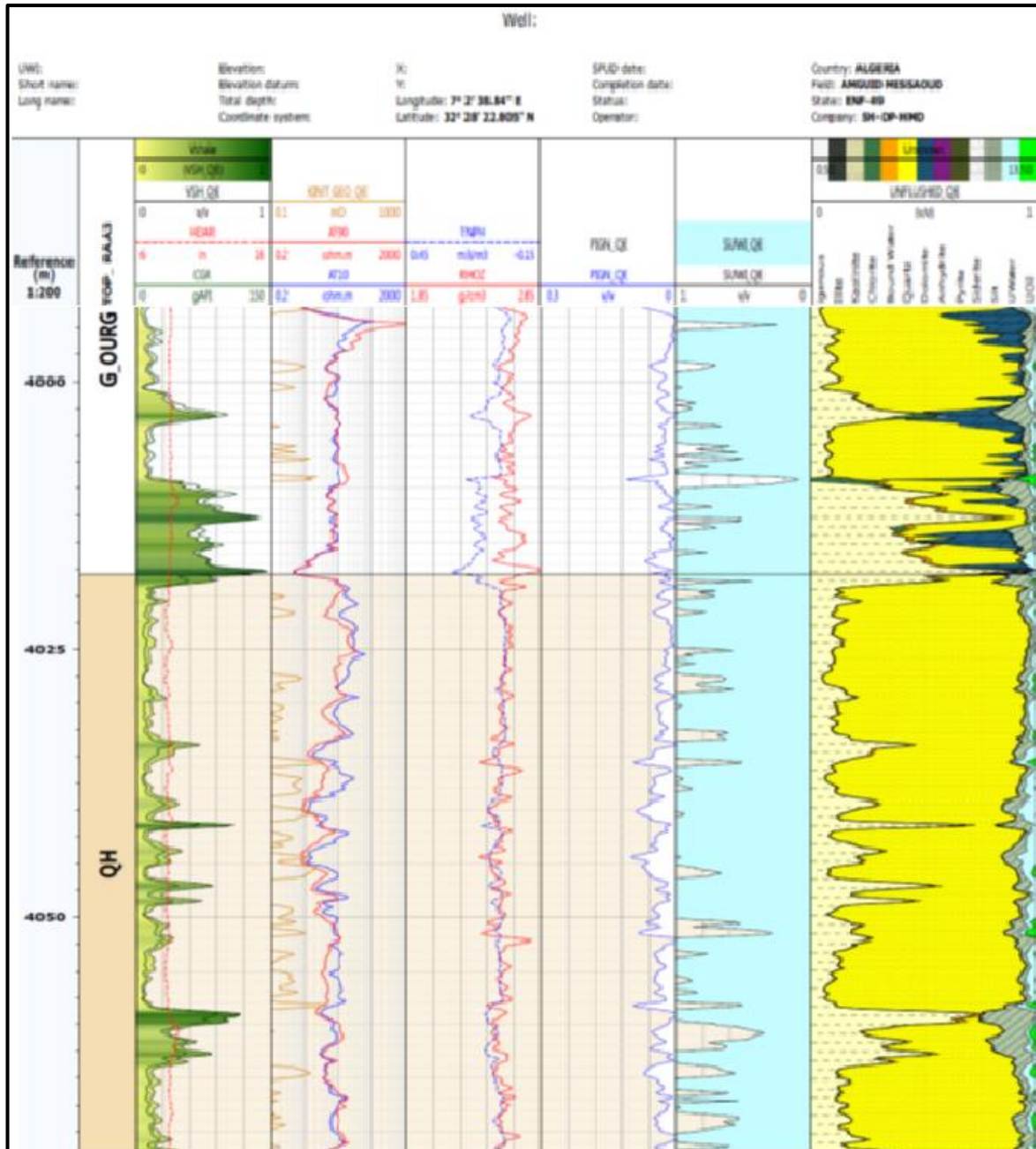


Figure. II. 25. Élan d'interprétation du réservoir Ordovician² dans le puit RAA-3(SH/ DP/ HMD 2019).

D- Résultat de puits RAA-4

- **Résultats d'interprétation** : En considérant les cut-off de porosité PIGE = 5%, Vsh =50% et Sw =50%, l'interprétation des diagraphies du puits RAA-4 montre:

a- Dans le réservoir du Trias

Ce réservoir est composé d'une alternance d'argiles et de Grès. (Figure. II. 37)

Trias SI : Ce réservoir est à hydrocarbures dans les intervalles suivant :

- 3932m à 3937 m (phi = 8%, Sw =30%, Vsh = 10%) sur une hauteur utile de 5m.
- 3942m à 3946 m.(phi = 10%, Sw moy =30% et Vsh = 10%) sur une hauteur utile de 04m.

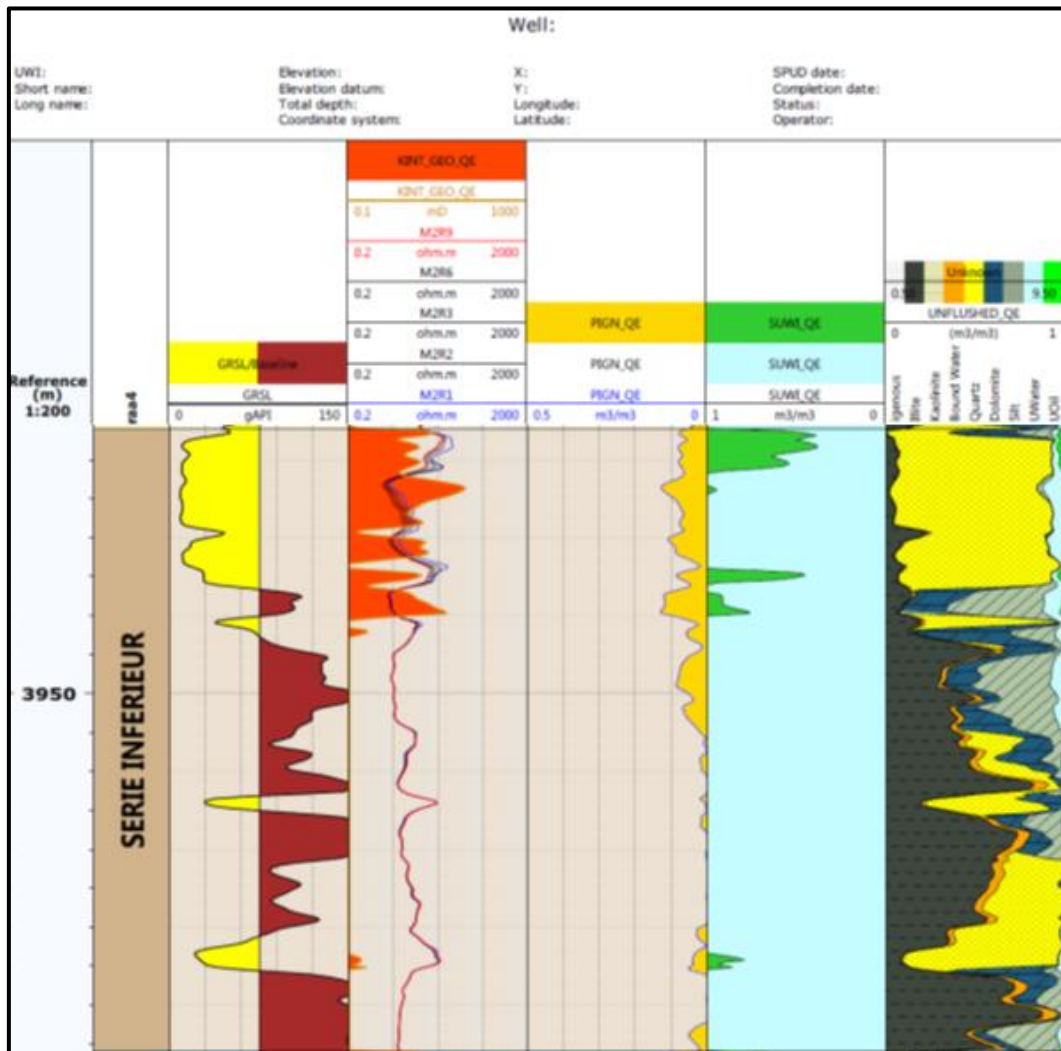


Figure. II. 26. Élan d'interprétation du réservoir triasique dans le puit RAA-4(SH/ DP/ HMD 2019).

Dans le réservoir de L’Ordovicien

- **Les Grès d’Ouargla :** sont à hydrocarbures entre 3995 à 4025 m ($\phi = 8\%$, $S_w = 20\%$ et $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 30m. Ce résultat est confirmé par l’échantillon d’huile identifié par le LFA à la profondeur 3995m. Une chute apparente de résistivités est observée à partir de la profondeur 4025m d’où un contact OWC probable serait à la cote 4025 m. Cependant.(Figure. II.38)
- **Les Quartzite de Hamra :** sont à hydrocarbures sur toute la colonne entre 4028 à 4080 m (ϕ moy $= 8\%$, S_w moy $= 20\%$ et V_{sh} moy $= 10\%$). La hauteur imprégnée serait 52m.(Figure, II.38)

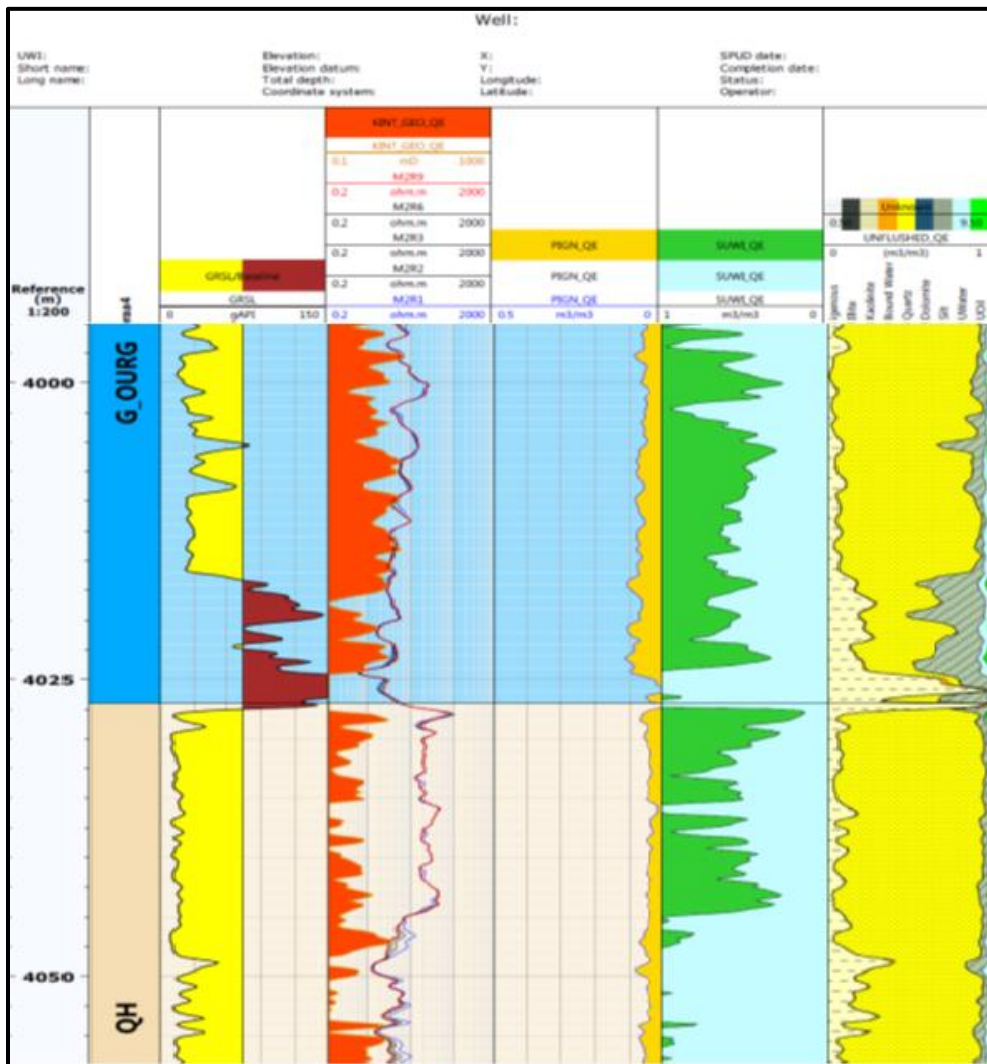


Figure. II. 27. Élan d’interprétation du réservoir Ordovicien dans le puit RAA-4(SH/ DP/ HMD 2019).

E- Résultat de puits RAA-5

a- Dans le réservoir du Trias

Ce réservoir est composé d'une alternance d'argiles et de Grès.(Figure. II. 39)

Trias SI : Ce réservoir est à hydrocarbures dans l'intervalle suivant :

3955m à 3970 m ($\phi = 8\%$, $S_w = 20\%$, $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 15m.

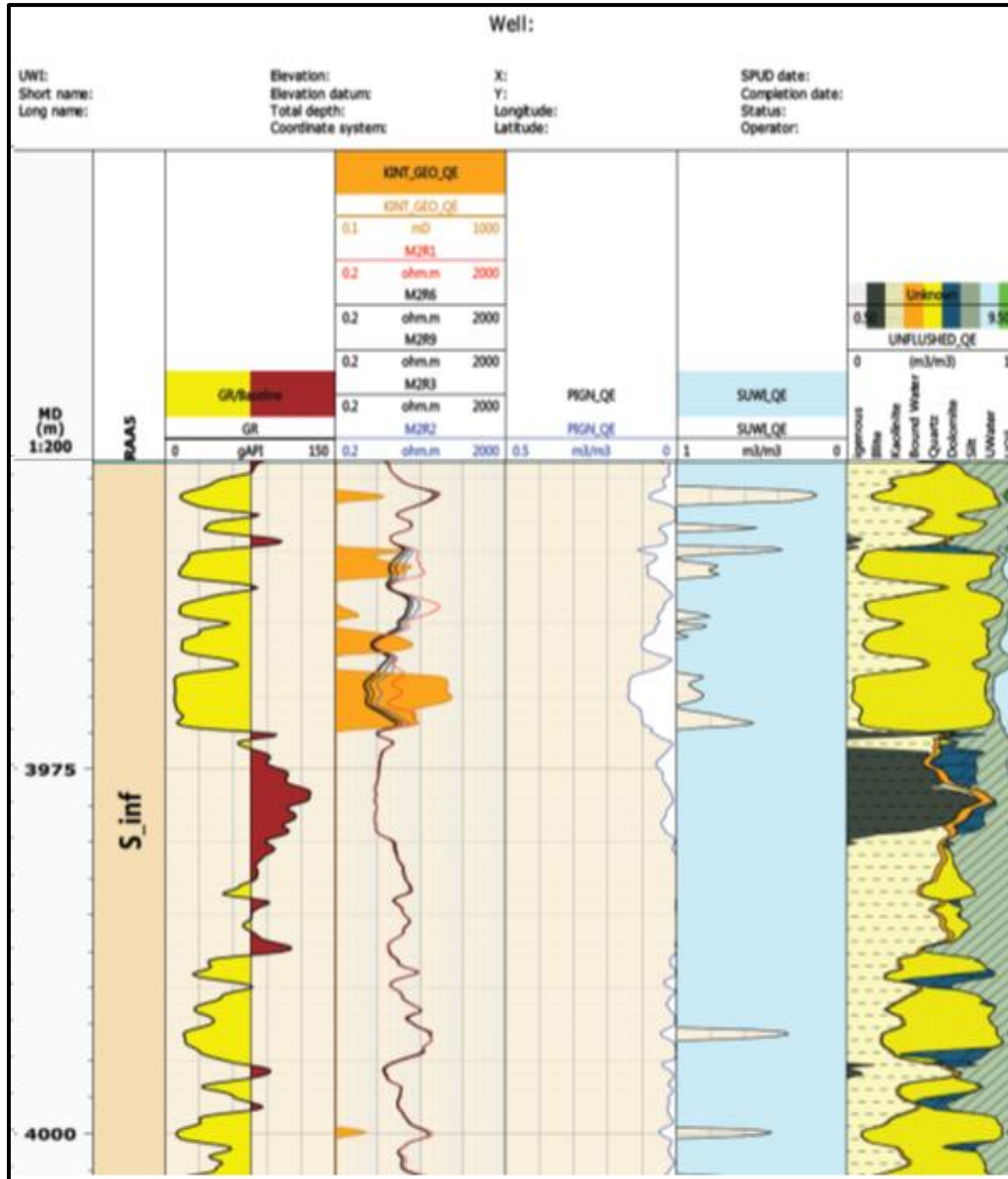


Figure. II. 28. Élan d'interprétation du réservoir triasique dans le puit RAA-5(SH/ DP/ HMD 2019).

b- Le réservoir de l'Ordovicien

- **Les Grès d'Ouargla :** sont à hydrocarbures entre 4060 à 4090 m ($\phi = 8\%$, $S_w = 10\%$ et $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 30m. Ce résultat est confirmé par l'échantillon d'huile identifié par le LFA à la profondeur 4090m.(Figure. II.40)
- **Les Quartzite de Hamra :** sont à hydrocarbures sur toute la colonne entre 4092 à 4107 m ($\phi_{moy} = 8\%$, $S_w_{moy} = 10\%$ et $V_{sh_{moy}} = 10\%$). La hauteur imprégnée serait 15m.(Figure. II.40)

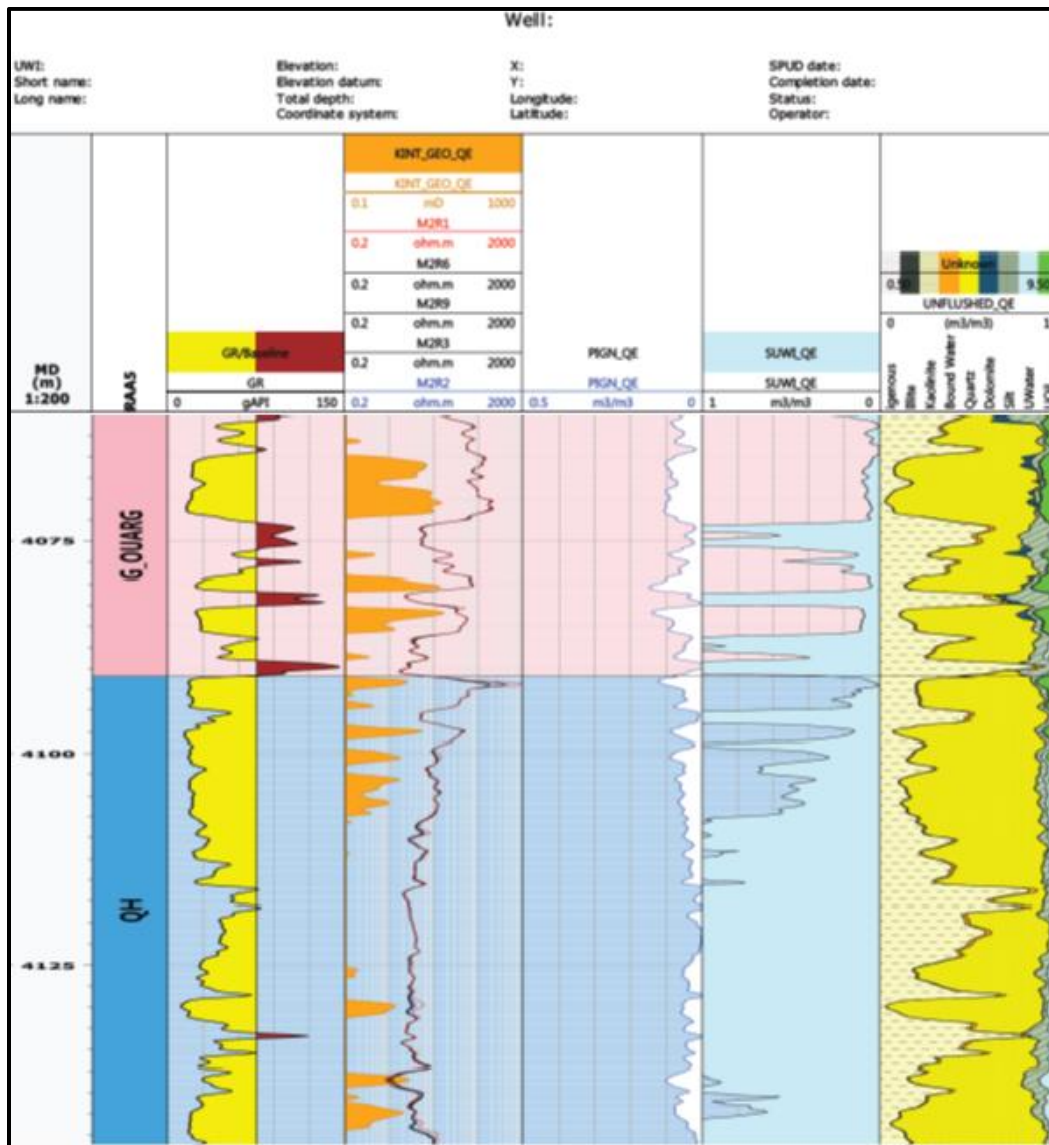


Figure. II. 29. Élan d'interprétation du réservoir Ordovicien dans le puit RAA-5(SH/ DP/ HMD 2019).

II. 3. CONCLUSION

L'évaluation pétrophysiques pour (06) Puits au niveau du réservoir Triasique Sérié inférieure a permis de mettre en évidence les différents contacts par compartiment.

Dans le champ RAA le réservoir Trias sérié inférieur ayant des caractéristiques pétrophysiques (porosité et perméabilité) de qualité généralement faible et grand saturation d'eau parce que dans cette sérié inférieur il existe en respectement pourcentage de Quartz et Kaolinite.

- Dans le RAA-1 et d'après l'ELAN complète de puits on rencontre une idée de la présence d'hydrocarbure dans les autres formations :
 - L'ensemble T1 +T2 ne présente pas intérêt pétrolier.
 - Dalle de M'Kratta c'est un aquifère.
- Dans le RAA-2 l'interprétation des diagraphies apparaît que le Trias sérié inférieur (SI) et les Grès d'Ouargla sont à Hydrocarbures, avec un Net Pay total de 10m chacune.
- Dans le RAA-3 l'interprétation des diagraphies apparaît que le Trias sérié inférieur (SI) et la Quartzite El Hamra sont à Hydrocarbures.
- Dans le RAA-4et d'après l'ELAN ont observée n'existent pas les Hydrocarbures dans le sérié inférieur. Dans les Grès d'Ouargla et la Quartzite El Hamra sont à Hydrocarbures.
- Dans le RAA-5l'interprétation des diagraphies apparaît que les Grès d'Ouargla sont à Hydrocarbures.

Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir Quartzites El Hamra sont de qualité moyenne à faible mais à eau mobile. Les échantillons prélevés par MDT en mode Dual Packer ont montré la présence de cette eau.

CHAPITRE III

ANALYSE

DE LA

FRACTURATION

PAR L'IMAGERIE

III. 1. DEFORMATION DE LA PAROI DU PUIT

La déformation de la paroi du puits dépend de plusieurs facteurs interdépendants tels que l'orientation, la pression des pores de formation, la résistance à la compression de la roche, l'azimut de la paroi de puits et l'ampleur des contraintes in-situ où deux contraintes orthogonales (contrainte axiale et tangentielle) provoquent une rupture par cisaillement, et une seule contrainte de traction provoquant une rupture par traction. Il y a en tout, neuf modes de défaillance: six modes de rupture par cisaillement et trois modes de rupture par traction. La déformation par cisaillement ou par compression, c'est quand la pression à l'intérieur du puits est inférieure à la pression de la formation (condition de sous-pression) et peut éventuellement causer l'effondrement de certaines parties de la paroi du puits. Rupture par traction, c'est quand la pression de puits dépasse la pression de fracturation de la formation (condition de forage en surpression), et peut conduire à une fracture de la paroi du trou.

- Par conséquent, un poids de boue optimal sera donc un paramètre essentiel dans une opération de forage.
- Les différents modes de défaillances peuvent se produire indépendamment, successivement ou simultanément, et sont représentés par la Figureure suivante.

(Figure. III. 1)

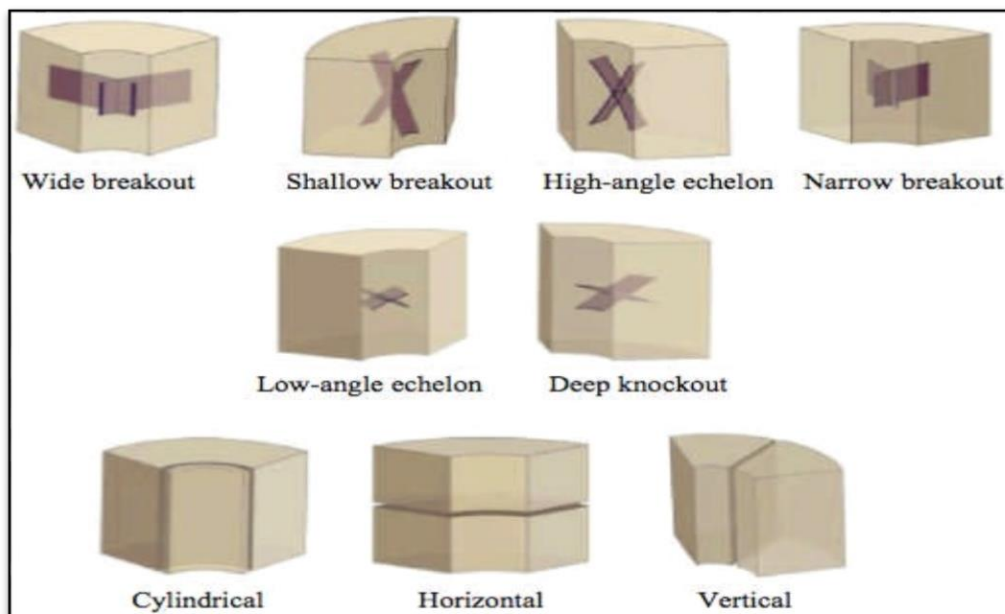


Figure. III. 1. Modes de déformation (SH/DP/HMD 2019).

III. 2. DETECTION DE LA DEFORMATION PAR L'IMAGERIE

Différents outils d'imagerie de forage ont été appliqués pour déterminer l'orientation et l'évolution des fractures et des failles. Les outils de résistivité électrique et acoustique répondent aux différentes propriétés pétrophysiques et sont donc sensibles aux différents types de fractures.

L'imagerie acoustique affiche l'état de la paroi du puits en raison de différences dans la vitesse acoustique ou l'amplitude et sont donc sensibles aux fractures ouvertes, les failles et les Breakouts (Figure. III. 2). Les analyses de ces types de logs permettent l'interprétation des différents types de fractures détectées le long de la paroi du puits.

Les structures sinusoïdales qui pourraient représenter des traces de fractures naturelles inclinées ou des failles planes, les fractures induites par le forage qui se forment parallèlement à la contrainte horizontale maximale et se propagent seulement sur quelques centimètres dans la paroi du puits, les Breakouts se forment parallèlement à la direction de la contrainte horizontale minimale.

Les fractures et les failles complètement fermées ou cimentées ne sont pas observées dans les logs d'imagerie acoustique car la paroi du puits est intacte mécaniquement. Néanmoins, ces structures planes peuvent être observées dans l'imagerie de résistivité. Les plans de clivage sont pris sur l'imagerie de résistivité, où l'on observe un alignement plus ou moins régulier de la roche, qui se distingue nettement des plans de stratification.

Alors que les plans de stratification sont caractérisés par des changements lithologiques clairement délimités par une variation de la résistivité en particulier dans les roches silico-clastiques, les plans de clivage produisent aussi des lignes sombres, régulières, transversales et espacées. Dans cette étude, nous avons appliqué ces différents outils pour déterminer l'orientation et la densité des fractures et des failles dans le champ de Rahlet El Aouda (RAA).

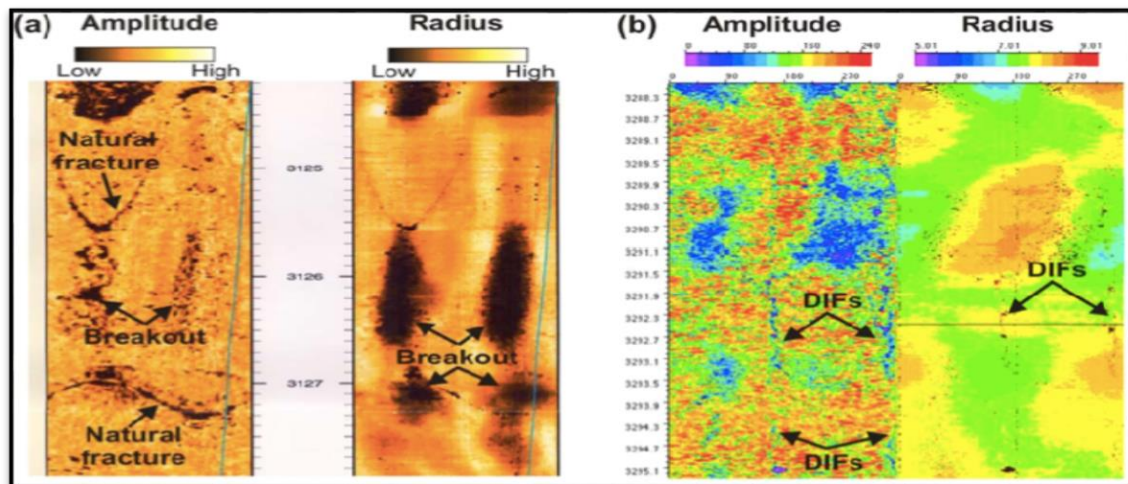


Figure. III. 2. Breakouts et fractures induites par le forage (SH/DP/HMD).

III. 3. LES OUTILS D'IMAGERIE UTILISES

Les outils d'imagerie à haute résolution ont plusieurs avantages par rapport au carottage conventionnel. Les images sont continuées et peuvent être collectées à partir de n'importe quel intervalle. Les images sont orientées dans l'espace 3D, permettant de déterminer les différentes caractéristiques géologiques. La profondeur d'image est contrôlée avec précision, un grand avantage par rapport aux données des carottes traditionnelles dans des situations de reprise partielle, comme carottage dans des réservoirs faillées ou fracturé. Il existe actuellement une grande variété d'outils d'imagerie disponibles, bien que ceux-ci se répartissent en deux catégories les outils d'imagerie électriques et ceux acoustiques.

III. 3. 1. Les outils de l'imagerie acoustique

Les outils d'imagerie acoustique utilisent un transducteur piézoélectrique à rotation rapide pour émettre une impulsion sonore à haute fréquence vers la paroi du trou. L'outil d'imagerie acoustique enregistre ensuite l'amplitude de l'écho de retour, ainsi que le temps de déplacement total de l'impulsion sonore. Le temps de trajet de l'onde acoustique réfléchi et son amplitude sont mesurés dans différents azimuts et différentes directions à l'intérieur du puits de forage pour une profondeur donnée. Ces données sont ensuite traitées tel que les images de la réflectance de la paroi du forage (sur la base de l'amplitude de l'écho de retour) et le rayon du trou de forage (sur la base de temps de parcours d'impulsion). Il existe une grande variété d'outils d'imagerie acoustique disponibles, certains des outils les plus courants sont le CBIL (BAKER ATLAS), UBI (SLB) et CAST-V (Haliburton).

III. 3. 1. 1. Outil CBIL “Circumferential Borehole Imaging Log”(Figure. III. 3)

L’outil CBIL, se base sur le principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour reproduire une image en continu des parois d’un puits tubé ou non tubé.

L’outil comprend un transducteur acoustique monté sur une section rotative, il envoie puis détecte l’impulsion acoustique réfléchiée par la paroi du trou.

L’amplitude réfléchiée est en fonction du contraste acoustique de la formation et la boue dans le trou de forage, le temps de déplacement dans les deux sens est en fonction de la vitesse dans la boue et la distance de la formation.

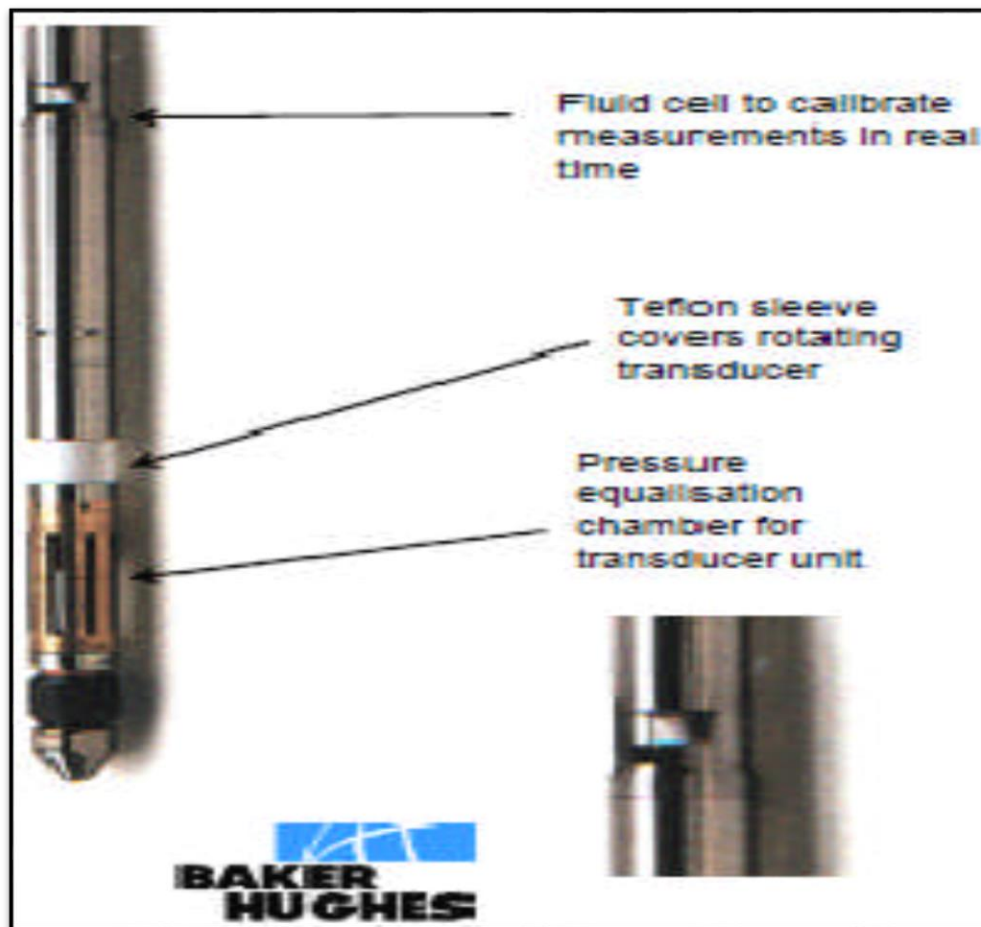


Figure. III. 3. Outil CBIL “Circumferential Borehole Imaging Log” (SH/DP/HMD 2019).

III. 3. 1. 2. Outil UBI “Ultra-soniques Bore Hole Imaging”

L’UBI de la compagnie Schlumberger présente les mêmes caractéristiques que celles de l’CBI avec une forme différente.(Figure. III. 4)

L’UBI est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en trou ouvert (Open Hole) même en boue à huile. Les informations sur la

Stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil.

L'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur. Le transducteur existe en plusieurs dimensions, celles-ci sont sélectionnées en fonction du diamètre du trou pour minimiser le trajet de la pulse ultrasonique dans le fluide de forage, réduisant ainsi l'atténuation de l'amplitude de l'onde dans les fluides lourds et maintenant un bon rapport signal-bruit.

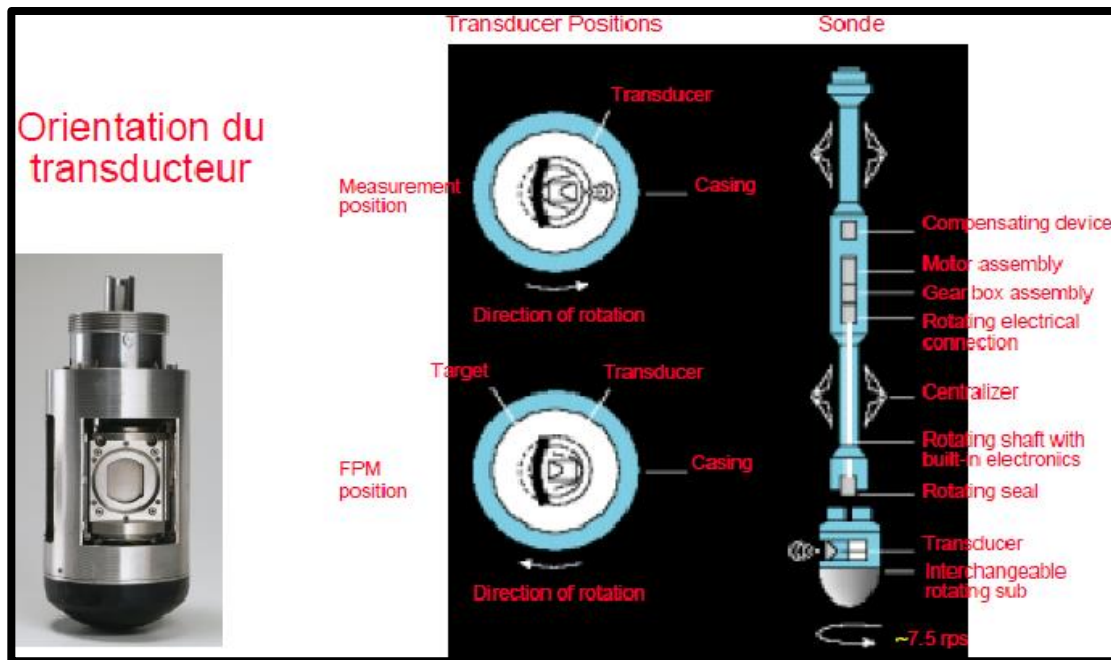


Figure. III. 4. Outil UBI “Ultrasonic Borehole Imaging” (SH/DP/HMD 2019).

III. 3. 2. Les outils de l'imagerie électrique

Dans l'imagerie électrique de micro-résistivité, la stratification, le clivage, les fractures et les failles apparaissent comme des anomalies conductrices ou résistive avec une forme sinusoïdale. Les plans de stratification peuvent être facilement détectés par les contrastes de résistivité. Dans les roches du Paléozoïque fortement consolidés, peu poreux, l'imagerie de résistivité affiche les variations de minéralogie en particulier de la teneur en argile.

III. 3. 2. 1. L'outil OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER) (Figure. III.5)

OBMI est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger, fournit des images de micro-résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice. Cet outil donne des images de micro-résistivité assurant une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large

couverture de la paroi du puits à plus de 80% dans un trou de diamètre de 8 ½ pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.



Figure. III. 5. L'outil OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER) (SH/DP/HMD 2019).

III. 4. DEFINITION ET TYPES DES FRACTURES

Une fracture est définie comme « toute rupture ou une discontinuité physique dans une roche causée par des contraintes supérieures à la contrainte de la roche ».

Trois types de fractures peuvent se produire dans la formation. Ce sont des fractures naturelles, les fractures induites et les fractures hydrauliques.(Figure. III. 6)

Les fractures naturelles existent dans la formation avant le forage, et les fractures induites par forage (comme son nom l'indique) sont le résultat de soulagement de la contrainte ou une déformation de la roche causée par le forage.

Le troisième type de fracturation, la fracturation hydraulique, a lieu lorsque la pression du fluide à l'intérieur de la roche dépasse la petite contrainte principale et la résistance à la traction de la roche.

Les fractures sont classées comme des failles ou des joints, où ces derniers sont le type le plus commun de la structure géologique.

Les failles sont des déformations consistant en un plan ou une zone de rupture le long duquel deux blocs rocheux se déplacent l'un par rapport à l'autre. Ce plan divise un volume rocheux en deux compartiments qui ont glissé l'un par rapport à l'autre.

III. 4. 1. Les fractures naturelles

Pour bien caractériser les différents types des fractures il est indispensable de combiner les outils acoustiques aux outils électriques.

La Figure III.6 montre en détail la complémentarité des images acoustique et électrique en face de différents types de fractures.

III. 4. 2. Les fractures ouvertes

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

III. 4. 3. Les fractures cimentées

- 1- **Le 1^{ère} cas :** les fractures colmatées par un ciment résistif où l'image électrique montre une réponse claire alors que l'outil acoustique dément l'ouverture de la fracture par un signal de forte amplitude.
- 2- **Le 2^{ème} cas :** les fractures colmatées par un ciment conducteur sont représentées eux aussi par deux cas :
 - a- Colmatées par un ciment conducteur (ferreux, pyrite), ou l'image acoustique montre un signal clair et pas de transit time alors que l'image électrique montre un signal sombre.
 - b- Colmatées par un ciment semi-conducteur (argiles) ou l'image acoustique montre un signale sombre qui explique la diminution de l'amplitude alors que rien n'est observé sur le transit time ainsi qu'au niveau de l'image électrique.

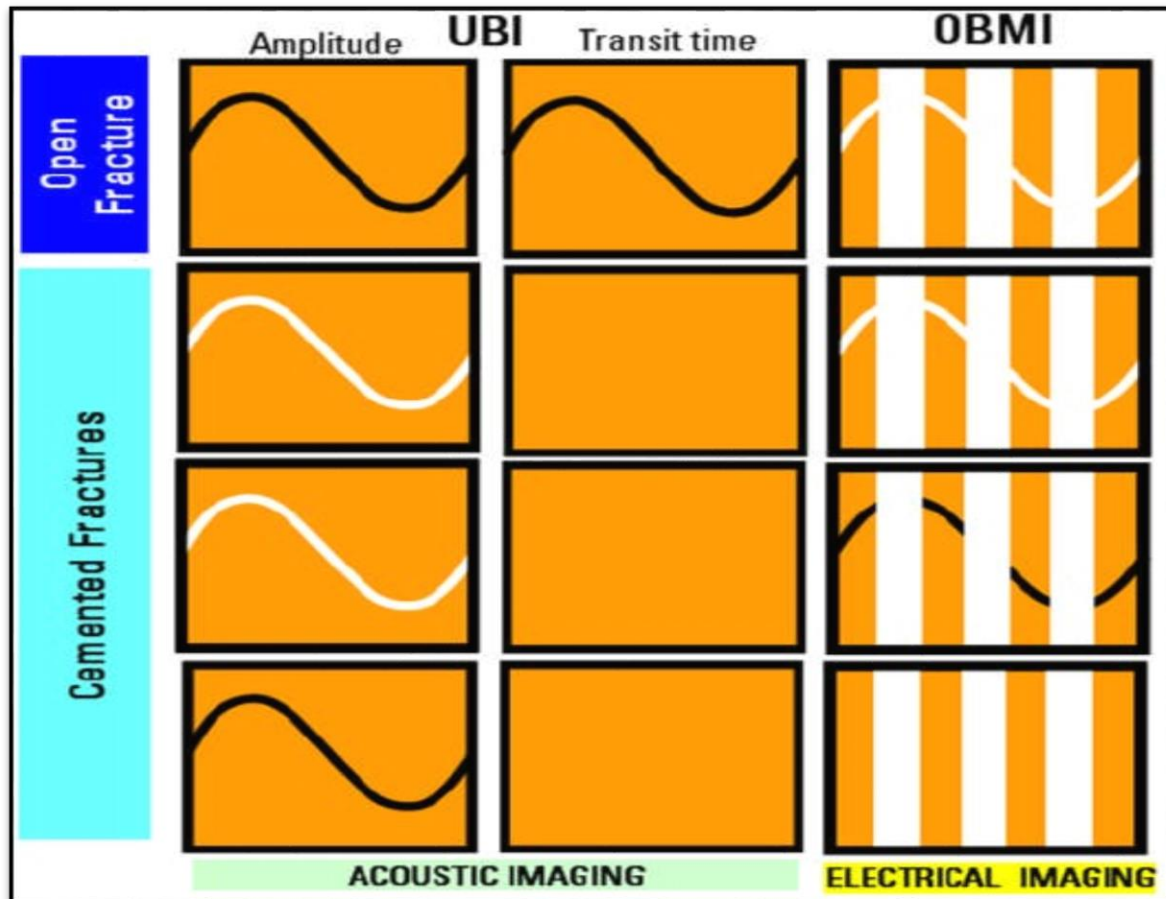


Figure. III. 6. Images acoustique et électrique en face de différents types de fractures (SH/DP/HMD 2019).

III. 4. 4. Les fractures induites par le forage

Séparation entre fracture naturelle et fracture induite par le forage en sub-surface, on utilise la combinaison de la géométrie et l'orientation pour distinguer entre les différentes fractures par exemple, la plupart des fractures induites par le forage forment parallèlement à la direction de la contrainte horizontale maximale (σ_{H-max}), ce qui signifie qu'ils sont en extension. L'orientation de la contrainte horizontale minimale (σ_{H-min}) est bien identifiée à partir des Breakouts et peut être utilisé pour définir l'orientation préférentielle de la fracture (Figure. III. 7). En dehors de cela, fracture induite, bien sûr, ne sont jamais minéralisée et ne causent jamais un décalage de stratification. [M.H. Rider, 2002]

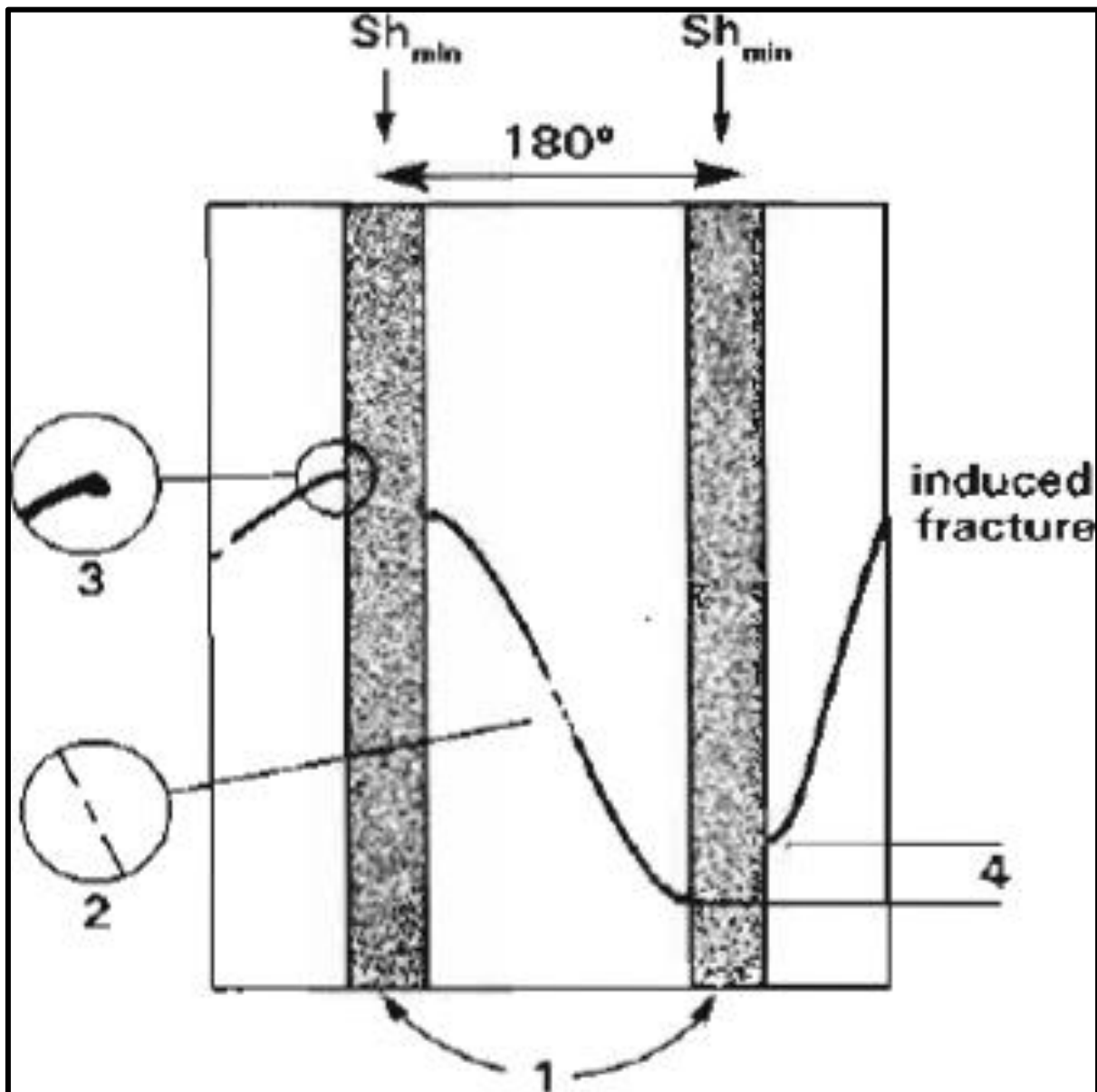


Figure. III. 7. Image acoustique(SH/DP/HMD 2019)

1. Breakouts indique l'orientation de contrainte σ_{H-min} .

2. Fracture.

3. écaillage à la marge du Breakout.

4. Distance transversale.

III. 5. LES BREAKOUTS

Les Breakouts sont marquées par l'élargissement du trou dans la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_{H-min})(Figure. III. 8).

L'élargissement est vu sur le log d'image amplitude et le Log du temps de trajet sous forme de bandes verticales indiquant une mauvaise réflectivité et de longs temps de transit ou perte de signal. [M.H. Rider, 2002]

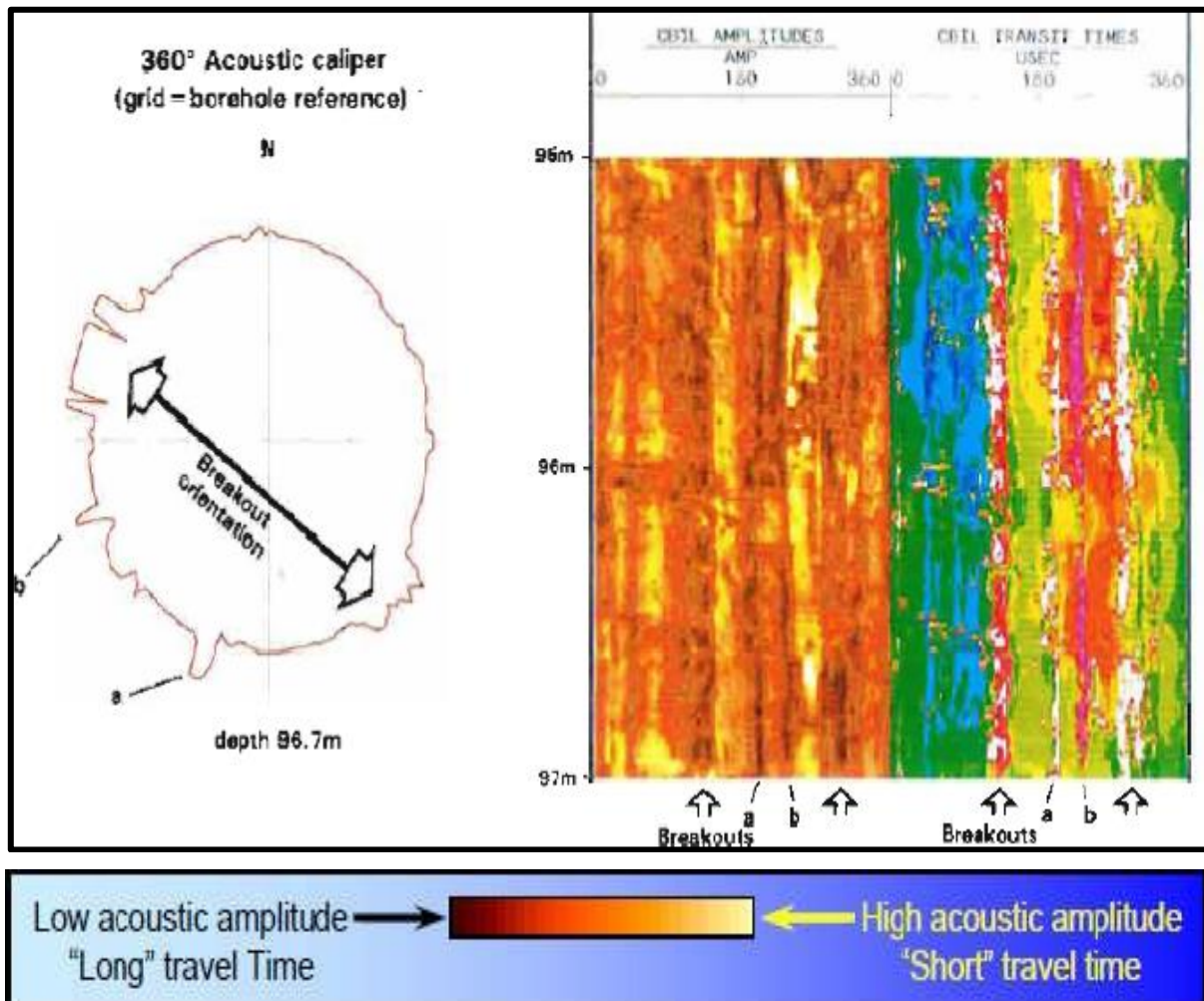


Figure. III. 8. Images amplitude & temps de transit indiquent les Breakouts (SH/DP/HMD2019).

III. 6. ANALYSE ET CARACTERISATION DE LA FRACTURATION PAR L'IMAGERIE(ETUDE DE CAS RAA)

A) Puit RAA-3

1- Analyse Dip structurelle

Dans la présente étude, Une seule zone de creux (Dip) structurels a été observée, présentant un creux (Dip) structurel constant vers le NE (3,4 ° N55,6 °).

2- Analyse de fracture à partir de l'outil OBMI

Ces fractures sont caractérisées par une résistance blanchâtre (continue ou discontinue). Trace ou sinusoïdes. Par conséquent, ils ont l'air plus résistant que la matrice environnante. Les plus grandes fractures sont visibles sur les images dynamiques et statiques. Ils peuvent être ouverts (ou partiellement ouverts) si le matériau de remplissage est la boue à base d'huile résistive ou fermée par un matériau résistif tel que le quartz ou la calcite. Notez qu'en raison de son principe de mesure, l'image OBMI ne peut pas différencier ouverte de Fractures cimentées.(Figure. III. 9)

Dans notre cas (RAA-3), un total de 14 fractures résistives a été interprété à travers la section étudiée. Dans l'ensemble, ces Les fractures ont une direction de frappe NE-SW dominante.

L'intervalle fracturé le plus élevé a été observé sur l'intervalle 4116-4114m.

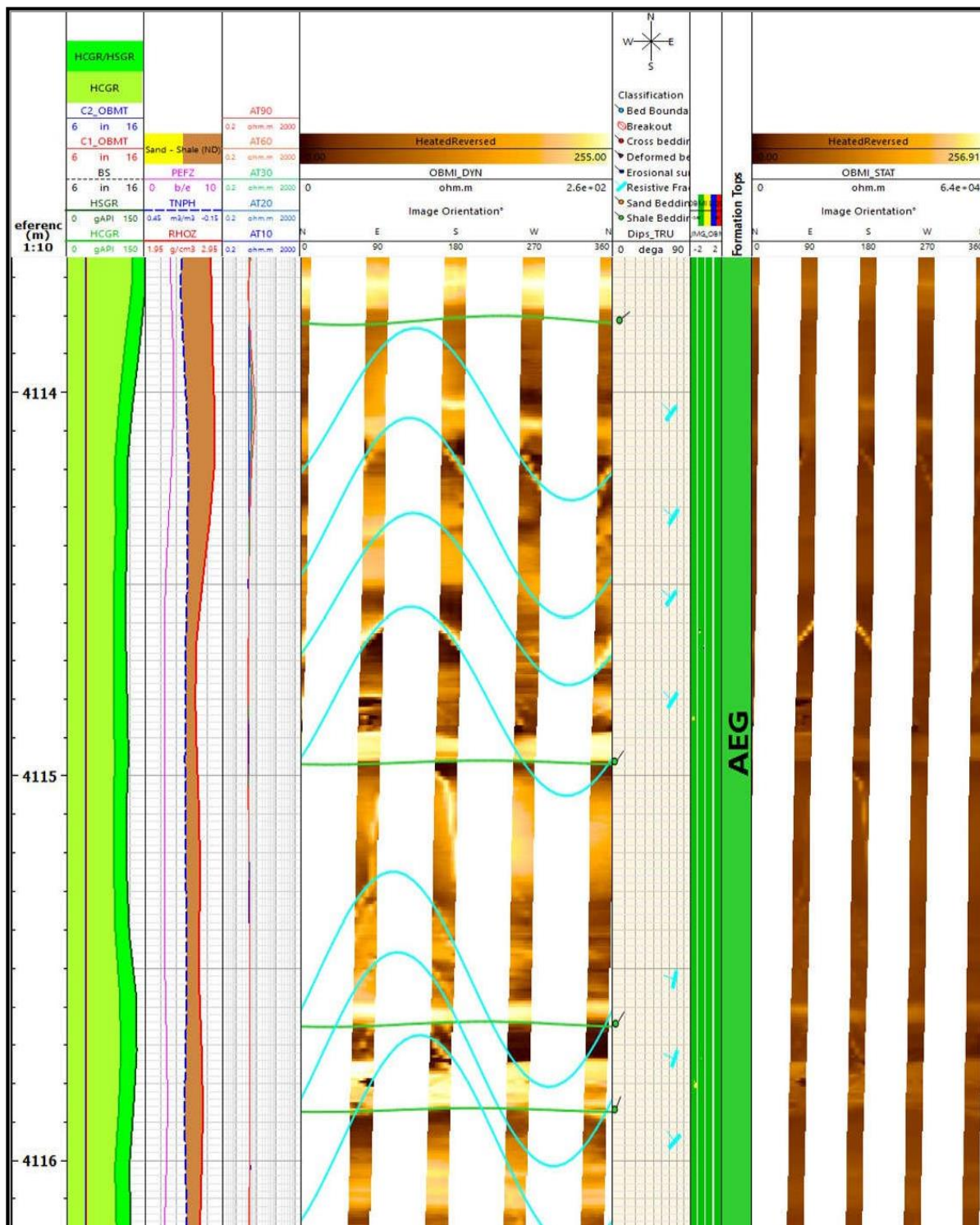


Figure. III. 9. Fractures résistives naturelles (SH-DP/HMD).

3- Failles: Aucune faille n'a été identifiée dans le puits RAA-3.

4- Breakout

Les caractéristiques induites par le forage sont causées par la concentration de contraintes autour du puits de forage lors du forage. Processus en tant que source locale de stress. Rotation du trépan, poids excessif sur le trépan, poids de boue élevés et en effet, la lithologie elle-même peut entraîner la formation de caractéristiques induites. Une validation de l'existant avec un mécanique de la Terre (MEM) en comparant la prédiction de la stabilité du puits avec la valeur induite caractéristiques est simple dans les puits (sub-verticaux), où les trous de forage sont alignés le long de la direction minimale des contraintes horizontales (h). (Figure. III. 10)

Les fractures induites par le forage sont alignées sur le maximum direction de contrainte horizontale (σ_h), et sont perpendiculaires à l'orientation évulsive. Plus de détails en ce qui concerne les défaillances induites par le forage sont indiquées à l'annexe E.

Le puits RAA-3 est vertical et la direction (direction) de la contrainte horizontale in situ minimale (σ_h) correspond à la direction des éruptions de forage, qui est NE-SW. puisque le puits est vertical, la direction de la contrainte horizontale maximale in situ actuelle (σ_h) correspond à la perpendiculaire du minimum direction de contrainte (σ_h) qui est NO-SE.

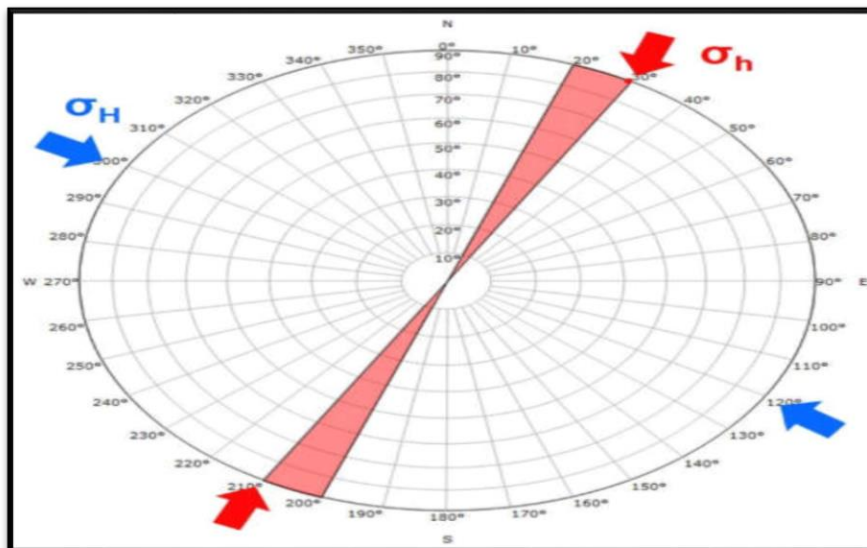


Figure. III. 10. Orientation des trous de forage (SH/DP/HMD).

A) Puit RAA-4**1- Analyses des fractures naturelles (Figure. III. 11)**

Les fractures se produisent avec une densité variable dans la section connectée. Ils se produisent avec une faible densité dans la majorité des formations de grès propres. La majorité des fractures sélectionnées présentent un contraste de faible amplitude sur l'image acoustique. À un intervalle de 3758 m à 3763 m, une densité élevée de fractures cimentées résistives / de forte amplitude est choisie. La formation dans cet intervalle serait volcanique. Les zones de fracture sont décrites comme suit:

- 3710m - 3711m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 3734m - 3749m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 3749m - 3755m Fractures ouverte, partiellement t ouvertes.
- 3758m - 3763m Fracture résistive, remplie de minéraux cimentés. Fractures cimentées.
- 3767m - 3777m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 3811m - 3814m Fractures ouverte, partiellement ouvertes

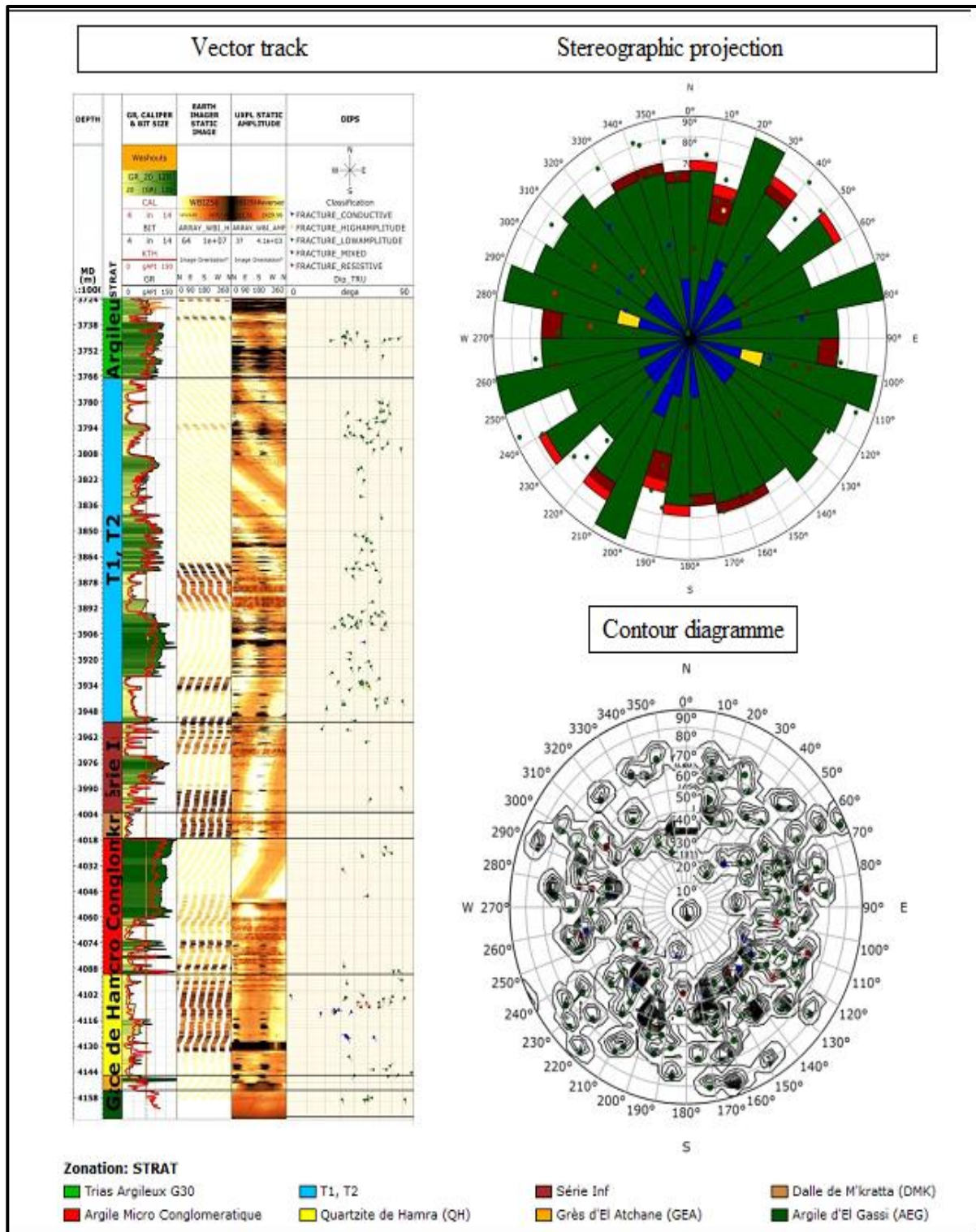


Figure. III. 11. Analyses des fractures (SH/DP/HMD).

1- **Failles** : Aucune faille n'a été identifiée dans le puits RAA-4

2- **Breakout**

L'orientation des éruptions dans la majorité des intervalles enregistrés dans le RAA-4 montre une orientation continue NNE-SSO, indiquant un stress horizontal maximal orienté Ouest-Nord-Ouest qui correspond à la tendance régionale. L'azimut de contrainte horizontale maximale est estimé à 115 °.(Figure. III. 12)

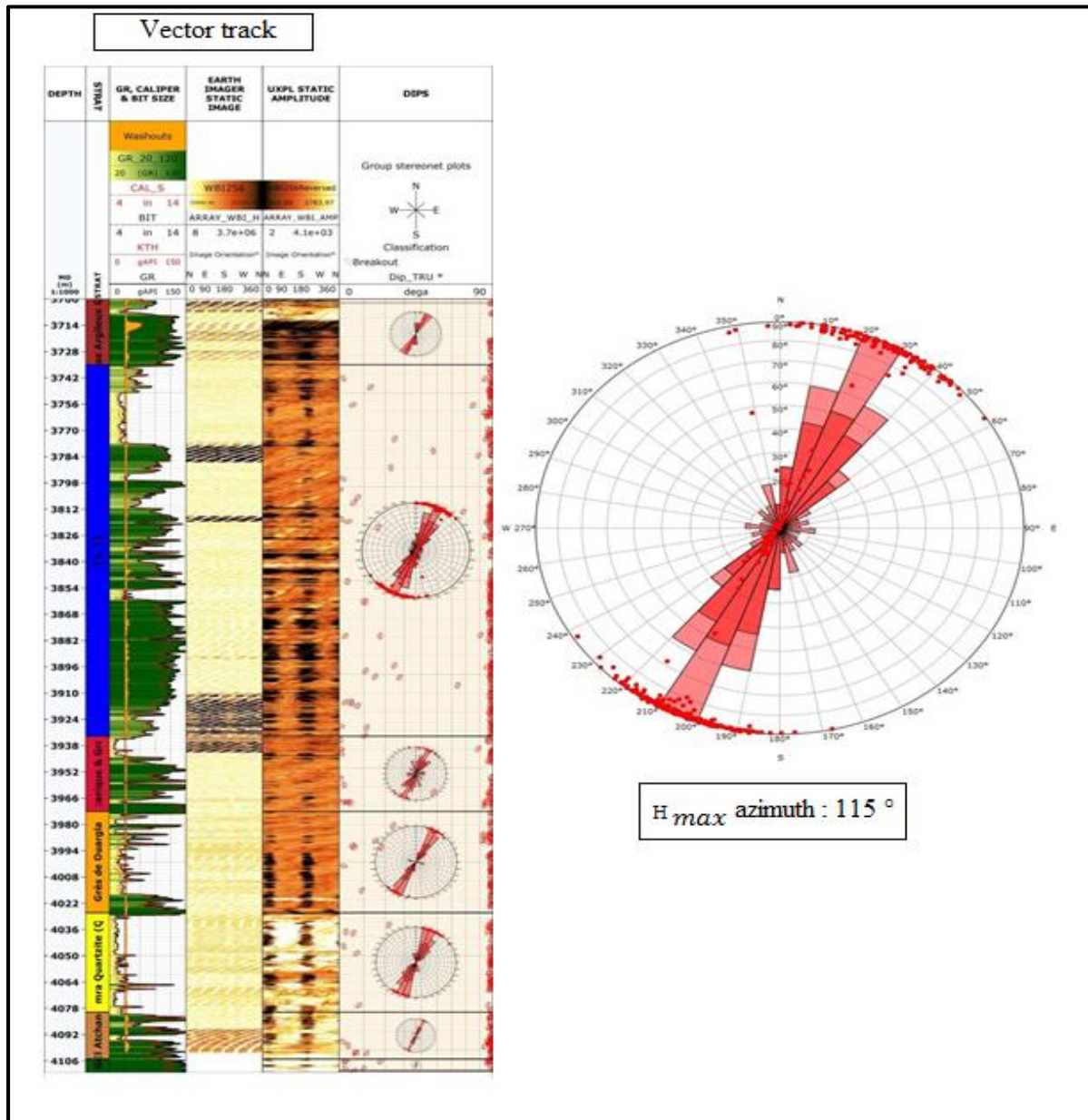


Figure. III. 12. Analyses de Breakout(SH/DP/HMD).

B) Puit RAA-5

1- Failles : Aucun n'a été identifié dans le puits RAA-5.

2- Analyses des fractures

La majorité des fractures sélectionnées sont des fractures de faible amplitude. La densité de fracture change tout au long de l'intervalle. La majorité des fractures se trouvent dans les formations T1 et T2. Certaines fractures conductrices et de faible amplitude ont également été prélevées à la formation de Hamra Quartzite.

Les zones de fracture sont décrites comme suit:(Figure. III. 13)

- 3779m– 3803m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 3842m– 3878m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 3893m– 3904m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 3931m– 3947m Fractures ouverte, partiellement ouvertes.
- 4039m– 4116m Fractures ouverte, partiellement ouverte. Fractures mixtes, partiellement ouvertes. Fractures conductrices cimentées.

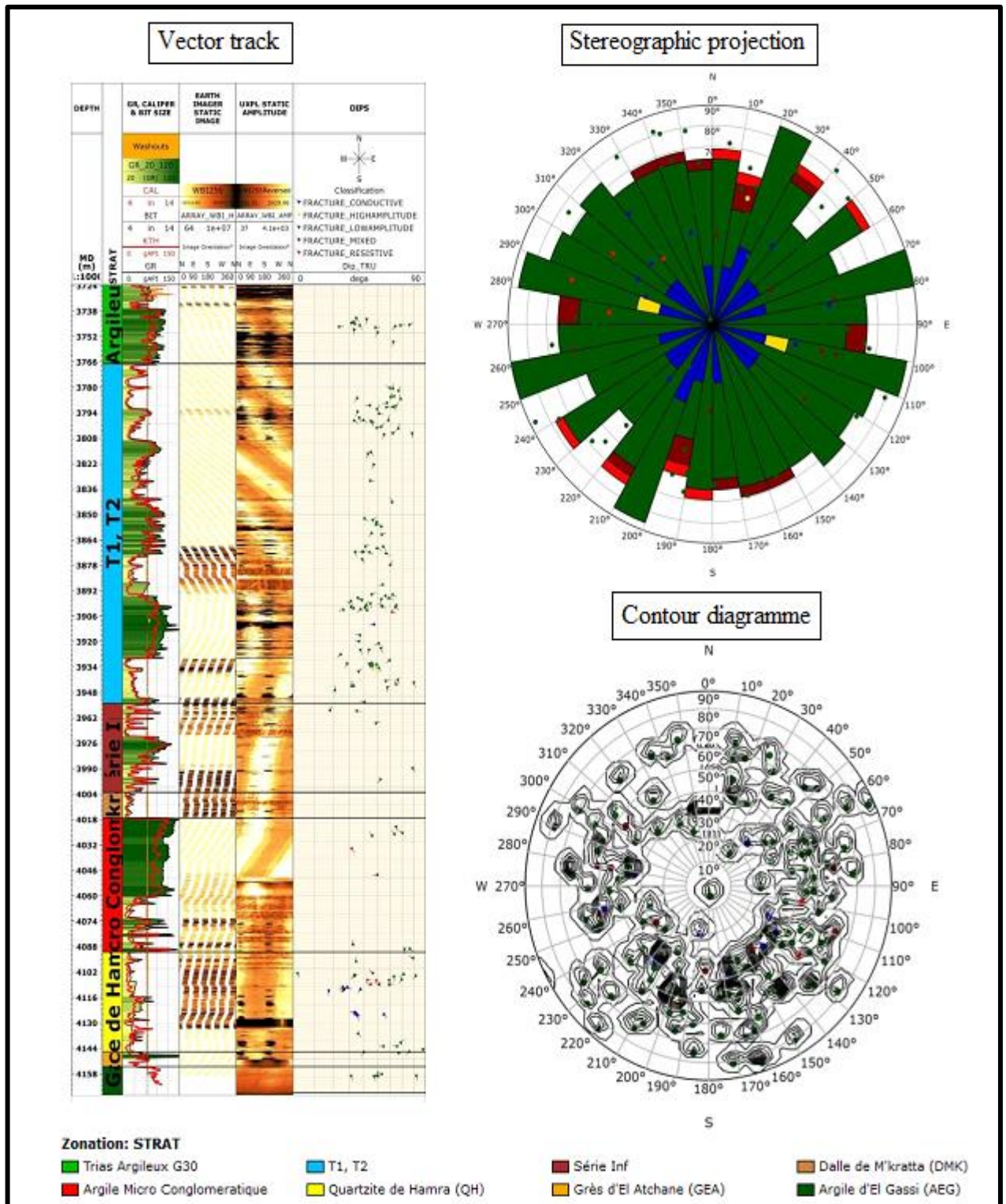


Figure. III. 13. Analyses des fractures (SH/DP/HMD).

3- Breakout (Figure. III. 14)

Orientation des éruptions le long de la majeure partie de la direction RAA-5 WNW-SSW, indiquant un stress horizontal maximal orienté WNW-ESE. L'orientation est uniforme le long de l'intervalle enregistré. L'orientation des fractures induites en traction est également représentée et montre une orientation perpendiculaire aux éruptions. L'azimut de constranthorizontal maximal est estimé à 111 °.

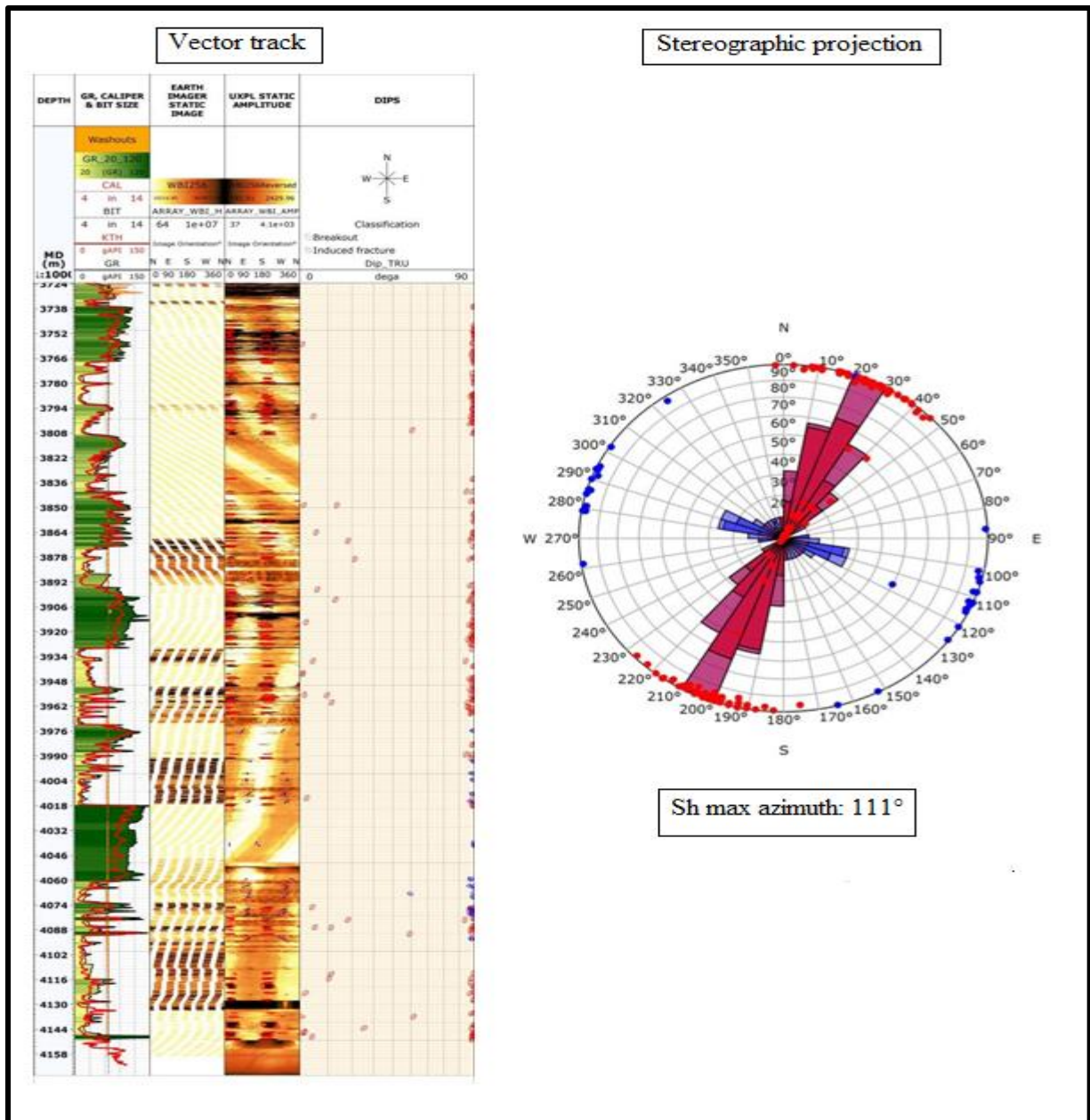


Figure. III. 14. Analyses de Breakout (SH/DP/HMD).

C) Puit RAA-6

1- Analyse Dip structurelle

Dans la présente étude, deux zones structurelles sont délimitées, avec un angle d'inclinaison / azimuth estimé pour chacune: 0,4 / 11 ° et 2,6 ° / 210 °.

- Zone01:3708-3998m 0.4 / 11 °
- Zone02:3998-4195m 2,6 ° / 210 °

2- Analyses des fractures naturelles

Fractures apparaissant avec une densité variable dans l'intervalle enregistré. On les trouve à faible densité dans les couches de grès d'intérêt et plus abondantes dans la formation volcanique.(Figure. III. 15)

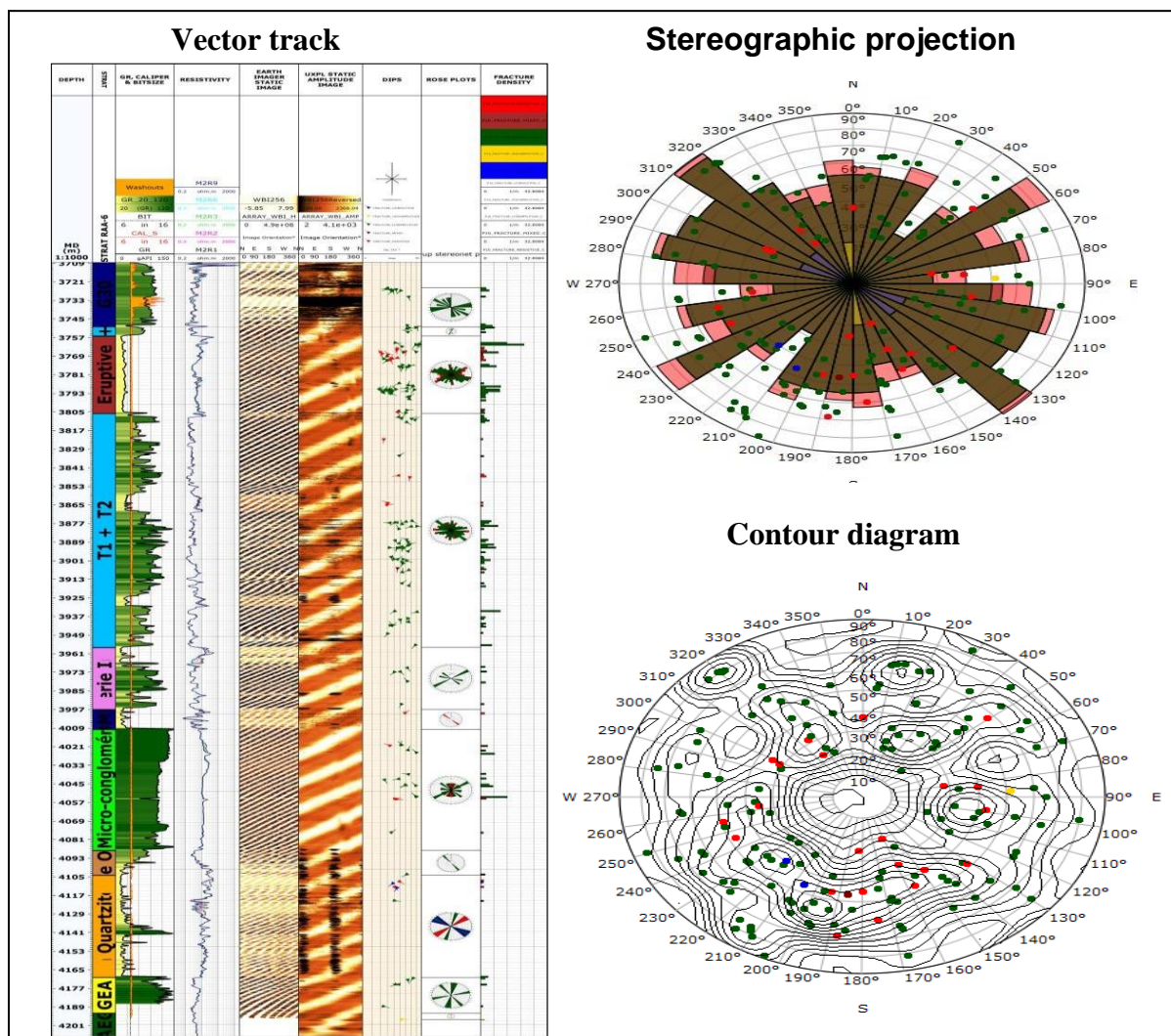


Figure. III. 15. Analyses des fractures (SH/DP/HMD).

3- **Failles** : Aucun faille n'a été identifié dans le puits RAA-6.

4- **Breakout**

Dans la présente étude, l'orientation des éruptions dans la majeure partie de l'intervalle enregistré indique NNE-SSO, indiquant un stress horizontal maximal orienté WNW-ESE qui correspond à la tendance régionale. L'orientation des poussées est généralement constante dans l'intervalle. L'azimut estimé de la contrainte horizontale maximale était précisément: $290 - 110^\circ$.(Figure. III. 16)

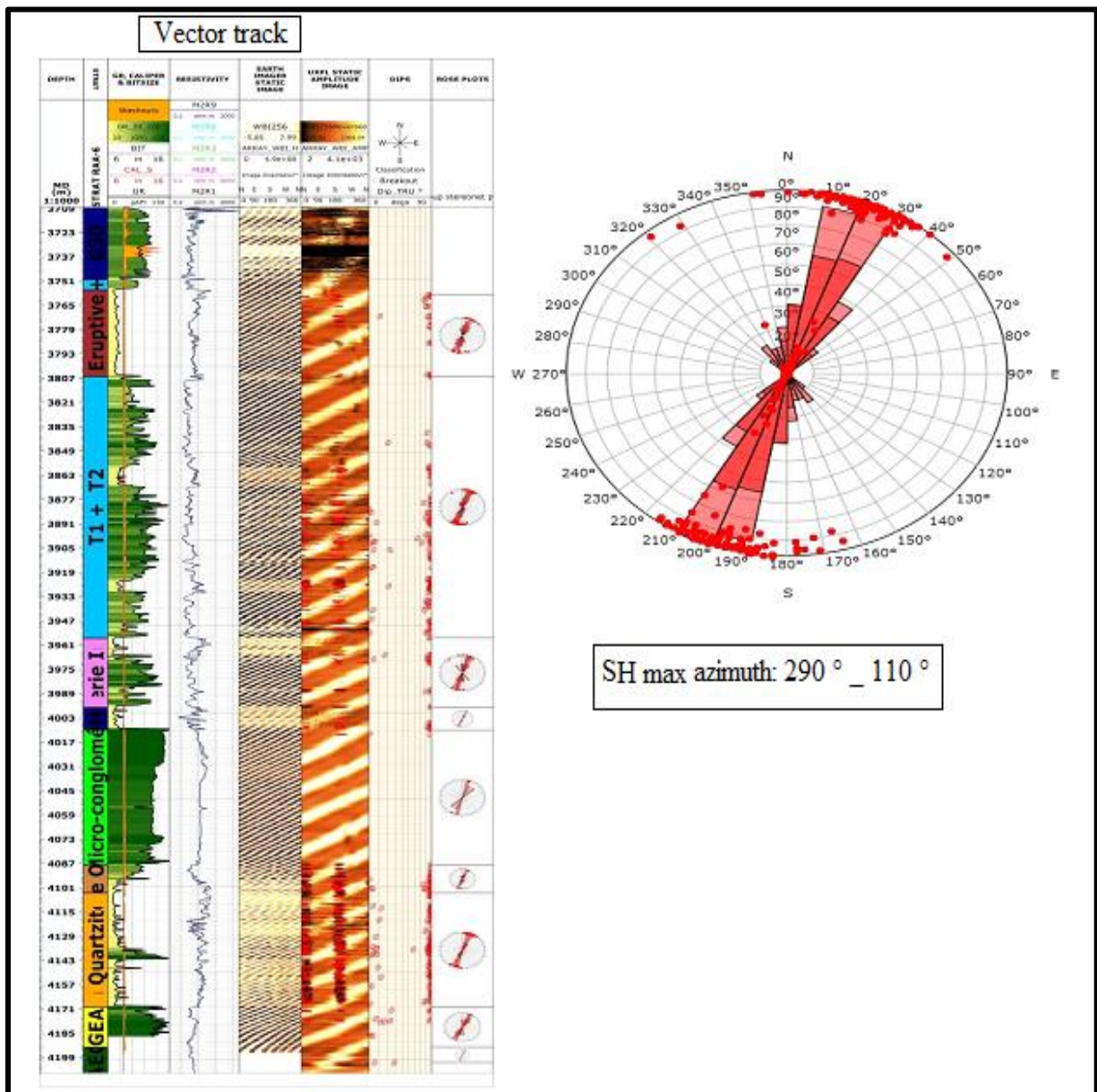


Figure. III. 16. Analyses de Breakout (SH/DP/HMD).

III. 7. CONCLUSION

Au terme de l'analyse des images UBI enregistrées dans le puits RAA-3, les points suivants sont à retenir :

- Un pendage structural, constant vers le NE ($3,4^{\circ}\text{N}55,6^{\circ}$) pour tout l'intervalle d'étude.
- Dans ce puits, un total de 14 fractures résistives a été interprété à travers la section étudiée. Les fractures ont une direction de frappe NE-SW.
- Aucune faille n'a été identifiée dans ce puits.
- Ce puits est vertical et la direction de la contrainte horizontale in situ minimale (σ_h) correspond à la direction des éruptions de forage, qui est NE-SW. La direction de la contrainte horizontale maximale in situ actuelle (OH) correspond à la perpendiculaire du minimum direction de contrainte (σ_h) qui est NO-SE.
- L'intervalle fracture le plus élevé a été observé sur l'intervalle 4114m-4116m.

Pour le puits RAA-4 :

- De nombreuses fractures ouvertes ont été identifiées sur la quasi-totalité de l'intervalle d'étude.
- Aucune faille n'a été identifiée dans ce puits.
- L'orientation des Breakouts NNE-SSO, ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée Ouest-Nord-Ouest (ONO).

Pour le puits RAA-5 :

- De nombreuses fractures ouvertes ont été identifiées sur la quasi-totalité de l'intervalle d'étude.
- Aucun n'a été identifié dans ce puits.
- L'orientation des éruptions le long de la majeure partie de la direction WWN-SSW, indiquant un stress horizontal maximal orienté WNW-ESE.

Pour le puits RAA-6 :

- Un pendage structural deux zones sont délimitées azimuth estimé pour chacune 0,4 / 11 ° et 2,6 ° / 210 °.
- Aucune faille n'a été identifiée dans ce puits.
- L'orientation des Breakouts NNE-SSO, ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée WNW-ESE.

A partir des quatre (04) Puits on conclure que:

- L'analyse statistique des fractures montre un Strike WNW / ESE.
- L'orientation des Breakouts NNE-SSO, ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée WNW-ESE.

CONCLUSION GENERALE

Des études antérieures nous ont permis de déduire plusieurs informations pour bien connaître cette région récemment explorée qui sont Le champ de Rahlet-el- Aouda revient au gisement situé au 600 km Sud-Est de l'Alger et 120 km Nord-Est du champ Hassi Messaoud il observe dans le champ de Rahlet El Aouda Contient deux réservoirs :

- Le réservoir triasique (série inférieure) constitue l'objectif principal.
- Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) constitue l'objectif secondaire.

On la géologique, la zone contient une Lithostratigraphie plus complète surtout au sud de la région qui est moins infectée par l'érosion hercynienne avec une épaisseur importante du silurien atteinte 165 m qui est considéré comme la formation responsable de la production des hydrocarbures et aussi un réservoir non conventionnelle avec plusieurs formations considérées comme des roches réservoir est principalement constitué de grès et d'argile (réservoir argilo-gréseux) telle que la Série Inférieure de Trias et QH et GO dans l'Ordovicien et d'autres formations de couverture constituées essentiellement par évaporitiques (Sel) et Argileux.

Du point de vue structurale, la sub-surface de la zone d'étude structure en Horst et Graben délimitée par des accidents majeurs d'une direction NE-SW, cette structure joue un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures (piège structural) et l'un des raisons pour explorer et implanter les puits dans cette région

L'évaluation pétrophysiques au niveau du réservoir Triasique Série inférieure montre une propriété (perméabilité et porosité) faible à moyen par endroit et bonne dans l'endroit fissuré si pour sa suivre on l'interprétation des ELAN complète des puits on rencontre d'autres possibilités de réservoir surtout dans le nord de la région tel-que le T1+T2 du Trias qui est probablement contient du Gaz et les Grès d'Ouargla qui sont à Hydrocarbures confirmés par le test réalisé dans les puits RAA-2.

A partir de l'analyse de la fracturation par l'imagerie, nous avons pu déterminer les zones fracturées sur les paramètres pétrophysiques.

- L'analyse statistique des fractures montre un Strike WNW / ESE.
- L'orientation des Breakouts NNE-SSO, ce qui indique une contrainte horizontale maximale orientée WNW-ESE.

Les techniques d'acquisition des données de fracturation s'avèrent insuffisantes pour caractériser efficacement les réseaux de fractures naturelles au sein des réservoirs. En effet, les informations sismiques, bien que tridimensionnelles, demeurent incertaines de par leur faible résolution. D'autre part, les données de puits fournissent des renseignements précis mais ponctuels et unidimensionnels.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- **BOUDJEMA A.** (1987)- Evolution structural du bassin pétrolier “triasique” du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse Doct. D’Etat, Univ. P et M. Curie – Paris (France),
- **Logiciel Techlog** version **2013. Schlumberger.**
- **MASTERLOG** des puits RAA, Document **Sonatrach Division Exploration**, HMD.
- **Rapport De l’implantation** des puits. Document **Sonatrach Division Exploration-Production**, HMD.
- **Rapport De l’implantation** des puits. Document **Sonatrach-PED.**
- **WEC (Well Evaluation Conférences)** (2007) + Géologie de l’Algérie" Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.