

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

Department des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Synthèse géologique et pétrophysique en vue de la reprise
du puits RDC-21 en « Short Radius » dans le périmètre
de Rhourde Chegga**

Présenter par :

HASNI Djamila

Devant le jury:

Président : BELKSIER Mohamed Salah

Promoteur : SATOUH Adel

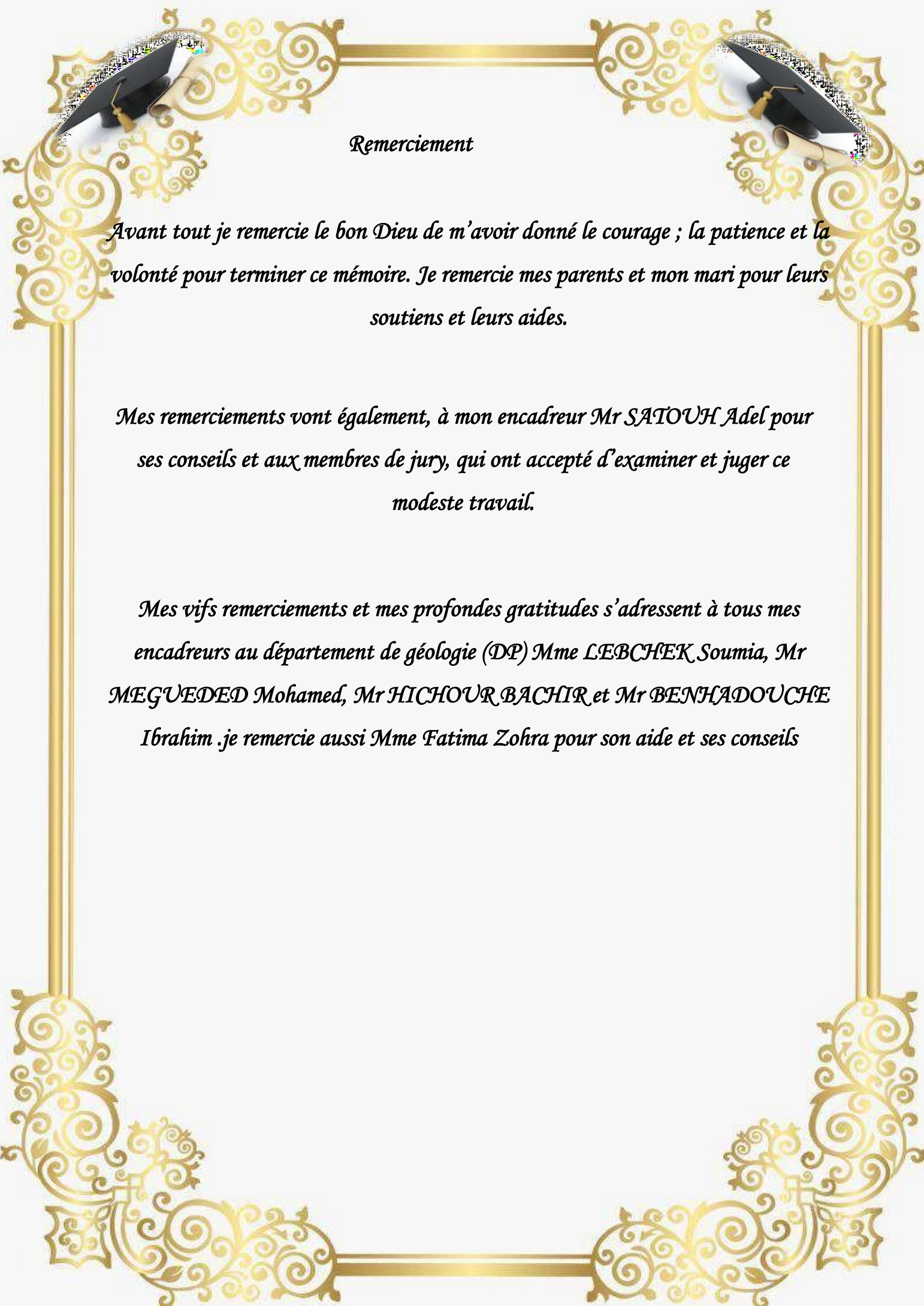
Examineur : BOUSALSAL Boualem

M .C.A Univ. Ouargla

M. C. B Univ. Ouargla

M .C.A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2024/2025



Remerciement

Avant tout je remercie le bon Dieu de m'avoir donné le courage ; la patience et la volonté pour terminer ce mémoire. Je remercie mes parents et mon mari pour leurs soutiens et leurs aides.

Mes remerciements vont également, à mon encadreur Mr SATOUH Adel pour ses conseils et aux membres de jury, qui ont accepté d'examiner et juger ce modeste travail.

Mes vifs remerciements et mes profondes gratitude s'adressent à tous mes encadreurs au département de géologie (DP) Mme LEBCHEK Soumia, Mr MEGUEDED Mohamed, Mr HICHOUBACHIR et Mr BENHADOUCHE Ibrahim .je remercie aussi Mme Fatima Zohra pour son aide et ses conseils

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

A ma très chère mère ainsi qu'à mon père

*A mes frères et mes sœurs « Hamid, Abdou, Issam, Soumia,
Naima et ses enfants Assinette, Bayane, Mohamed et Ahmed »*

*A ma belle-mère, mon beau-père, mes beaux-frères et mes belles sœurs
« Malika, Khadouj, Zohra, Fadila, Wassila et ses filles Kaouther et
Takoua »*

*A l'homme de ma vie Ibrahim. Celui qui a toujours été là pour moi et qui
même dans mes moments les plus difficiles a su faire ressortir une meilleure
moi. A ma moitié avec qui je partage cette vie, pour le meilleur et le pire, deux
êtres une seule âme jusqu'à la fin.*

A Mon petit ange ELBARA

A mes chères amies Amina, Fouzia, Fatima et Sara

SOMMAIRE

REMERCIEMENT

DEDICACE

LISTE DES ABREVIATIONS

RESUME

INTRODUCTION GENERALE..... 1

CHAPITRE I : CADRE GENERAL DE L'ETUDE

Introduction.....	3
I-1. Cadre géographique	3
I-2. Cadre géologique	3
I-3. Cadre stratigraphique	4
I-4. Cadre structural	10
I-5. Aspect pétrolier	11
I-5-1. Roches mères	11
I-5-2. Roches couvertures :.....	11
I-5-3. Les pièges	11
I-5-4. Migration des hydrocarbures	12

CHAPITRE II : MATERIAL ET METHODES 13

Introduction	14
II-1. IMAGERIE.....	14
II-1-1. Définition d'imagerie	14
II-1-2. Les outils d'imagerie utilisés	15
II-1-2-1. Les outils de l'imagerie acoustique.....	15
II-1-2-2. Les outils de l'imagerie électrique	17
II-1-3. Le traitement et correction des images.....	20
II-1-4. Principe de lecture et développement de l'image.....	20
II-1-5. Application de l'imagerie.....	21

II-1-5-1. Interprétation sédimentologique	21
II-1-5-2. Interprétation structurale	22
II-1-5-3. Interprétation des fractures naturelles	24
II-1-5-4. Interpretation des failles.....	26
II-1-5-5. Interprétation des BREAK-OUT	28
II-2. DESCRIPTION DES CAROTTES :.....	29
II-3. CARTOGRAPHIE	30
II-3-1. Présentation du logiciel pétrel	30
II-3-1-1. Utilisation du logiciel pétrel.....	30
II-3-1-2. L’objectif de cartographie	30

CHAPITRE III : ETUDE SHORT RADIUS DU Puits RDC-21

Introduction	32
III-1. Notions sur les puits horizontaux	32
III-2. Les puits short radius.....	33
III-2-1. Intérêt de Short Radius.....	33
III-2-2. Etude des puits candidats	34
III-3. Sélection des puits candidats au short radius	34
III-4. Présentation du puits RDC-21	35
III-4-1. Cadre géographique	35
III-4-2. Cadre géologique	35
III-5. Investigation Géologique	36
III-5-1. Stratigraphie et aspect structural	36
III-5-2. Corrélation lithostratigraphique	38
III-5-3. Description des carottes	41
III-5-4. Interprétation d’imagerie	44
III-5-4-1. Caractéristiques de stratification	44
III-5-4-3. Les breakouts et fractures induites	47

III-5-5. Aspect Réservoir	48
III-5-6. ASPECT PETROPHYSIQUE	49
III-5-6-1. La carte de porosité	51
III-5-6-2. La carte de perméabilité	52
III-5-6-3. La carte de Saturation en eau.....	53
III-5-6-4.Corrélation des profils de porosité	54
III-5-6-5. Corrélation des profils de perméabilité	54
Recommandation	57
Conclusion générale	58
Bibliographie	59

LISTE DES FIGURES

Figure 01 : Localisation géographique du champ RDC	3
Figure 02 : Situation géologique du champ de RDC	4
Figure 03 : Coupe Stratigraphique du champ de RDC	09
Figure 04 : Principe de l'acquisition de l'outil acoustique	16
Figure 05 : Outil CBIL "Circumferential Borehole Imaging Log"	16
Figure 06 : La sonde UBI (Ultrasonique Borehole Imager)	17
Figure 07 : L'outil Earth Imager.....	18
Figure 08 : L'outil OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER)	18
Figure 9: Figure 09: Principe de fonctionnement d'imagerie électrique.....	19
Figure 10: La translation d'un plan 3D vers un plan 2D « puits vertical »	21
Figure 11: Analyse structurale à partir de l'imagerie	23
Figure 12 : Représentation des fractures ouvertes.....	24
Figure 13 : Représentation des fractures cimentées	25
Figure 14 : Représentation des failles.....	26
Figure 15: Images acoustique et électrique en face de différents types de fractures.....	27

Figure 16 : Images amplitude & temps de transit indiquent les Breakouts	28
Figure 17 : carotte N°08 du puits RDC-21 à l'intervalle (3795-3796m).....	29
Figure 18 : Le Carottier	29
Figure 19 : Profil d'un puits horizontal.....	32
Figure 20 : Schéma d'un puits short radius	33
Figure 21 : Carte de localisation du puits RDC21 (champs RDC).....	35
Figure 22 : carte en isobathe au toit du trias T1 (champ RDC).....	36
Figure 23 : Carte en isobathe à la DH (champ RDC).....	37
Figure 24 : Carte en isobathe à la QH (champ RDC).....	37
Figure 25 : Corrélation litho–stratigraphique RDC26/RDC21/WRDC4.....	39
Figure 26 : Corrélation litho –stratigraphique RDC19/RDC21.....	40
Figure 27 : Photo 360°de carotte N°03 du puits RDC-21 (3728-3729m)	41
Figure 28 : Photo 360°de carotte N°04 du puits RDC-21 (3739-3740m)	42
Figure 29 : Photo 360°de carotte N°05 du puits RDC-21 (3753-3754m)	42
Figure 30 : Photo 360°de carotte N°06 du puits RDC-21 (3769-3770m)	43
Figure 31 : stratifications bien définies dans l'intervalle (3 587 m-3 589 m)	44
Figure 32 : Fractures résistives définies comme des fractures ouvertes et des fractures mixtes définies comme des fractures partiellement ouvertes.....	45
Figure 33 : Fractures de faible amplitude définies comme des fractures ouvertes.....	46
Figure 34 : Stéréonet de toutes les fractures sélectionnées, montrant la direction	46
Figure 35 : Les breakouts	47
Figure 36 : Projection stéréographique avec histogramme d'azimut (en miroir), illustrant l'orientation de l'ensemble des breakouts interprétés à partir de l'imagerie de paroi.....	47
Figure 37 : Trend map Trias T1b montre la direction des chenaux (ou' on devra trouver le maximum de dépôts gréseux).....	48
Figure 38 : Élan d'interprétation du réservoir T1 dans le puits RDC-21	49
Figure 39 : carte de distribution des électrofaciès du Trias T1.....	50
Figure 40 : Carte de porosité du Trias T1 (champ RDC)	51
Figure 41 : Carte de perméabilité du Trias T1(champ RDC)	52
Figure 42 : Carte de saturation en eau(SW) du Trias T1(champ RDC)	53
Figure 43 : Corrélation entre les puits RDC26, WRDC4 et le puits RDC21 montrant la répartition de la porosité effective et la perméabilité du réservoir T1.....	55

Figure 44 : Corrélation entre le puits RDC19 et le puits RDC21 montrant la répartition de la porosité effective et la perméabilité du réservoir T1.....	56
Figure 45 : Carte de direction de nouveau profil SR.....	57

LISTE DES ABREVIATIONS

HMD : Hassi Messaoud

RDC : Rhourde Chegga

QH : Quartzite d'El Hamra GEA : Le Grés d'El Atchane

AEG : Argile d'El Gassi

DH: La discordance hercynienne

VS: La section verticale

SH : La section horizontale

Sw : La saturation en eau

TD : C'est la profondeur réelle des tops de formations dans le forage vertical

TVD : C'est la profondeur verticale réelle pour les puits horizontaux et /ou en short radius

mD : Milli darcy

SLB : La société Schlumberger

SR : Short Radius

KOP : Le point de déviation (kickoff point)

OBMI : Un outil d'imagerie (Oil based mud imager)

UBI : Un outil d'imagerie (Ultra-sonic borehole imager)

Résumé

Le présent travail s'inscrit dans le cadre de l'optimisation de la production du puits RDC-21, situé dans le champ pétrolier de Rhourde Chegga, au Sud-Est de l'Algérie. En raison de sa faible productivité, le puits a fait l'objet d'une étude approfondie visant à proposer une solution de récupération par forage horizontal (Short Radius).

Les analyses géologiques, structurales et pétrophysique ont identifié le réservoir Trias T1 comme cible idéale, grâce à ses propriétés favorables notamment la porosité, perméabilité et saturation en eau faible. La technique proposée vise à optimiser la productivité du puits en

Abstract

This work is part of a production optimization approach for the RDC-21 well, located in the Rhourde Chegga oil field in southeastern Algeria. Due to its low productivity, the well was the subject of a detailed study aimed at proposing a recovery solution using short-radius horizontal drilling.

Geological, structural, and petrophysical analyses identified the Triassic T1 reservoir as the ideal target, thanks to its favorable properties, including good porosity, adequate permeability, and low water saturation. The proposed technique aims to improve well productivity by maximizing

ملخص

يأتي هذا العمل في إطار تحسين إنتاج بئر RDC-21 الواقع في حقل رورد الشغا النفطي في جنوب شرق الجزائر. وبسبب انخفاض إنتاجيته، كان البئر موضوع دراسة معمقة يهدف إلى اقتراح حل للاسترداد عن طريق الحفر الأفقي (نصف القطر القصير). حددت التحاليل الجيولوجية والبنوية والبتروفيزيائية خزان الترياسي T1 كهدف مثالي، وذلك بفضل خصائصه الملائمة بما في ذلك المسامية والنفاذية وانخفاض تشبع المياه. تهدف التقنية المقترحة إلى تحسين إنتاجية البئر من خلال تعظيم الاتصال بالمناطق المشبعة بالهيدروكربونات مع تجنب المناطق المشبعة بالمياه.

INTRODUCTION GENERALE

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures constituent un enjeu stratégique majeur pour les pays producteurs comme l'Algérie. Une compréhension approfondie des structures géologiques, des propriétés pétrophysiques des réservoirs, ainsi que du comportement des puits, est une étape fondamentale pour l'exploitation optimale des ressources pétrolières.

Le champ de Rhourde Chegga, situé dans la région Sud-Est de l'Algérie, fait partie intégrante de la plateforme saharienne, riche en gisements d'hydrocarbures. Ce champ, constitué une tectonique complexe et marqué par une histoire géologique mouvementée, contient des réservoirs situés principalement dans les formations triasiques et paléozoïques, notamment les Quartzites d'El Hamra et le Trias T1. Le puits RDC21, foré en 2017 dans le cadre du développement de ce champ, a montré des indices de faible productivité, rendant nécessaire une réévaluation en vue de reprendre en forage directionnel de type short radius.

Ce travail s'inscrit dans cette perspective, avec pour objectif principal de réaliser une synthèse géologique et pétrophysique détaillée afin d'optimiser la réentrée du puits RDC21. L'étude s'appuie sur l'analyse des données stratigraphiques, structurales et pétrophysiques disponibles, ainsi que sur l'interprétation des imageries de puits, dans le but d'identifier les zones à fort potentiel et d'orienter efficacement la trajectoire du forage.

À travers de ce travail, il s'agit de proposer une solution technique visant à améliorer la productivité du puits en ciblant précisément les unités réservoirs les plus favorables, en tenant compte des contraintes géologiques et opérationnelles.

CHAPITRE I

CADRE GENERAL DE L'ETUDE

INTRODUCTION

Le gisement de Rhourde Chegga constitue l'un des principaux réservoirs du bassin de Hassi Messaoud. Son développement est le résultat d'une histoire géologique complexe, caractérisée par l'intervention de processus tectoniques qui ont joué un rôle déterminant dans la structuration de la région. Ce site est situé à proximité de la structure Djamaa-Touggourt, s'étend vers la dépression de Ghadamès à l'Est, et délimité au Sud par la frontière d'Oued Mya.

I-1. Cadre géographique

Le gisement de Rhourde Chegga est situé dans le bloc 433, à une trentaine de kilomètres au Nord-Est de champ de Hassi-Messaoud, **(Figure 01)**, il se situe à 680 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à environ 300 Km du gisement de gaz à condensât de Hassi R'Mel.

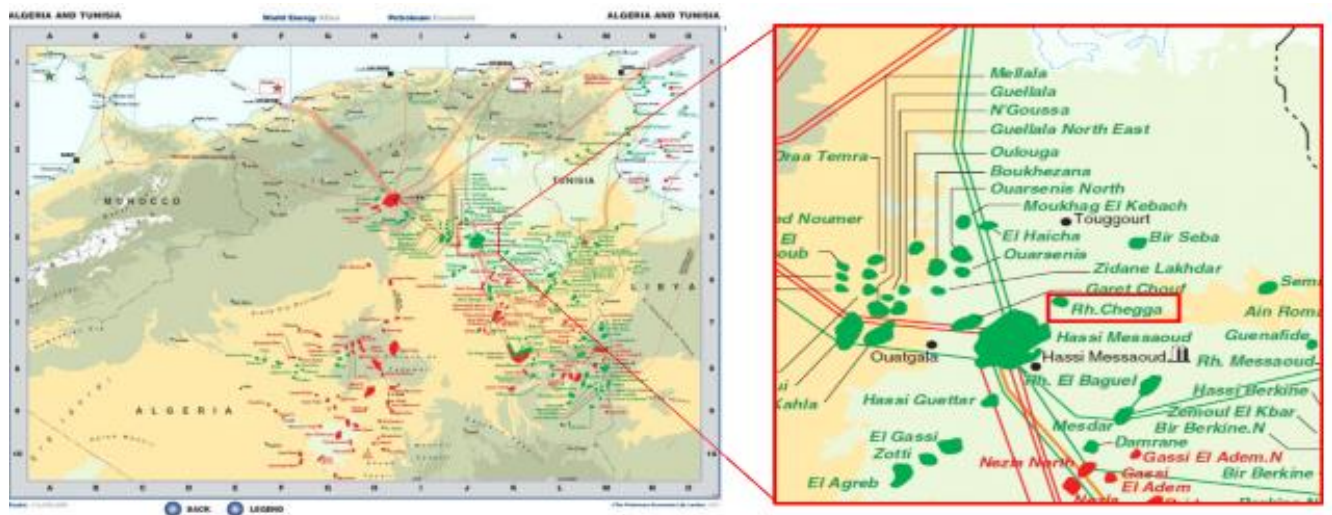


Figure 01 : Localisation géographique du champ RDC

I-2. Cadre géologique

La région de Rhourde Chegga se situe dans le prolongement Nord de l'axe positif d'Amguid El Biod, élément tectonique majeur de direction subméridienne, actif tout au cours de l'histoire géologique avec une série paléozoïque profondément érodée par la discordance hercynienne. Notre champ est limité **(Figure 02)** :

- Au Nord par la structure D'jamaâ-Touggourt.
- A l'Est, par la dépression de Ghadamès.
- A l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.
- Au sud, par le horst d'Amguid

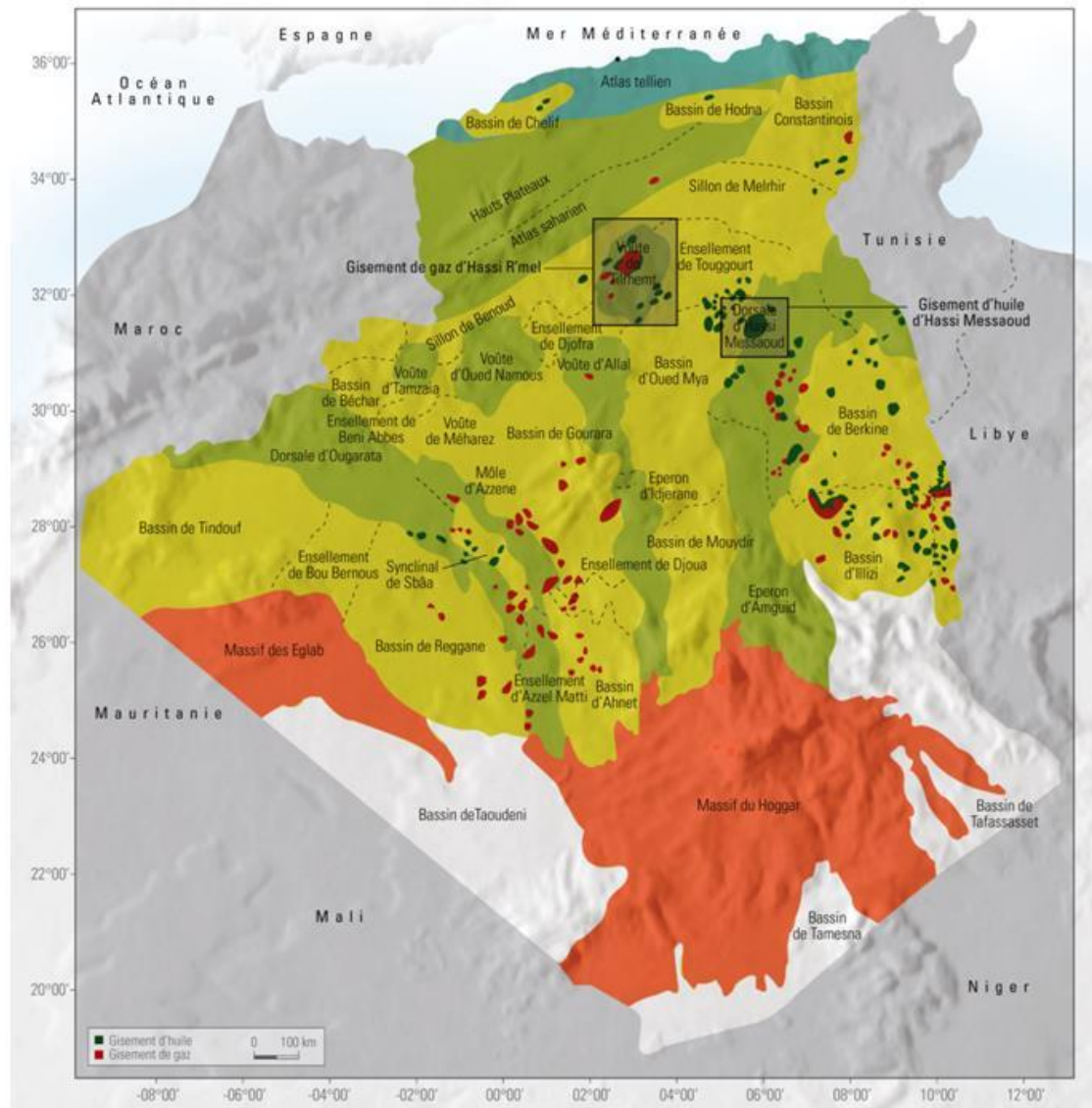


Figure 02 : Situation géologique du champ de RDC

I-3. Cadre stratigraphique

Le champ pétrolier de Rhourde Chegga est situé dans la province triasique, cette dernière représente un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plateforme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque seront affectés à la fois par deux phases d'érosion majeures :

- ✓ La discordance Taconique qui sépare l'Ordovicien basal de l'Ordovicien sommital
- ✓ La discordance hercynienne qui érode les dépôts paléozoïques (au Viséen-Permien) jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien.

Les formations du Trias par les quelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur les couches du Cambro-ordovicien. De ce fait, la région est très complexe du point de vue structural et stratigraphique vue les nombreuses phases tectoniques subies et l'intensité de l'érosion hercynienne.

En ce qui concerne le remplissage, on distingue de la base au sommet : **(Figure 03)**

➤ **Le socle**

Le socle est présent aux environs de 4000 mètres de profondeur. Il est constitué de terrains méta-sédimentaires traversés par de nombreuses intrusions magmatiques (elles sont formées essentiellement de granite porphyroïde rose).

➤ **L'Infracambrien**

L'Infracambrien est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée. Elle est constituée par des grès argileux rouges.

➤ **Le Paléozoïque :**

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle (discordance panafricaine).

De la base au sommet on distingue :

- **Le Cambrien** : Le Cambrien est constitué essentiellement de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argileux et micacés.

- **L'Ordovicien** : L'Ordovicien débute par une transgression marine qui marque la fin des dépôts « continentaux » et se termine par une période glaciaire. De nombreux fossiles ont été rencontrés. Il est constitué d'alternance de formations gréseuses et argileuses. Son épaisseur totale moyenne est de 550m, il n'est productif que dans de rares endroits de la province triasique. Il est subdivisé de bas en haut par les formations suivantes :

- **Les Argiles d'El Gassi** : Les argiles d'El Gassi présentent une épaisseur moyenne d'environ 50 mètres. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée renfermant une faune (Graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins.

- **Les Grès d'El Atchane** : La formation des grès d'El Atchane dont l'épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres, est représentée par un grès quartzitique blanc à gris avec quelques passées d'argiles grises silteuses.
- **Les Quartzites d'El Hamra**: Les quartzites d'El Hamra, dont l'épaisseur varie de 12 à 75 mètres, représentent l'une des formations réservoirs. Il s'agit essentiellement de grès quartzitiques blancs avec des rares passées d'argiles

- **Les Grès d'Ouargla** : Les grès d'Ouargla dont l'épaisseur moyenne est de 26 mètres, sont constitués de grès gris blanc, verdâtre et beige. Ce sont des grès fins à moyens, finement micacé avec des passées d'argiles noires.
- **Les Argiles micro-conglomératiques** : Les Argiles micro-conglomératiques dont l'épaisseur varie de 8 à 12 mètres, de couleur grise à noire. Ces argiles sont micacées, avec de nombreux grains de quartz arrondis et du nodule pyriteux.

➤ **Le Mésozoïque :**

- **Le Trias** : Le Trias de Rhourde Chegga est constitué de 7 unités lithostratigraphiques principales qui reposent en discordance sur les formations ordoviciennes (Sonatrach, PED).
- **Grès de RDC** : Les grès de RDC est une formation essentiellement gréseuse dont l'épaisseur change d'un puits à un autre. Elle varie entre 2 à 20 mètres. Ces grès sont de couleur gris à gris-vert, moyen à ciment silico-argileux et moyennement dur. Localement il peut être friable ou complètement compact.
- **Roche éruptive** : Les roches éruptives existent dans tous les puits du champ, elles présentent une épaisseur qui varie entre 60 et 80m. Elles sont constituées essentiellement de roches andésitiques, de couleur grise à gris-vert, présentant des cristaux d'olivine et des filons de calcite. Ces roches sont intercalées par des niveaux argileux métriques, brun à brun-rouge.
- **La série inférieure argileuse** : La série inférieure argileuse est constituée surtout d'argiles brunes à brun-rouge. Son épaisseur varie entre 10 et 30 mètres, parfois on note la présence d'un banc dolomitique millimétrique (3 à 5m). La base de cette série est gréseuse.
- **Trias T1**: Le Trias T1 sont des alternances de grès gris-blanc, fin à moyen à ciment silico-argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris-verdâtre.

L'épaisseur moyenne de cette formation est de 50 m.

- **Trias T2** : Le Trias T2 représente un niveau dolomitique d'environ 10 m d'épaisseur.
- **Trias argileux (G30)** : Le Trias argileux (G30) est représenté par une formation argileuse, localement silteuse et salifère dont l'épaisseur moyenne est de 25 m.
- **Trias salifère (G20)** : Le Trias salifère (G20) est représenté par un sel massif blanc avec des passées d'argiles brun rouge dont l'épaisseur moyenne est de 100 m.

• **Le Jurassique :**

- **Le Lias** : L'épaisseur moyenne du Lias est de 300 mètres. Il est subdivisé en plusieurs unités lithologiques :
 - **Le Lias dolomitique (LD3)** : Le Lias dolomitique dont l'épaisseur moyenne est de 30 mètres. C'est un calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles brunes rouges anhydritique.
 - **Le Lias Salifère (LS2)** : Le Lias Salifère dont l'épaisseur moyenne est de 65 mètres. C'est un sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques
 - **Le Lias dolomitique (LD2)** : Le Lias dolomitique dont l'épaisseur moyenne est de 55 mètres. Il est constitué d'alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise ou beige vacuolaire.
 - **Le Lias salifère (LS1)** : Le Lias salifère dont l'épaisseur moyenne est de 95 mètres est constitué d'alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise, et d'argile à anhydrite ou dolomitique.
 - **Le Lias dolomitique (LD1)** : Le Lias dolomitique dont l'épaisseur moyenne est de 75 mètres est constitué d'alternance d'anhydrite et de dolomie.
- **Le Dogger** : Le Dogger est subdivisé en deux (02) formations :
 - **Le Dogger lagunaire (120 m)** : Le Dogger lagunaire est une l'alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, de marne et de dolomie argileuse.
 - **Le Dogger argileux (9 m)** : Le Dogger argileux est une série d'argiles brun-rouge à fines épaisseur moyenne de 225 mètres. Il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.
- **Le Crétacé** :
 - **Le Néocomien (220 m)** : Le Néocomien est constitué à la base par des grès avec quelques passées d'argiles et au sommet par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.
 - **Le Barrémien (275 m)** : Le Barrémien est formé de grès fins à moyens, carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.
 - **L'Aptien (30 m)** : L'Aptien est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre « calcarodolomitique » qui représente un bon repère sismique.

- **L'Albien** (350m) : L'Albien est constitué de grès et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il constitue une immense nappe aquifère.
 - **Le Cénomani** (160 m) : Le Cénomani est représenté par une alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomani-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.
 - **Le Turonien** (115 m) : Le Turonien est composé par une alternance de dolomie grise et de calcaire beige, blanc dur parfois crayeux, avec de fines passées de marnes grises.
 - **Le Sénonien** : Le Sénonien est subdivisé en trois unités :
 - **Le Sénonien salifère** (140 m) : Le Sénonien salifère est constitué de sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argile grise tendre légèrement dolomitique et salifère.
 - **Le Sénonien anhydritique** (205 m) : Le Sénonien anhydritique est une alternance d'anhydrite blanche et de dolomie gris-clair, gypsifère, de marnes gris-clair dolomitique.
 - **Le Sénonien carbonaté** (105m) : Le Sénonien carbonaté est représenté par des calcaires fossilifères blancs, souvent dolomitiques avec présence de passées de marne gris-clair dolomitique.
- **Le Cénozoïque** :
- **L'Eocène** : L'Eocène, dont l'épaisseur moyenne est de 122 m, est constitué de dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.
 - **Le Mio-Pliocène** : Le Mio-Pliocène est représentée par une épaisseur de l'ordre de 240 m. Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et de marnes sableuses.

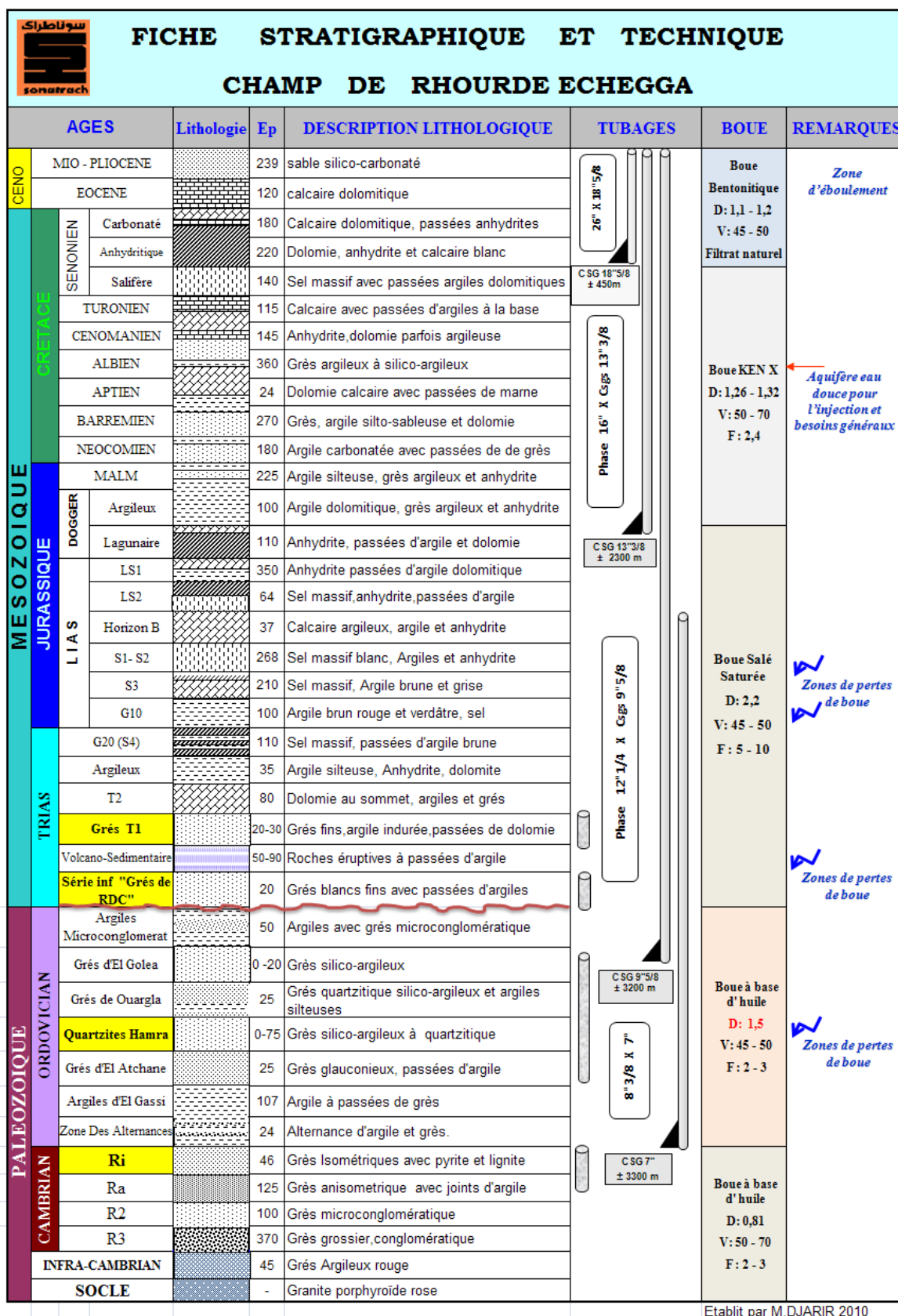


Figure 03 : Coupe Litho-Stratigraphique du champ de RDC

I-4. Cadre structural

Sur le plan structural, le champ RDC à une structure orientée NE-SW, c'est le résultat de l'action sur un substratum fracturé, plissé et érodé, et sur la couverture sédimentaire de plusieurs phases tectoniques qui peuvent être soit distensives, soit compressives. Celles-ci sont souvent en relation avec les mouvements relatifs des plaques lithosphériques issues de la désintégration de la Pangée à partir du Trias.

La phase Hercynienne :

La phase hercynienne semble avoir engendrée les plus importants mouvements qu'a connus la plateforme saharienne. Elle est essentiellement compressive (Boudjema, 1987). Le résultat est une surrection importante des terres du Paléozoïque suivie d'une érosion intense sur les axes NE-SW (Beicip, 1975). Elle est divisée en mouvements précoces et majeurs (Paléozoïque terminal).

Les mouvements hercyniens précoces : ont en général une influence sur la sédimentation dans la région orientale (Illizi), on remarque aussi l'individualisation de certaines structures appuyées sur des accidents orientés Nord-Ouest– Sud-Est.

Les mouvements hercyniens majeurs : ont par contre joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate-forme saharienne et dans la distribution des roches réservoirs. Le résultat est bien visible sur l'écorché pré-mésozoïque de la région de Hassi Messaoud et sa périphérie (Rhourde Chegga) (WEC 2007).

Le champ de RDC est affecté par des failles sub-verticales orientées NE-SW à N-S, elles ont probablement été initiées pendant l'Orogénie hercynienne. Les failles soient s'achèvent vers le haut à la discordance Hercynienne ou s'étendent dans les formations Triasiques en raison de la réactivation tectonique. La principale faille orientée N-S, qui plonge vers l'ouest et délimite la structure à l'est, représente une faille inverse qui est probablement le résultat de la réactivation d'une faille normale. Le mouvement inverse de cette faille semble avoir provoqué le repliement des sections triasiques et paléozoïques et, par conséquent, la formation d'une structure anticlinale douce N-S, plus prononcée vers le sud, là où cette faille majeure a été cartographiée. A l'ouest de la faille principale orientée N-S, une autre faille avec le même déplacement, mais plus court, a été interprétée, cette dernière traverse la section Triasique et une partie du Paléozoïque et limite la structure RDC à l'est. Loin du nord, là où les deux failles (N-S) conjuguées s'arrêtent, la fermeture structurale du champ RDC est assurée par le pliage, qui résulte de la compression tectonique suite à la réactivation et à l'inversion d'une faille normale. Une autre structure anticlinale, orientée NE-SW, est visible au nord-ouest du puits RDC-2.

Cet anticlinal est le résultat d'une réactivation et d'une inversion de la faille normale majeure NE-SW, en coupant la section paléozoïque et en étant tronquée à la déconcepte Hercynienne.

I-5. Aspect pétrolier

I-5-1. Roches mères

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

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

La matière organique est de nature amorphe, la présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et donc son apport pétrolier.

Actuellement, on peut dire qu'après la dismigration des hydrocarbures générés au Paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'ouest (dans le bassin d'Oued Mya), au sud-ouest (bassin de Moydir) et à l'est (bassin de Guadames).

I-5-2. Roches couvertures :

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âge Triasique ou Jurassique. La série inférieure (roches éruptives) du Trias assureront l'étanchéité pour les grès de RDC

I-5-3. Les pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères ; Et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A. PERRODON. 1985). Il existe trois types de pièges.

- **Les pièges structuraux :**

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux.

- **Les pièges stratigraphiques**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable ; tels que les lentilles gréseuses les biseaux etc.

- **Les pièges mixtes**

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphique, comme par exemple les pièges contre failles.

Au niveau De Nord- Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de types stratigraphiques et structuraux. ; (Mixtes).

I-5-4. Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins Oued Mya à l'ouest et Ghadamès / Illizi à l'Est.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grès triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

CHAPITRE II : MATERIEL ET METHODES

Introduction :

La réalisation d'une synthèse géologique et pétrophysique en vue de la reprise des puits en short radius nécessite l'utilisation des différents outils et techniques pour optimiser la production des hydrocarbures tels que :

- L'imagerie des parois des puits.
- Description des carottes.
- Cartographie

II-1. IMAGERIE**II-1-1. Définition d'imagerie :**

En effet l'imagerie acoustique et électrique a fait un pas considérable dans le domaine de la reconnaissance des formations en sub-surface tout en apportant des réponses aux questions qui bien souvent ont fait l'objet des polémiques dans l'interprétation des milieux de dépôts.

Cet apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche dans le domaine de la fracturation. La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour une fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données des carottes (imagerie de surface).

Comparées aux diagraphies classiques, l'imagerie se base sur la multiplication des mesures dans le même endroit et en un temps réduit ; ce qui lui permet d'offrir une information détaillée de toute la paroi (couverte par fois jusqu'à 100%).

Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au Top du trou dans un puits horizontal.

L'imagerie est indispensable pour :

- La représentation complète du trou par image 360°.
- La détermination de pendage structural et sédimentaire.
- La détection des fractures et les failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- La détermination de la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.
- Fournit des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salée et une boue à base d'huile.
- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.
- La détermination des Paléo-contraintes.

II-1-2. Les outils d'imagerie utilisés :

Les outils d'imagerie de forage 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 principalement se répartissent en deux catégories : les outils d'imagerie de résistivité et acoustique.

II-1-2-1. Les outils de l'imagerie acoustique.

Outils d'imagerie acoustique utilisent un transducteur piézoélectrique à rotation rapide pour émettre une impulsion sonore à haute fréquence ciblée de 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 et l'amplitude réfléchie est mesurée à de nombreux azimuts à l'intérieur du puits de forage pour une profondeur donnée. Ces données sont ensuite traitées dans 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 disponible, certains des outils les plus courants sont le CBIL (BAKER ATLAS), UBI (SLB) et CAST-V (Halliburton).

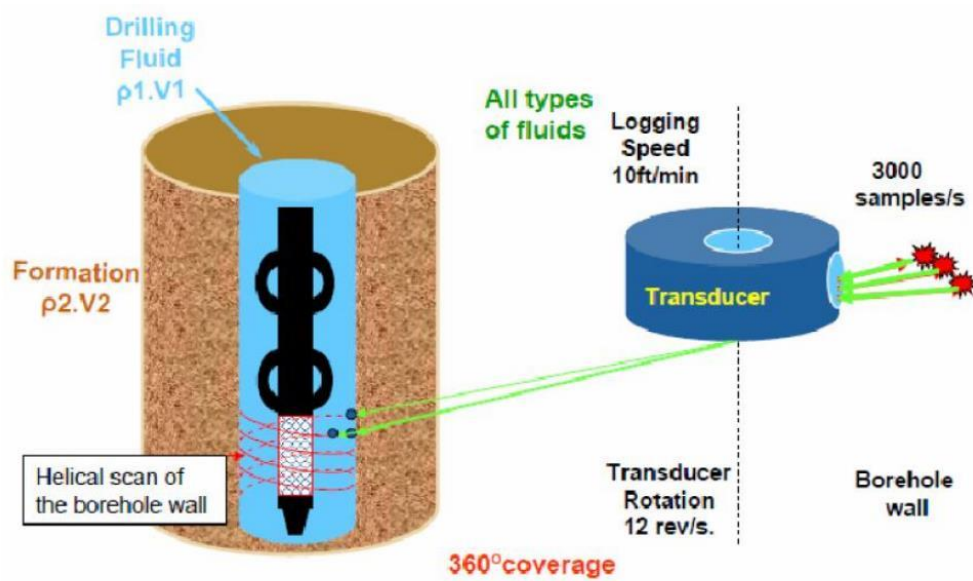


Figure 04 : Principe de l'acquisition de l'outil acoustique (document Baker Hughes)

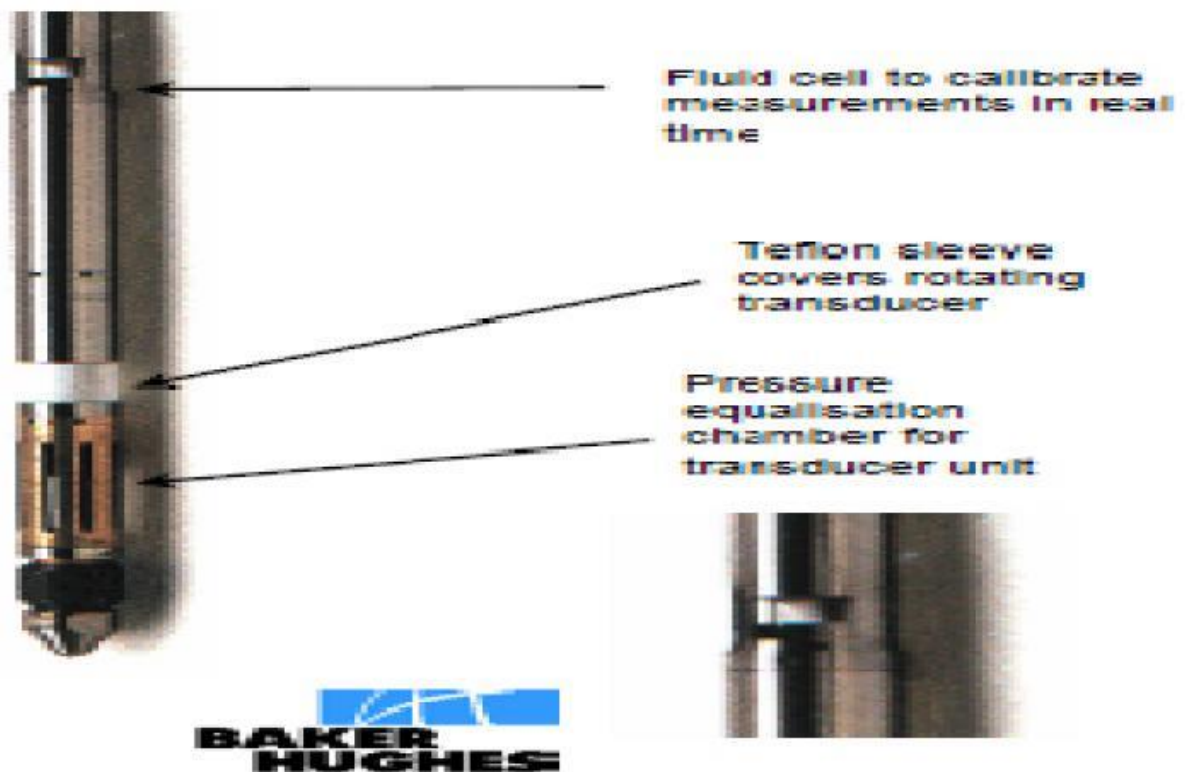


Figure 05 : Outil CBIL "Circumferential Borehole Imaging Log" (document Baker Hughes)

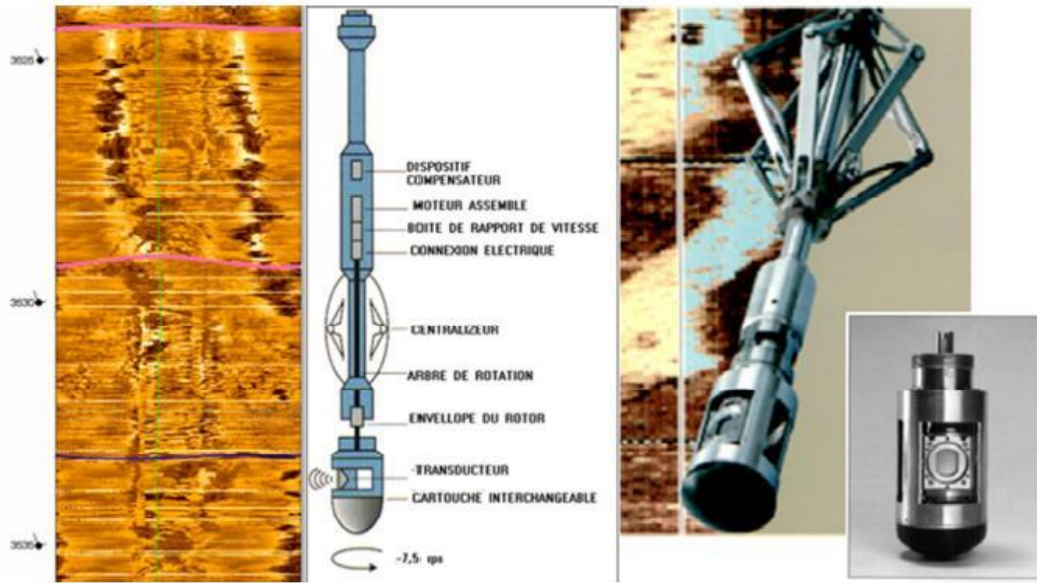


Figure 06 : La sonde UBI (Ultrasonique Borehole Imager) (Document Schlumberger).

II-1-2-2. Les outils de l'imagerie électrique

Dans l'imagerie de micro-résistivité, la stratification, le clivage, les fractures et les failles apparaissent comme des anomalies conductrices ou résistif 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.

Alors que les plans de stratification sont délimités comme des zones de changements perceptibles de résistivité, les plans de clivage se produisent aussi sombre, des lignes régulières espacées transversal de ces planes. Les fractures naturelles sont aussi visualisées, pourvu d'existence d'un contraste de résistivité entre la rupture et la formation ou la roche change de structure au niveau du plan de la fracture.



Figure 07 : L'outil Earth Imager (Document Baker Hughes).



Figure 08 : L'outil OBMI (OIL-BASE MICRO IMAGER)

- **Principe de fonctionnement :**

L'imagerie fonctionne à partir des principes physiques, pour l'imagerie sonore, la propagation des ondes acoustiques à travers la roche, et l'enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchie, et pour l'imagerie électrique, elle mesure la mesure de la micro-résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

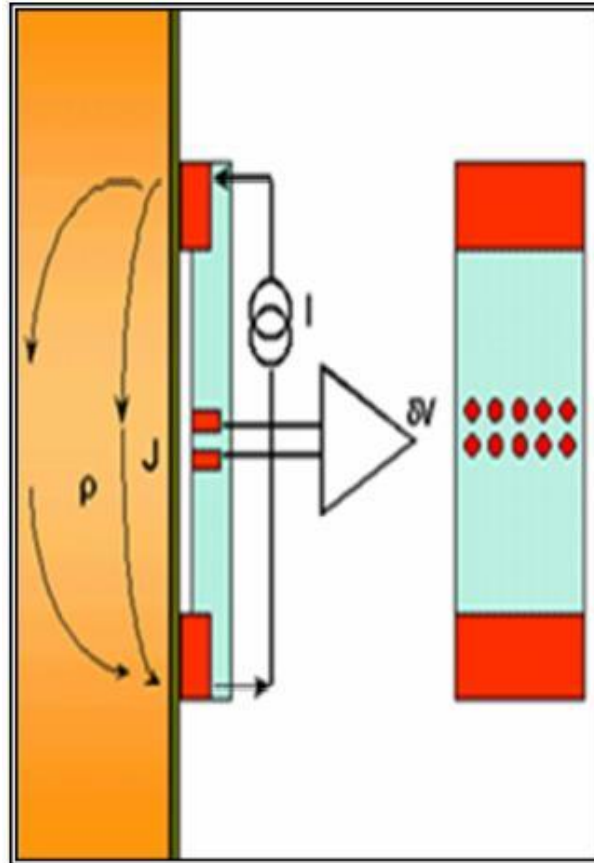


Figure 09: Principe de fonctionnement d'imagerie électrique.

II-1-3. Le traitement et correction des images

Avec l'émergence des outils d'imagerie électrique, il est devenu nécessaire pour la première fois d'appliquer un traitement ('Processing') des images pour en améliorer la qualité, obtenir de bons contrastes et éliminer au maximum les artefacts.

En effet, cette opération aide la correction et Pour reproduire les objets géologiques détectés dans leur forme primitive et pour calculer le pendage réel des surfaces traversant le puits, les données brutes acquises doivent être corrigées de l'influence des facteurs tels que les variations de vitesse d'enregistrement, les décalages en profondeur, les électrodes ne fonctionnant pas, l'intensité du courant (EMEX), les changements de diamètre du trou et la rotation de la sonde dans le trou (Serra & Serra,2000).

Les images sont orientées en utilisant les données de l'accéléromètre et du magnétomètre enregistrées par une cartouche d'inclinométrie.

L'accéléromètre triaxial donne les données nécessaires pour les corrections de vitesse et l'alignement des courbes pour générer les images.

II-1-4. Principe de lecture et développement de l'image

Les événements géologiques rencontrés dans un puits influent différemment sur les caractéristiques de l'onde acoustique émise par l'outil d'imagerie. De ce fait, on peut, à partir d'une image enregistrée au fond d'un puits, tirer plusieurs informations, d'ordre lithologique et structural, afin de mieux connaître l'environnement rencontré par le forage.

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

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace ; ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions. Ce développement se fait selon le schéma illustré dans la (**Figure 10**).

Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite.

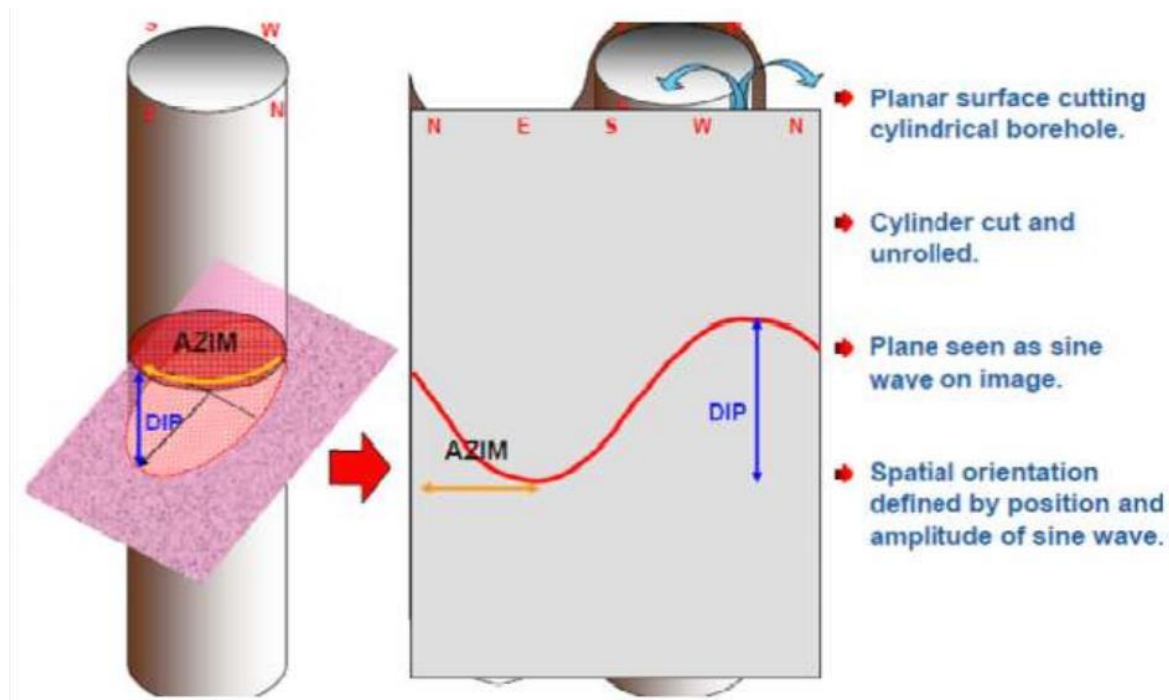


Figure 10: La translation d'un plan 3D vers un plan 2D « puits vertical »

II-1-5. Application de l'imagerie:

II-1-5-1. Interprétation sédimentologique:

L'interprétation sédimentologique s'appuie largement sur la description des faciès sédimentaires, qui associe des critères lithologiques et paléontologiques à la géométrie des structures sédimentaires. Ces critères participent à l'interprétation de l'origine du sédiment, de l'âge, du milieu et du mécanisme de son dépôt. Les associations de faciès et leurs successions verticales et latérales permettent l'interprétation en termes d'environnements de dépôts.

II-1-5-2. Interprétation structurale:

IL existe deux types de structures tectoniques :

- **Les structures tectoniques induites** : Essentiellement des break-outs sont représentées par des élargissements de la paroi du trou du puits
- **Les structures tectoniques naturelles** : sont des fractures ouvertes, partiellement ouvertes, cimentées et des failles.

1. Les fractures naturelles

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

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

2. 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 (s_H -max), ce qui signifie qu'ils sont en extension.

L'orientation de la contrainte horizontale minimale (s_H -min) est bien identifiée à partir des Breakouts et peut être utilisé pour définir l'orientation préférentielle de la fracture . En dehors de cela, fracture induite, bien sûr, ne sont jamais minéralisée et ne causent jamais un décalage de stratification. [M.H. Rider, 2002]

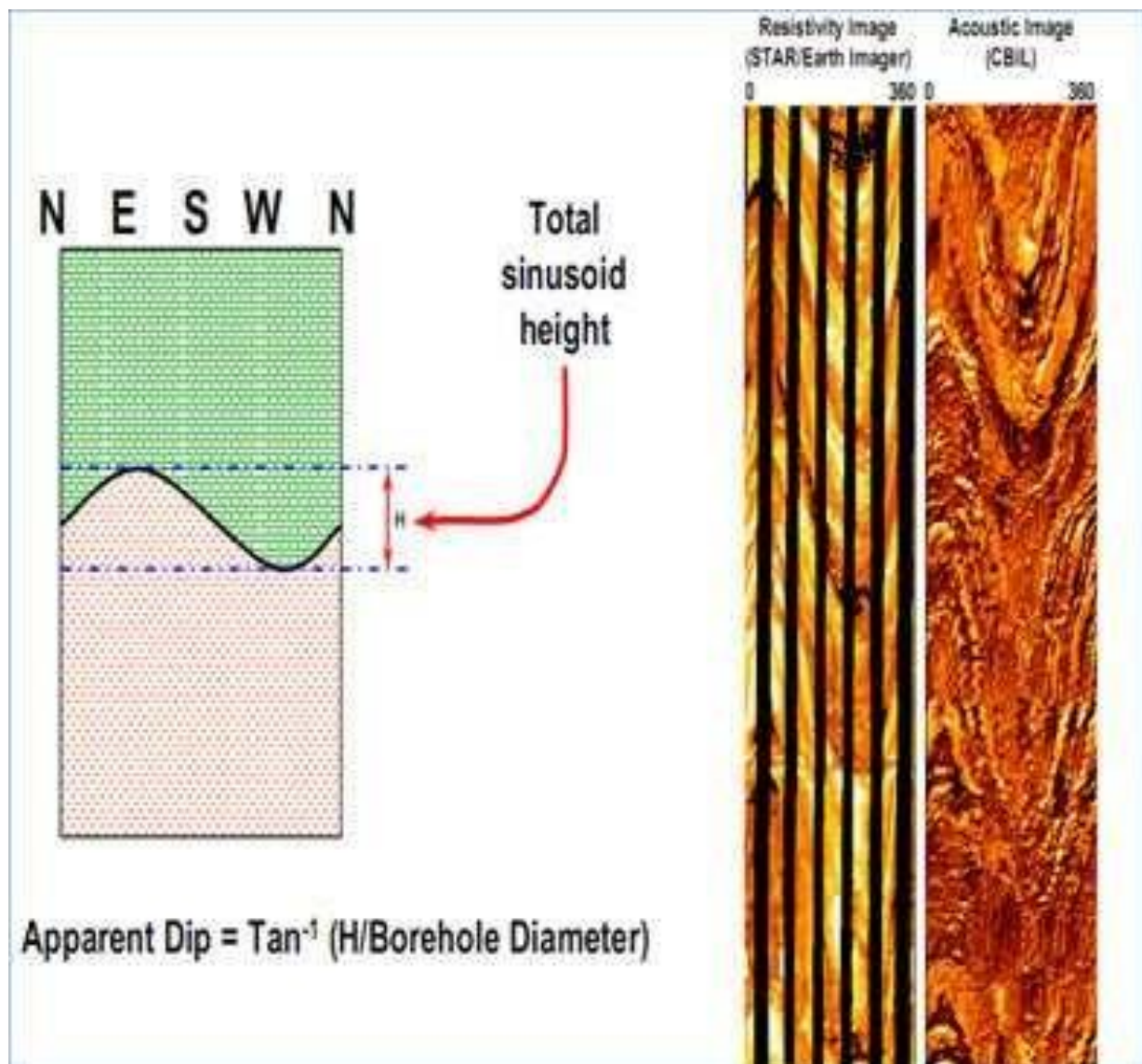


Figure 11: Analyse structurale à partir de l'imagerie

II-1-5-3. Interprétation des fractures naturelles:

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

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales, l'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'image ; si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal mais, si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un puits vertical et forte dans un puits horizontal. Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures cimentées ont une couleur claire.

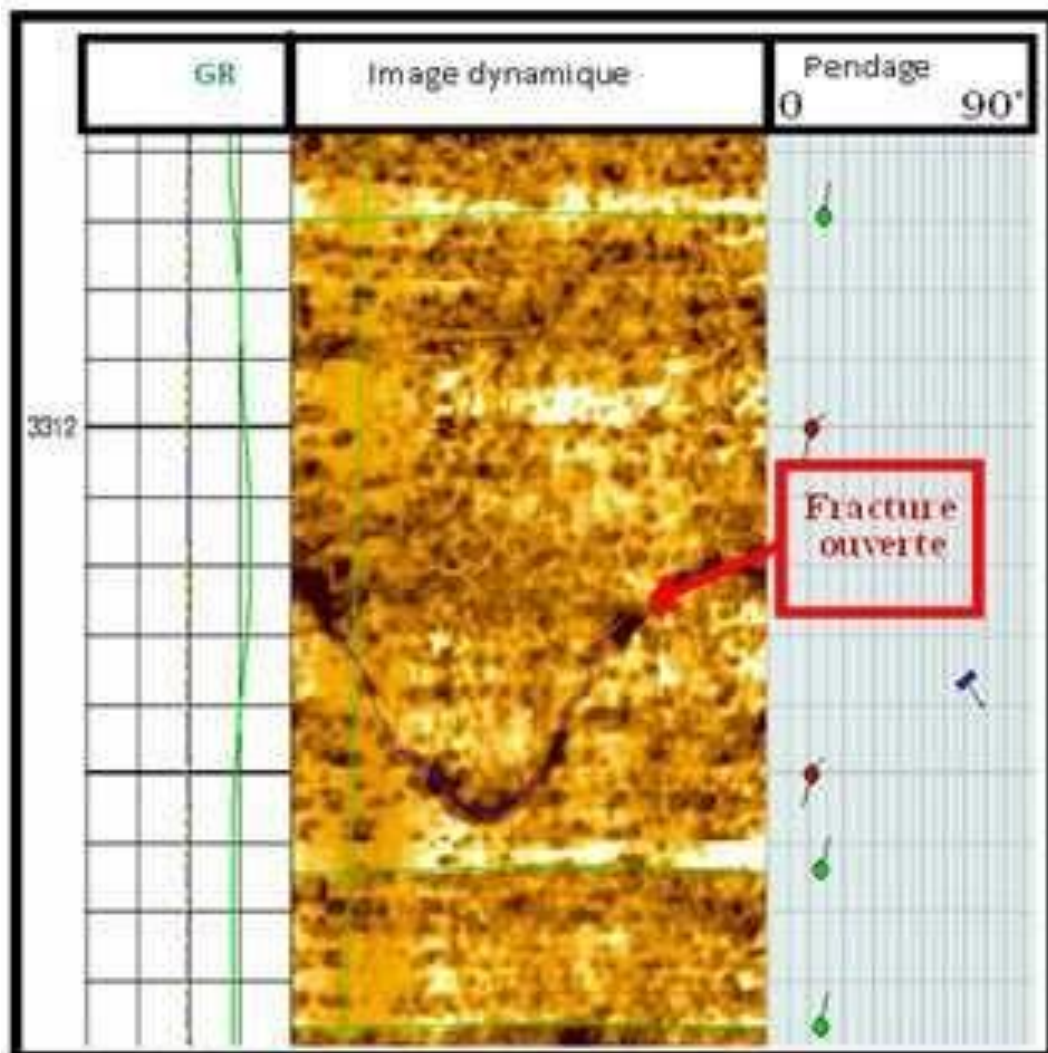


Figure 12 : Représentation des fractures ouvertes

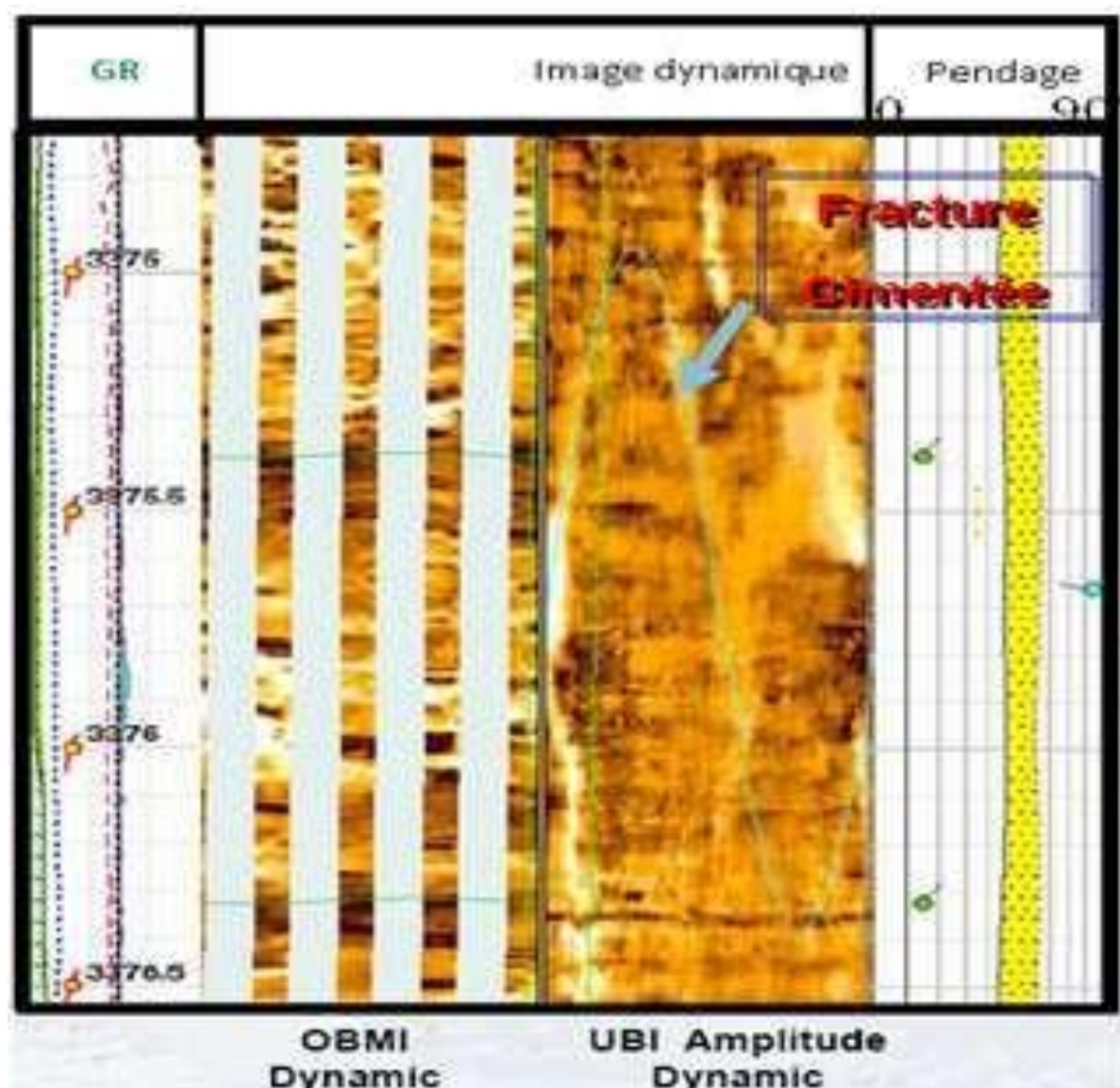


Figure 13 : Représentation des fractures cimentées

II-1-5-4. Interpretation des failles:

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

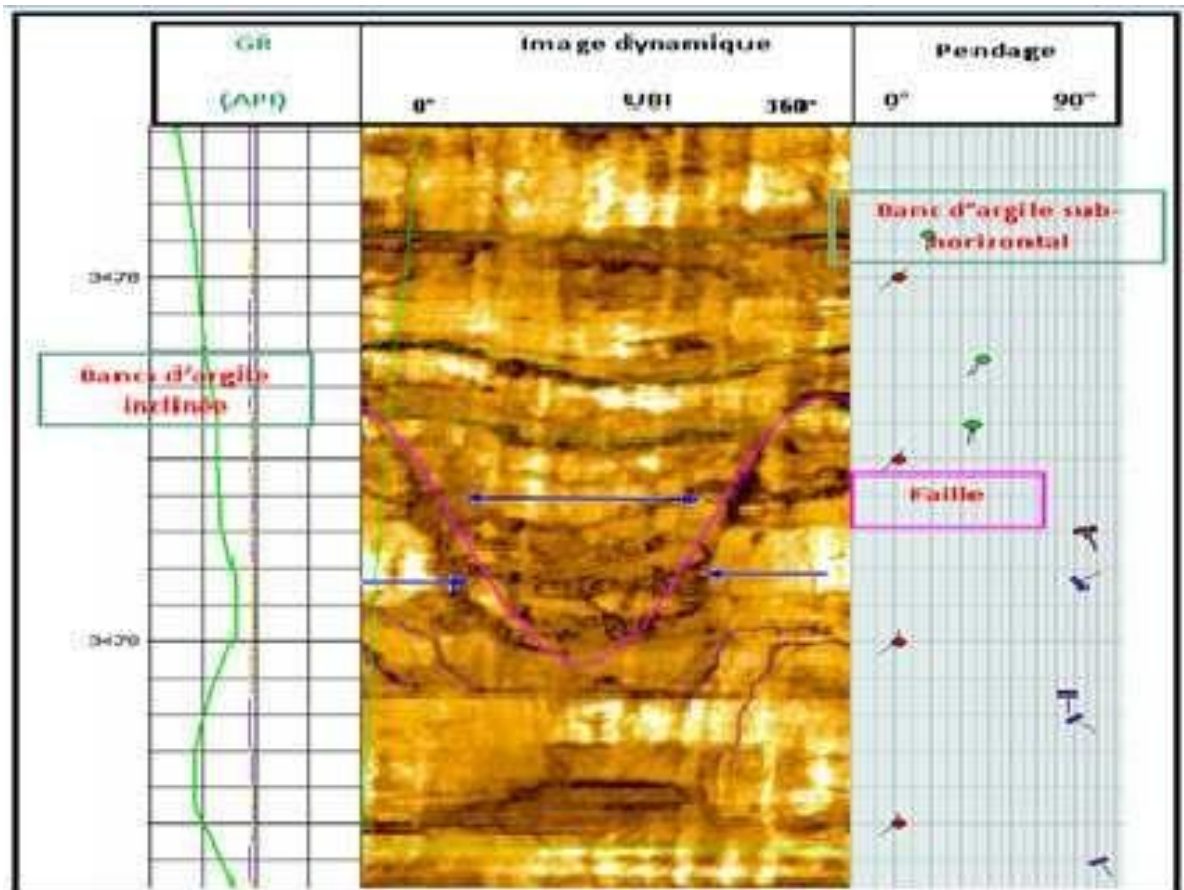


Figure 14 : Représentation des failles

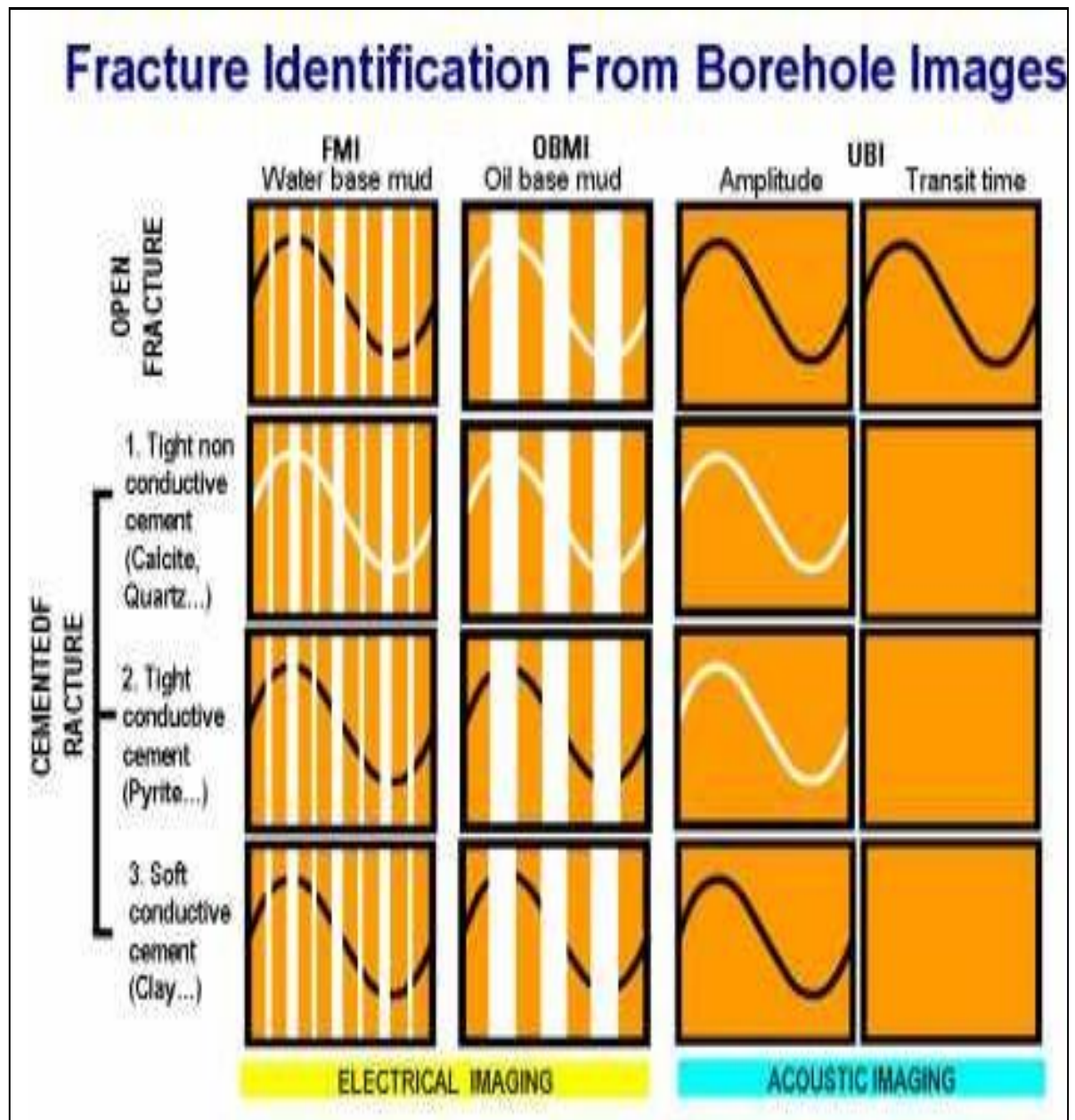


Figure 15 : Images acoustique et électrique en face de différents types de fractures

II-1-5-5. Interprétation des BREAK-OUT :

Les Breakouts sont marquées par l'élargissement du trou dans la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h -min) (**Figure16**).

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]

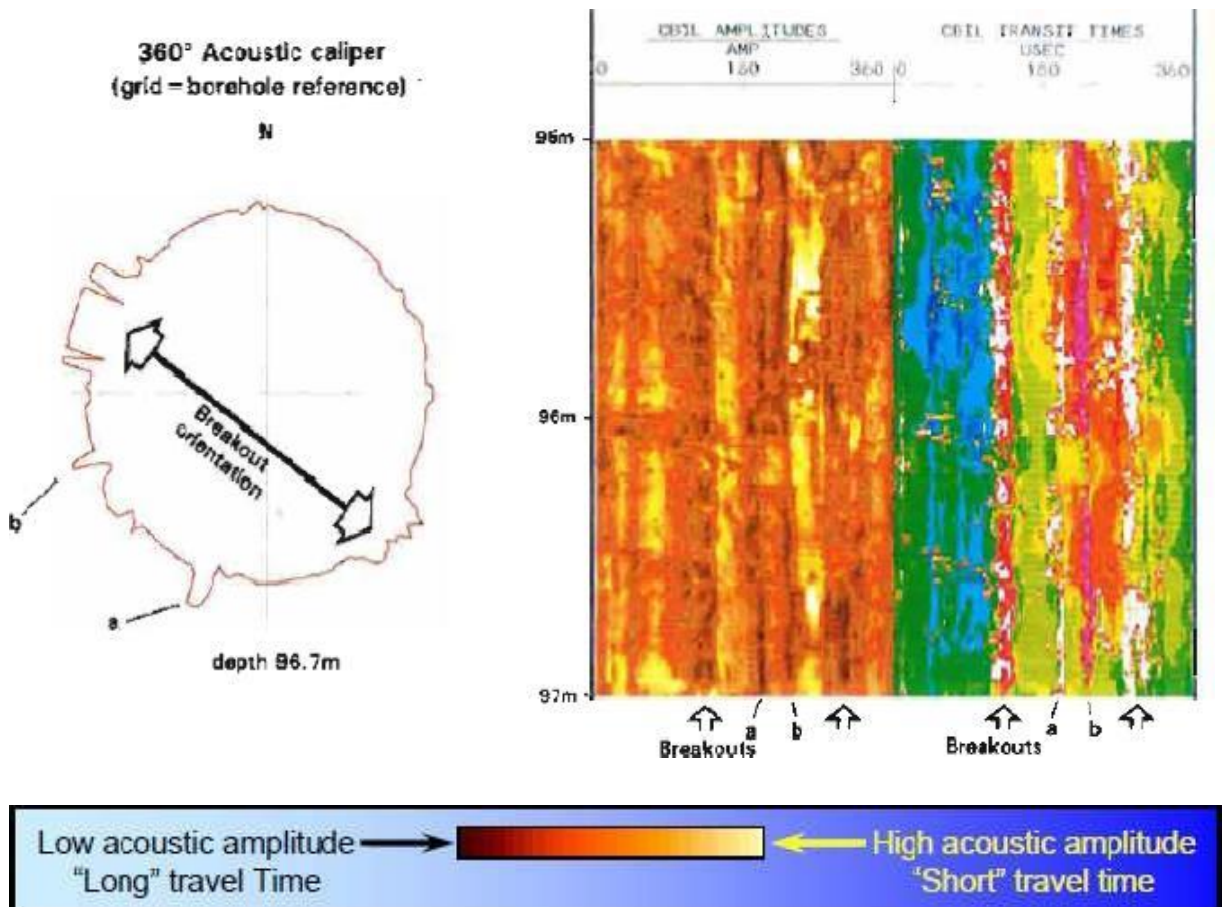


Figure 16 : Images amplitude & temps de transit indiquent les Breakouts

II-2. DESCRIPTION DES CAROTTES :

Dans le domaine pétrolier les carottes jouent un rôle très important dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Les carottes sont définies comme des échantillons cylindriques prélevés lors de la phase de l'exploration dans des réservoirs d'hydrocarbures. Elles permettent de :

- Déterminer les propriétés pétrophysiques des réservoirs (porosité, perméabilité et saturation en eau).
- Compréhension des formations et des structures géologiques qui influencent la migration des fluides
- Déterminer la présence des hydrocarbures dans les pores de la roche.

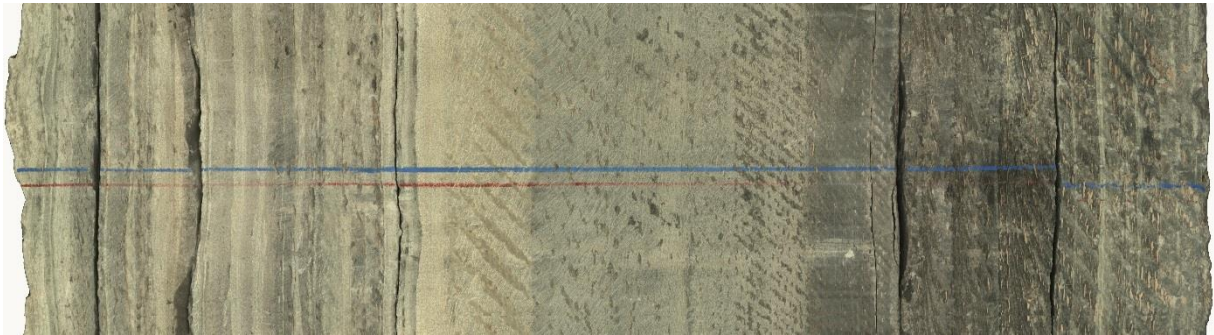


Figure 17 : carotte N°08 du puits RDC-21 à l'intervalle (3795-3796m)

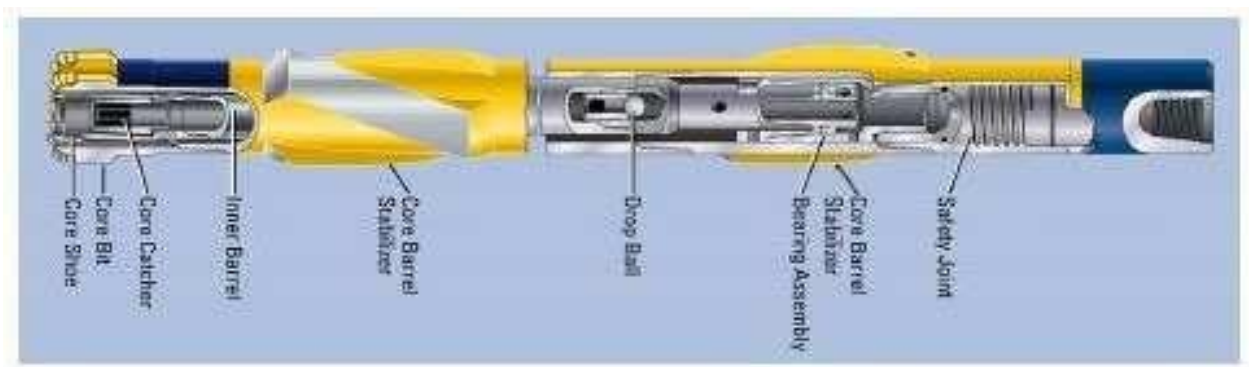


Figure 18 : Le Carottier

II-3. CARTOGRAPHIE :

La cartographie géologique et pétrophysique est une étape très importante dans l'industrie pétrolière et gazière, car elle permet une meilleure compréhension des réservoirs des hydrocarbures.

II-3-1. Présentation du logiciel pétrel :

Le logiciel pétrel, développé par Schlumberger basé sur Windows pour la visualisation 3D, la cartographie et la modélisation en trois dimensions.

II-3-1-1. Utilisation du logiciel pétrel :

- ✓ La visualisation 3D.
- ✓ La modélisation 3D des réservoirs.
- ✓ L'interprétation sismique 2D, 3D.
- ✓ Les corrélations entre les puits
- ✓ La réalisation des cartes (de porosité, de perméabilité et de saturation)

II-3-1-2. L'objectif de cartographie :

- ✓ Visualisation des structures géologiques
- ✓ Identification des zones productives
- ✓ Evaluation des ressources
- ✓ Identification des risques géologiques (failles, zones instables)

CHAPITRE III : ETUDE SHORT RADIUS DU PUIT RDC-21

Introduction

Le forage horizontal trouve ses origines en Russie, avant d'être développé par les États-Unis. En Algérie, cette technique a été appliquée pour la première fois en 1992 dans le champ de Hassi R'mel. Elle a rapidement prouvé son efficacité, notamment dans l'exploitation des réservoirs à faible perméabilité. Le forage horizontal permet non seulement de réduire le nombre de puits verticaux nécessaires, mais aussi améliorer également les débits de production grâce à la plus grande surface de drainage. Ceci est particulièrement utile dans les cas où la production est affectée par la formation de cônes d'eau ou de gaz.

III-1. Notions sur les puits horizontaux

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100° . Il existe plusieurs types de puits horizontaux on cite :

- Les puits à long rayon.
- Les puits à moyen rayon.
- Les puits à rayon court ou ultra court.
- Les puits multilatéraux.
- Les puits short radius ou rentrés.

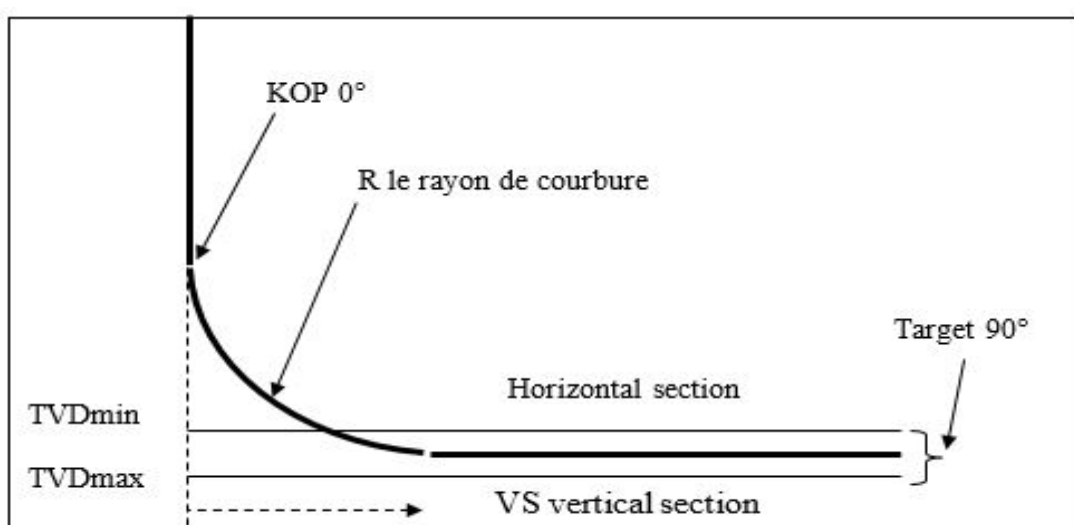


Figure 19 : Profil d'un puits horizontal

III-2. Les puits short radius:

Elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures et soustraire ses réserves au moindre coût et au moindre risque. Donc l'objectif de tel ouvrage est quasi économique et technique.

Ces puits sont une autre séquelle du forage horizontal et consiste à repartir d'un puits déjà existant qui est alors abandonné et bouché afin de forer un drain latéral se terminant à l'horizontal.

Ce genre de puits est adopté par SONATRACH pour la reprise des puits secs ou à faible perméabilité comme une option alternative à la fracturation, dont le but d'atteindre le plus rapidement possible les drains caractérisés par des bonnes conditions de production et faire produire uniquement le voisinage de l'ancien puits.

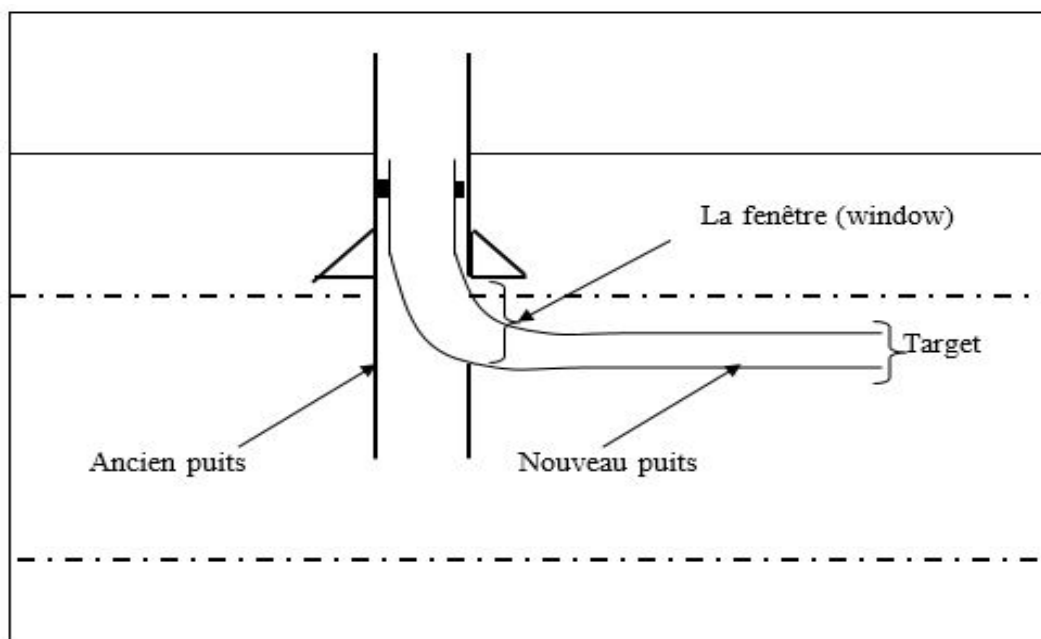


Figure 20 : Schéma d'un puits short radius

III-2-1. Intérêt de Short Radius:

La reprise en short radius aide énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile-eau, et aussi en améliorant la productivité en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

III-2-2. Etude des puits candidats

Cette étude se fait à partir des investigations géologiques sur l'aspect structurale, concernant la position structurale du puits, leur position par rapport aux puits voisins ainsi que l'extension de réservoir, et sur l'aspect réservoir concernant tous ceux qui caractérisent le réservoir (la distribution des paramètres pétrophysiques et l'épaisseur) au niveau du puits en tenant compte de ces trois Critères.

- ✓ Sélection des puits candidats.
- ✓ Choix des drains à cibler.
- ✓ Choix de l'azimut (l'orientation à donner aux drains).

III-3. Sélection des puits candidats au short radius:

Les puits abandonnés, fermés ou à faible production sont des candidats potentiels à la conversion en Short Radius et seront examinés plus en détail dans les études ultérieures suivantes.

La reprise des puits en Short radius pour récupérer leur potentiel est une opération coûteuse, lourde et lente. Donc elle reste la dernière solution.

Le puits RDC -21 est considéré comme puits candidat pour la reprise en short radius à cause de sa chute de potentiel après avoir testé et intervenir avec le Coiled Tubing (Clean au Reforma, Opération au Jet Blaster ciblant les perforations et Clean out à l'acide TUBE CLEAN pour améliorer sa productivité et récupérer son potentiel initial dont la dernière tentative est un test d'injectivité au Coiled Tubing pour voir sa candidature de fracturation hydraulique mais le résultat était négatif (injectivité nulle : $Q=0.3\text{ bbl/min/Pt} = 4800\text{ psi}$ « max pression pour la tête de puits »).

Pour cette raison la conversion du puits RDC 21 en Short radius constitue une dernière tentative recommandée pour augmenter le contact de formation liner de production et par conséquent augmenter sa productivité.

III-4. Présentation du puits RDC-21 :

III-4-1. Cadre géographique

Le puits **RDC21** est situé dans la partie Nord-Ouest du champ, à une distance de 1222m au Sud du RDC19 et à une distance de 2048.37m au nord-ouest du RDC9 (**Figure 21**).

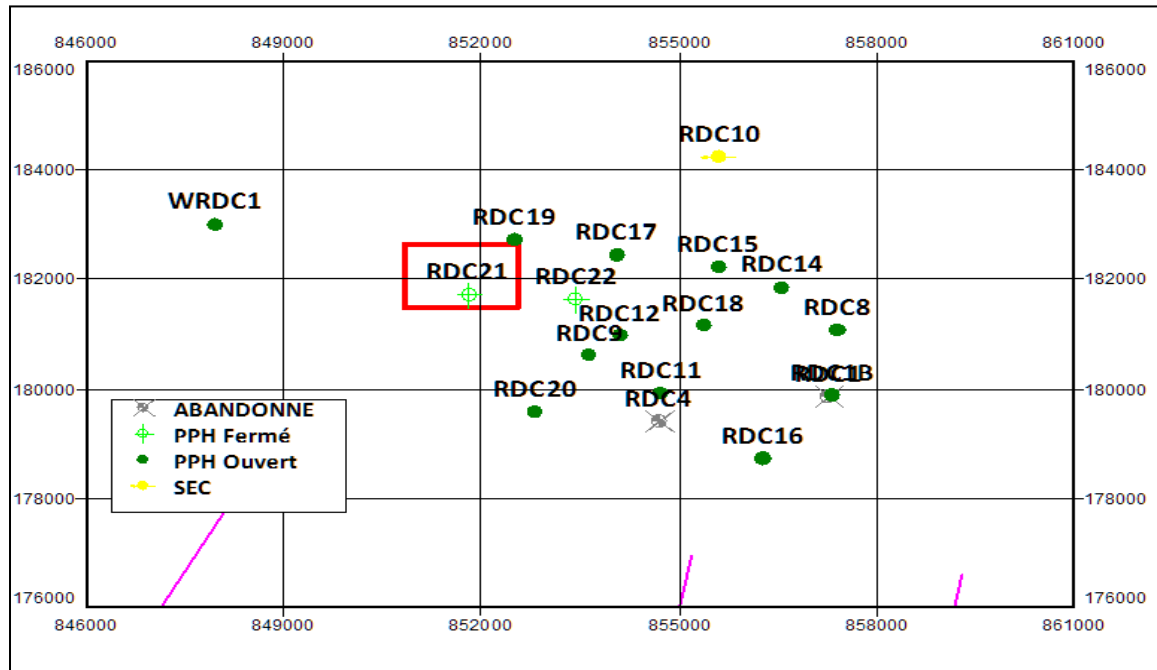


Figure 21 : Carte de localisation du puits RDC21 (champs RDC)

III-4-2. Cadre géologique :

Le puits **RDC21** est implanté dans la partie Nord-Ouest de la structure de Rhourde Chegga, foré en Avril 2017 dans le cadre du programme de développement du périmètre de Rhourde Chegga. Il avait pour objectif principal le réservoir des Quartzites de Hamra et le TriasT1 comme objectif secondaire.

Le Puits a produit en Open Hole 2.4 m³/h d'huile avec une $P_t=17.92\text{kg/cm}^2$ au Trias T1 lors de DST. Dans la barre gréseuse de la série inférieure, il a montré des traces d'huiles avec lifetage aux intervalles perforés 3715-3725m.

III-5. Investigation Géologique

III-5-1. Stratigraphie et aspect structural

Le puits RDC21 se situe au niveau d'une structure haute, dans la partie ouest du champ. Il se trouve dans un compartiment délimité de part et d'autre par des accidents NE-SW et des accidents NW-SE. Ce puits est proche d'une zone d'intersection de deux failles (**Figure 22**).

Le puits RDC21 est affecté par l'érosion hercynienne, il présente une épaisseur faible des Quartzites en revanche le Trias T1 présente une épaisseur importante (**Figure 23**), (**Figure 24**).

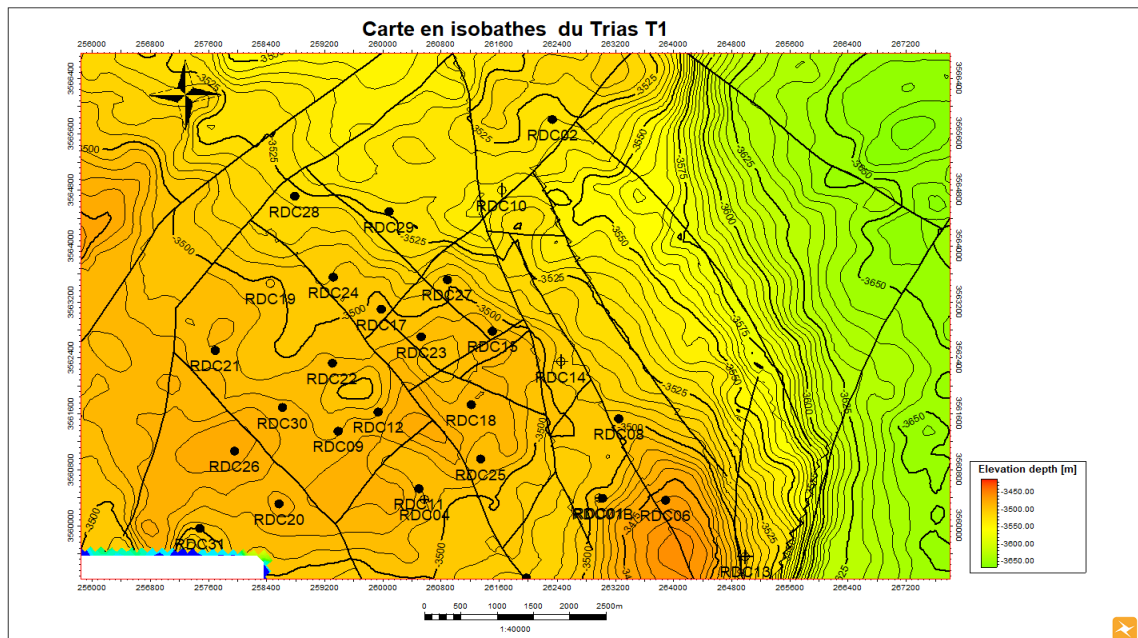


Figure 22 : carte en isobathe au toit du trias T1 (champ RDC)

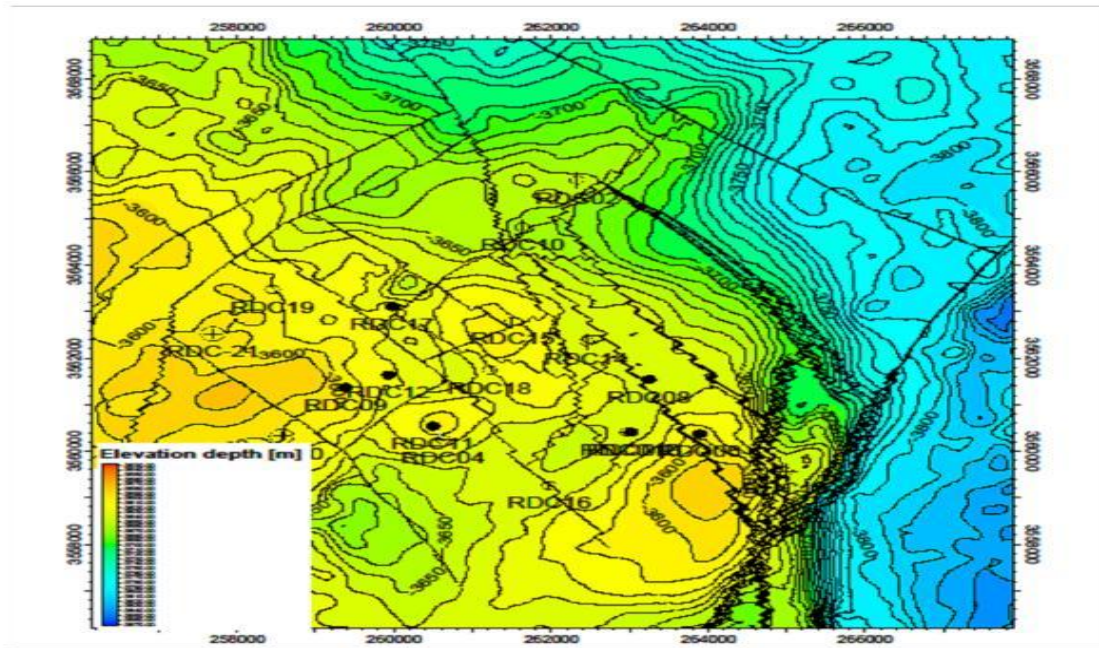


Figure 23 : Carte en isobathe à la DH (champ RDC)

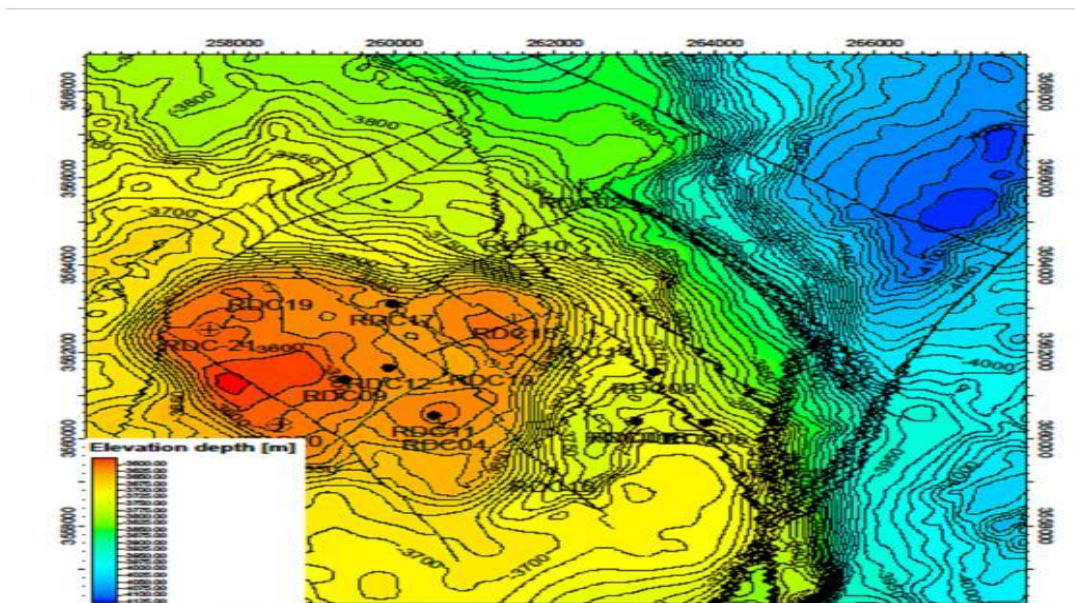


Figure 24 : Carte en isobathe à la QH (champ RDC)

III-5-2. Corrélation lithostratigraphique

L'interprétation des logs de corrélation entre les différentes sections du puits RDC-21 et les puits voisins (notamment RDC19, RDC26 et WRDC4) permet d'établir une continuité stratigraphique précise et d'identifier les variations latérales des formations traversées. Ces corrélations sont essentielles pour une meilleure compréhension de la configuration structurale locale et la distribution des unités réservoirs.

Les logs montrent une bonne continuité des principaux niveaux stratigraphiques. La corrélation entre RDC21 et RDC19 met en évidence des variations d'épaisseur marquées, qui sont attribuées à l'érosion hercynienne et à la structure locale par des failles orientées NE-SW et NW-SE.

Les variations d'épaisseur entre les puits soulignent l'importance des compartiments structuraux et des barrières de perméabilité.

Les discontinuités observées dans les logs et les corrélations sont compatibles avec la présence de failles majeures limitant le compartiment traversé par RDC-21. Ces accidents tectoniques affectent la distribution des réservoirs et peuvent affecter la connectivité entre les différents compartiments.

La cartographie isobathe au toit du Trias T1 met en évidence ces variations structurales et stratigraphiques.

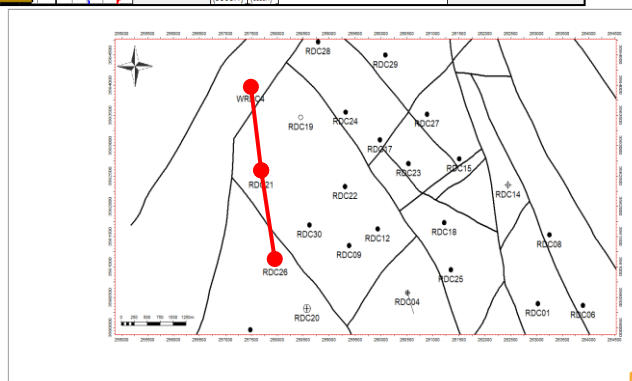
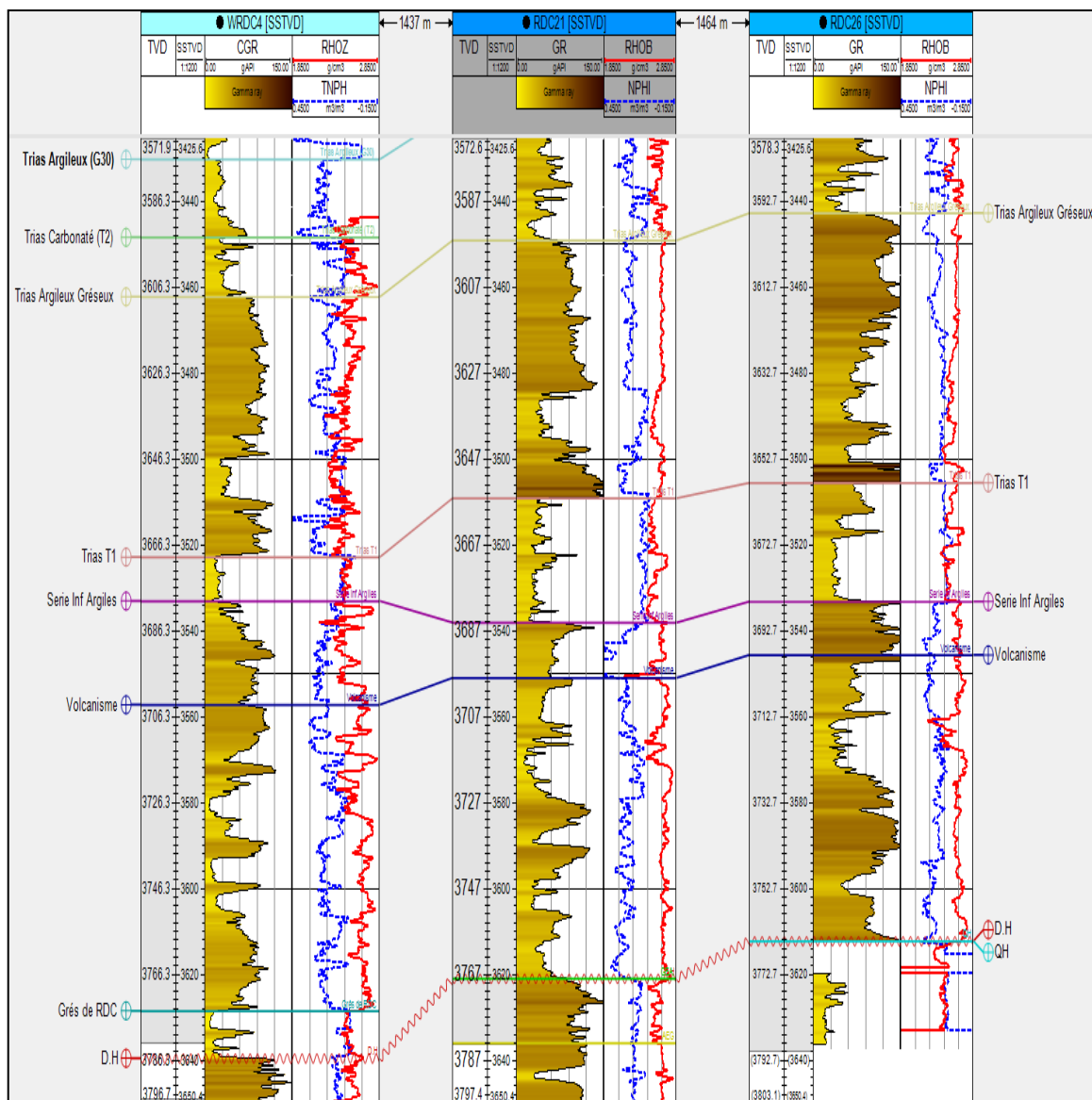


Figure 25 : Corrélation litho–stratigraphique RDC26/RDC21/WRDC4

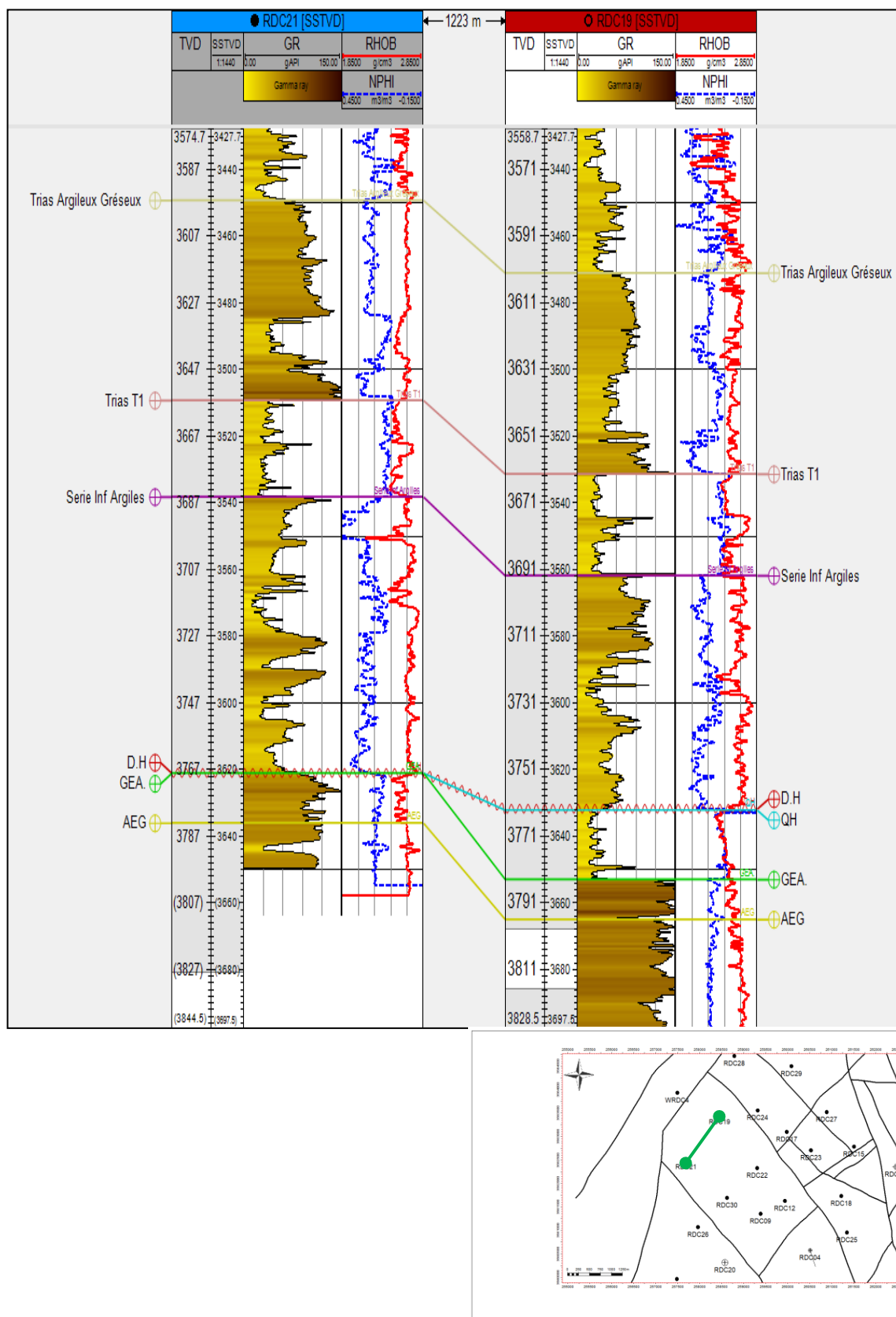


Figure 26 : Corrélation litho –stratigraphique RDC19/RDC21

III-5-3. Description des carottes

- **De 3655 à 3673 m (T1)**

- ✓ Grés gris à gris clair fin à moyen, dure compact, ciment siliceux à silico-argileux, bitumineux.
- ✓ Présence de films d'argiles et des mouchetures en calcite.
- ✓ Stratigraphie oblique et entre croisée par endroit. Passés d'argile grise et brun rouge.
- ✓ Fissuration horizontale.

- **De 3673 à 3692 m (T1)**

- ✓ Grés gris à gris clair fin à moyen, dure compact, ciment siliceux à silico-argileux, bitumineux.
- ✓ Présence de films d'argiles et des mouchetures en calcite.
- ✓ Stratigraphie oblique et entre croisée par endroit.
- ✓ Passés d'argile grise et brun rouge.
- ✓ Fissuration horizontale.

- **De 3712 à 3730 m : (SI)**

- ✓ Roche éruptive, brune, brune foncée, parfois noirâtre, grise à gris-sombre.
- ✓ Inclusion de minéraux verts, indurées à moyennement dures.
- ✓ Galets d'argiles associés avec des galets de calcites.
- ✓ Présence de fissures remplies de silice/gypse /calcites

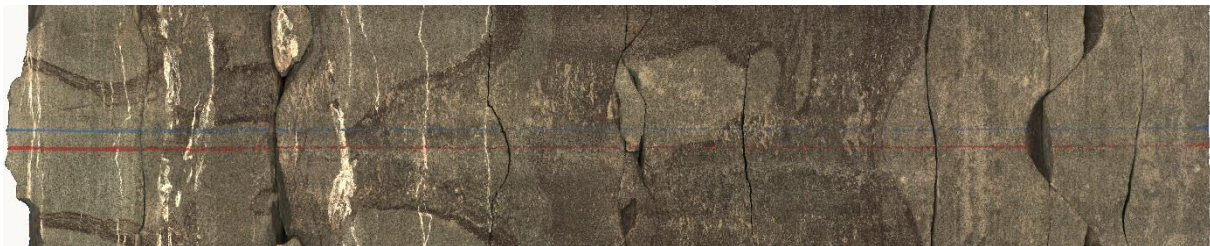


Figure 27 : Photo 360° de carotte N°03 du puits RDC-21 (3728-3729m)

- **De 3730 à 3748 m : (Roche Eruptive)**
 - ✓ Roche éruptive gris verdâtre, brun chocolat, dure compact, riche en minéraux.
 - ✓ Argile, brun rouge chocolatée, à gris noire, altérée
 - ✓ Présence de mouchetures en calcite.
 - ✓ Abondance en fissure horizontales et verticales remplies par de calcite.
 - ✓ Présence de joint de Quartz



Figure 28 : Photo 360°de carotte N°04 du puits RDC-21 (3739-3740m)

- **De 3748 à 3766 m : (Roche Eruptive)**
 - ✓ Roche éruptive gris verdâtre, brun chocolat, dure compact, riche en minéraux.
 - ✓ Grès, gris vert à gris sombre, fin à très fin, parfois moyen, subarondi à subonguleux, silicoargileux glauconieux, friable à dure compacte
 - ✓ Argile, gris à gris noire, silteuse.
 - ✓ Présence de mouchetures en calcite.
 - ✓ Abondance en fissure horizontales et verticales remplies par de calcite /Quartz et de fracture verticale à la base.

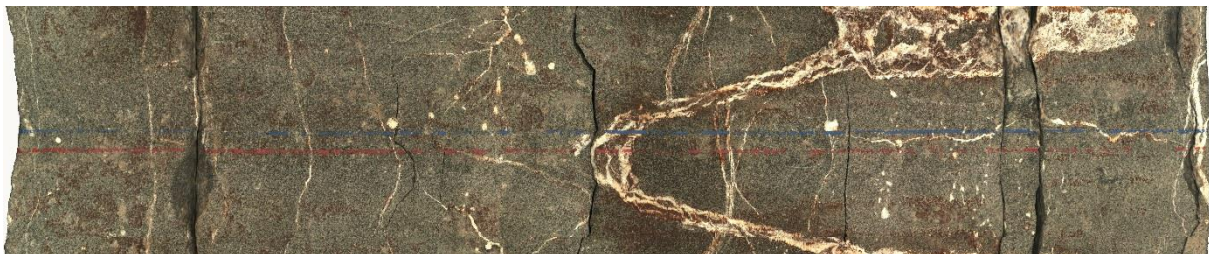


Figure 29 : Photo 360°de carotte N°05 du puits RDC-21 (3753-3754m)

- **De 3766 à 3776 m : (GEA)**

- ✓ Grés gris à vert fin à très fin, parfois moyen glauconieux, silicoargileux, dur, compact, ciment siliceux à silico-argileux.
- ✓ Inclusion de roche intrusive, verdâtre, vitreux.
- ✓ Argile gris noire, silteuse.
- ✓ Passées de silt noir à gris noire.
- ✓ Présence de nodules de quartz.
- ✓ Présence de fissures horizontales et rarement verticales remplies de calcite.

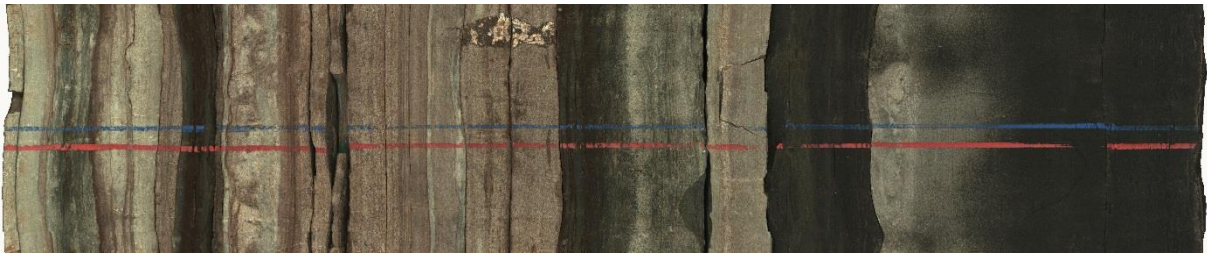


Figure 30 : Photo 360°de carotte N°06 du puits RDC-21 (3769-3770m)

III-5-4. Interprétation d'imagerie :

III-5-4-1. Caractéristiques de stratification :

Des stratifications de bonne résolution sont observées sporadiquement dans l'imageur EARTH. Un exemple de stratification bien observée dans l'intervalle (3587 m-3589 m) est illustré à la (Figure 31)

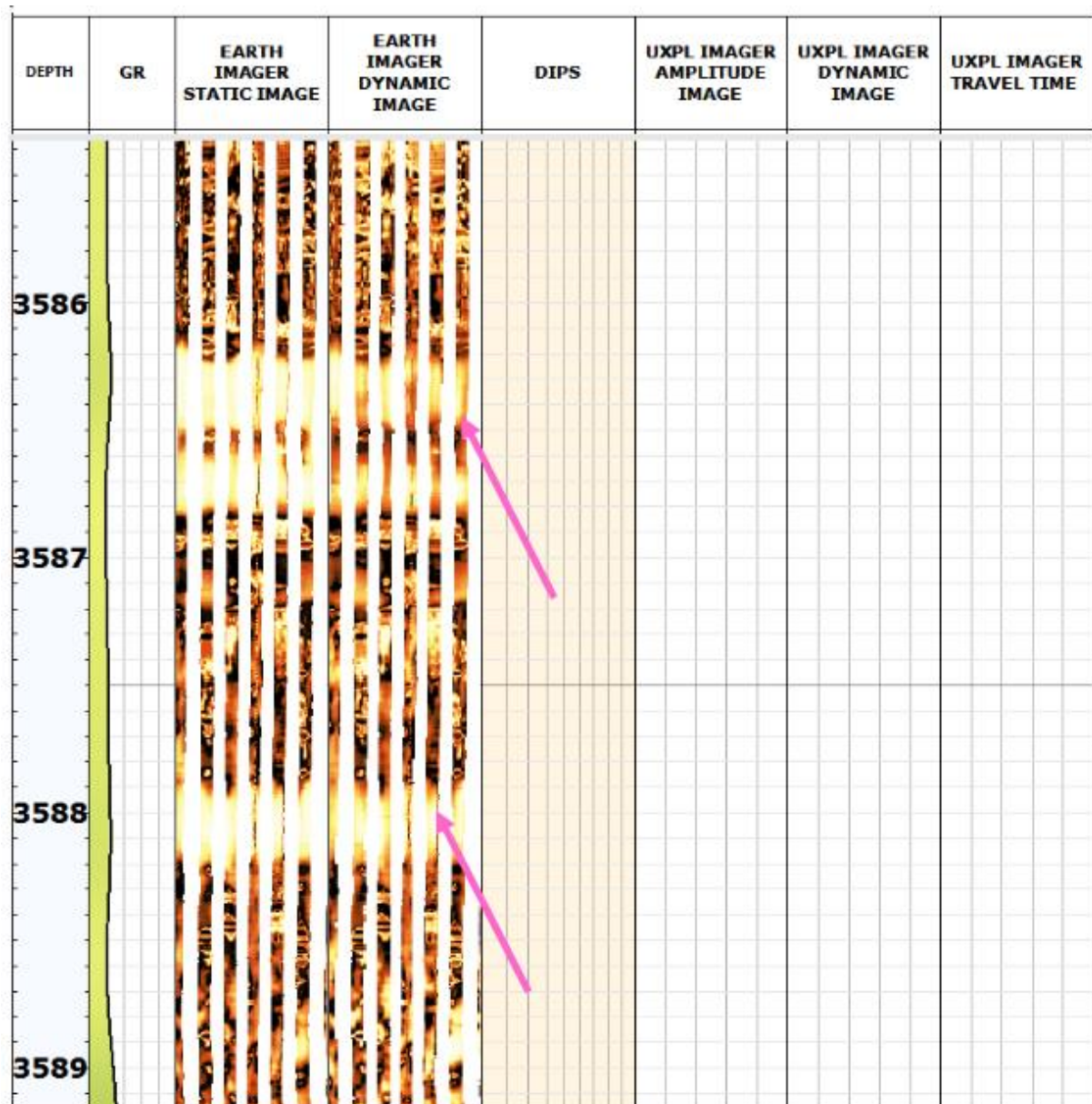


Figure 31 : stratifications bien définies dans l'intervalle (3 587 m-3 589 m)
(document Baker Hughes)

III-5-4-2. Description des fractures

- De 3 576,15 à 3 576,4 m

Fractures conductrices définies comme fractures probablement cimentées.

- De 3 580 à 3 580,2 m

Fractures conductrices définies comme fractures probablement cimentées.

- De 3 669,2 et 3 669,6 m

Fractures résistives de petite taille définies comme fractures probablement ouvertes.

- De 3 698,8 à 3 699,3 m

Fractures résistives définies comme fractures probablement ouvertes.

- De 3 701,4 à 3 701,4 m

Fractures mixtes définies comme fractures partiellement ouvertes.

- De 3 718,5 à 3 718,8 m

Fractures résistives définies comme fractures probablement ouvertes.

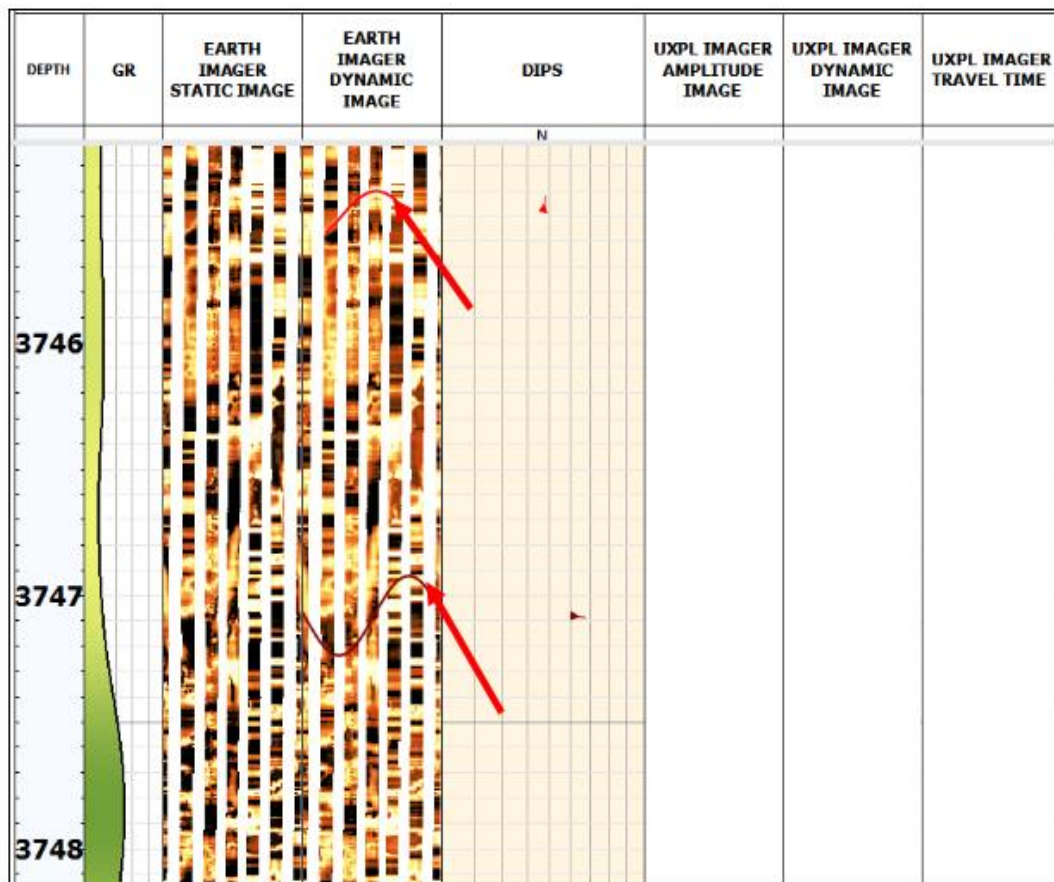


Figure 32 : Fractures résistives définies comme des fractures ouvertes et des fractures mixtes définies comme des fractures partiellement ouvertes(document Baker Hughes)

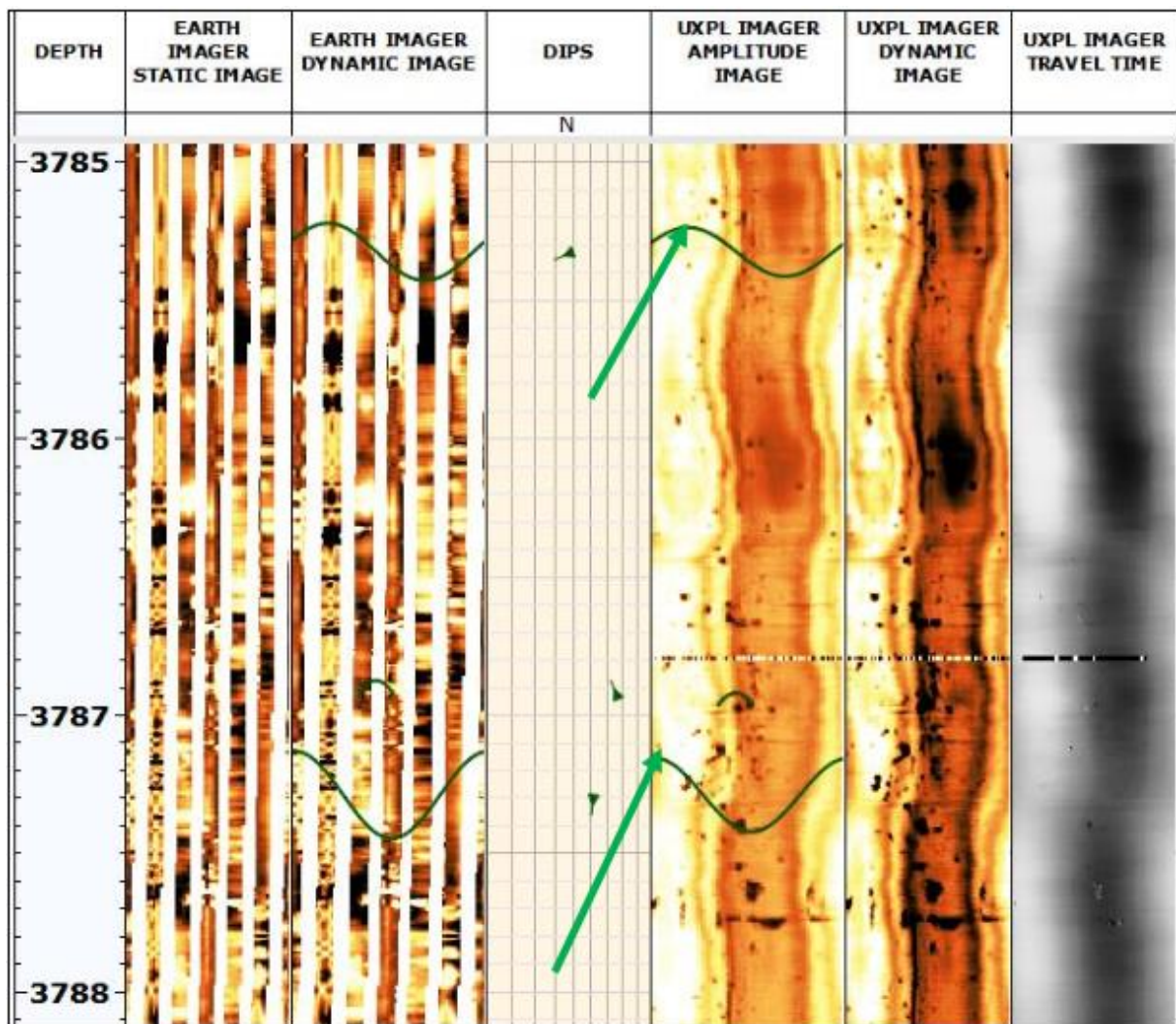


Figure 33 : Fractures de faible amplitude définies comme des fractures ouvertes.
(document Baker Hughes)

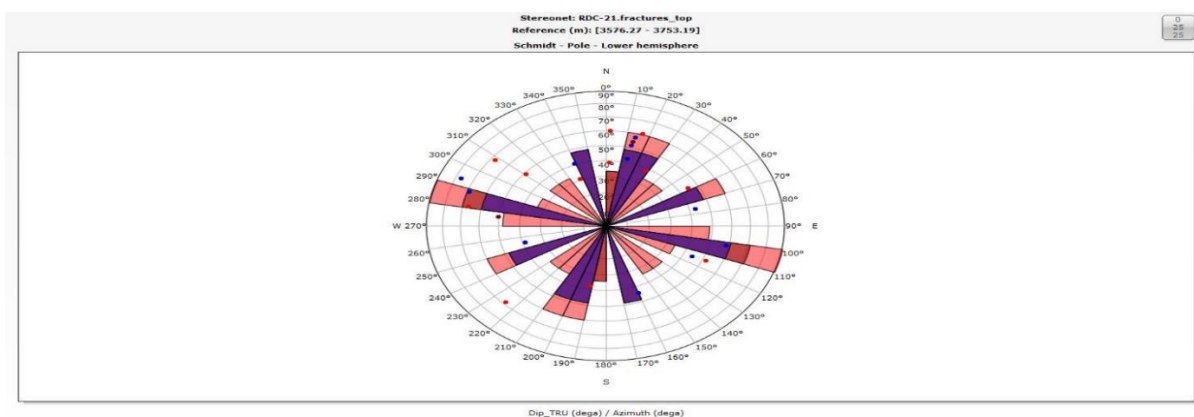


Figure 34 : Stéréonet de toutes les fractures sélectionnées, montrant la direction
(document Baker Hughes)

III-5-4-3. Les breakouts et fractures induites

Des breakouts de forage ont été détectées tout au long de l'intervalle enregistré. La (Figure 35) présente un exemple de breakout observée dans l'imageur UXPL.

L'orientation des breakouts de forage est illustrée à la (Figure 36)

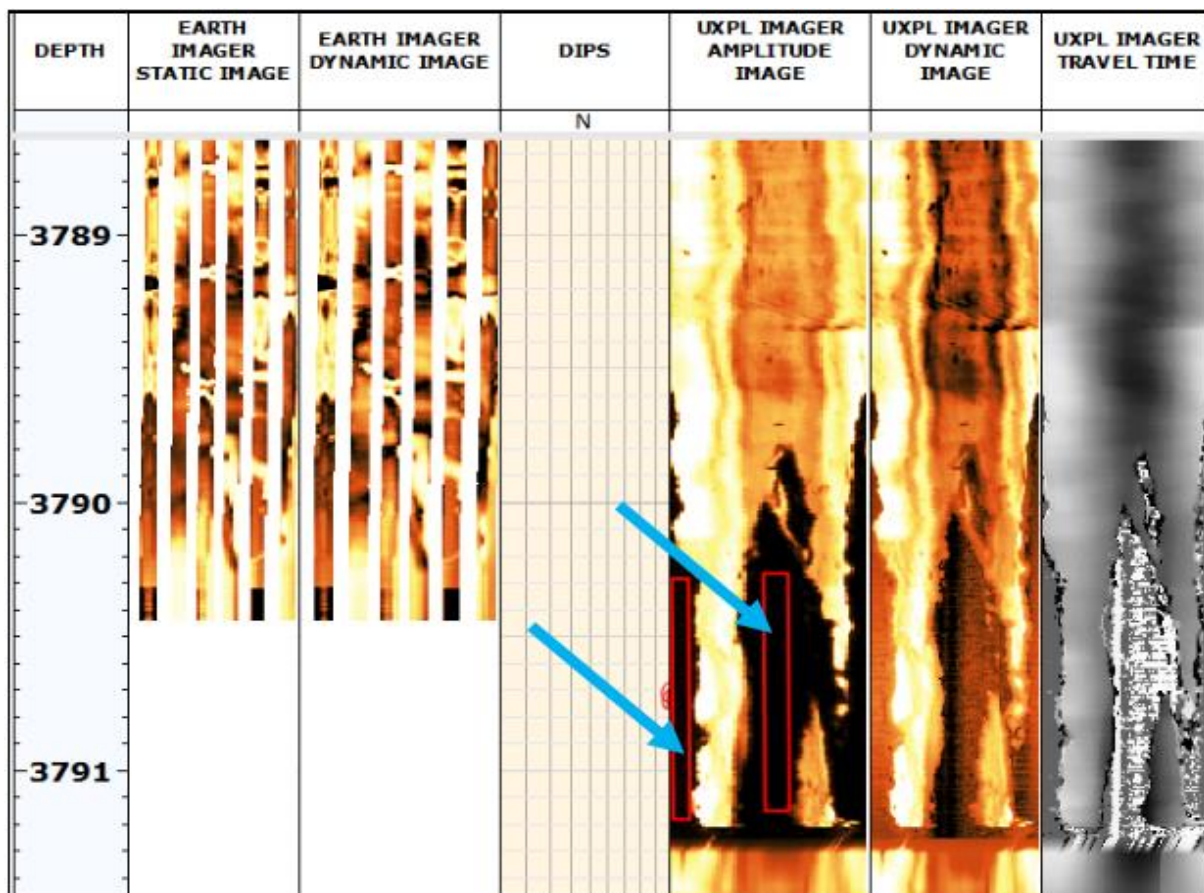


Figure 35 : Les breakouts (document Baker Hughes)

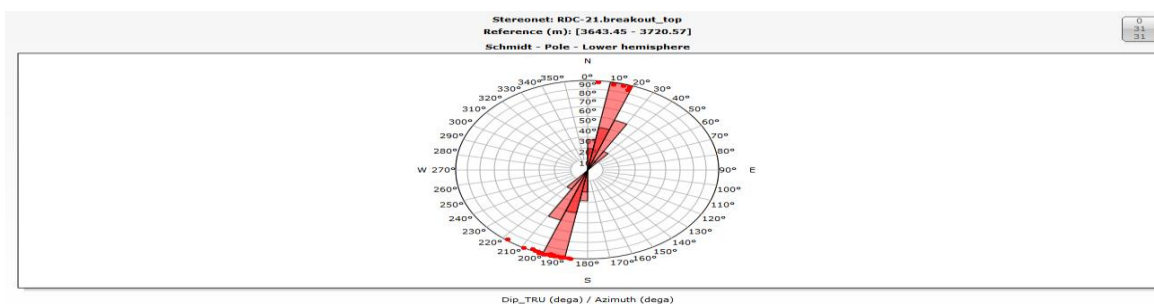


Figure 36 : Projection stéréographique avec histogramme d'azimut (en miroir), illustrant l'orientation de l'ensemble des breakouts interprétés à partir de l'imagerie de paroi. (document Baker Hughes)

III-5-5. Aspect Réservoir

Les grès du T1 ont été déposés dans un milieu de chenaux fluviaux en tresse de direction NNE et comprennent deux cycles gréseux de chenaux grano-décroissants séparés par les dépôts de levés, plaine d'inondation et de paléosol. Ces dépôts constituent une bonne barrière de perméabilité entre le Ta et le T1b. La perméabilité du réservoir T1, varie entre 0.1md et 4md, pour une moyenne de l'ordre de 7 à 12%.

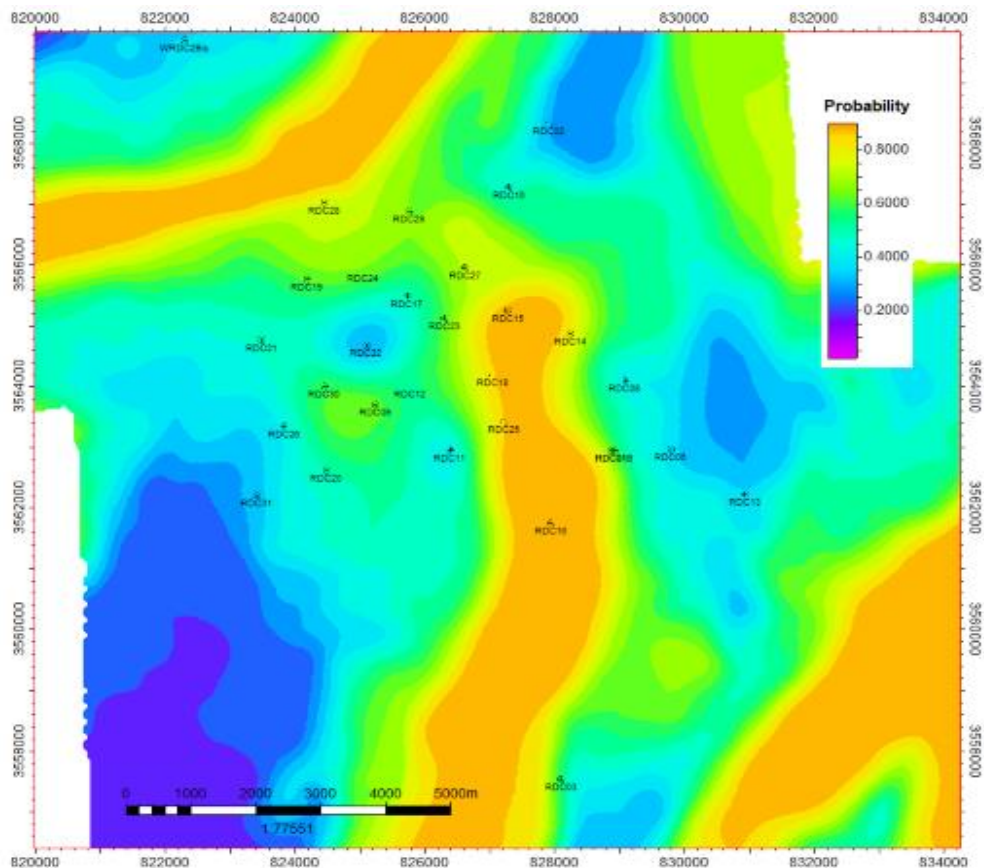


Figure 37 : Carte de tendance du Trias T1b montre la direction des chenaux (ou' on devra trouver le maximum de dépôts gréseux)

III-5-6. ASPECT PETROPHYSIQUE

Le Trias T1 montre une porosité moyenne de 10% avec une saturation en eau de 24% et une hauteur utile de 24m. (**Figure 38**)

La carte de distribution des électrofaciès du Trias T1 montre que les grès les plus poreux (en rouge) se trouvent principalement au Nord-Ouest du champ. (**Figure 39**)

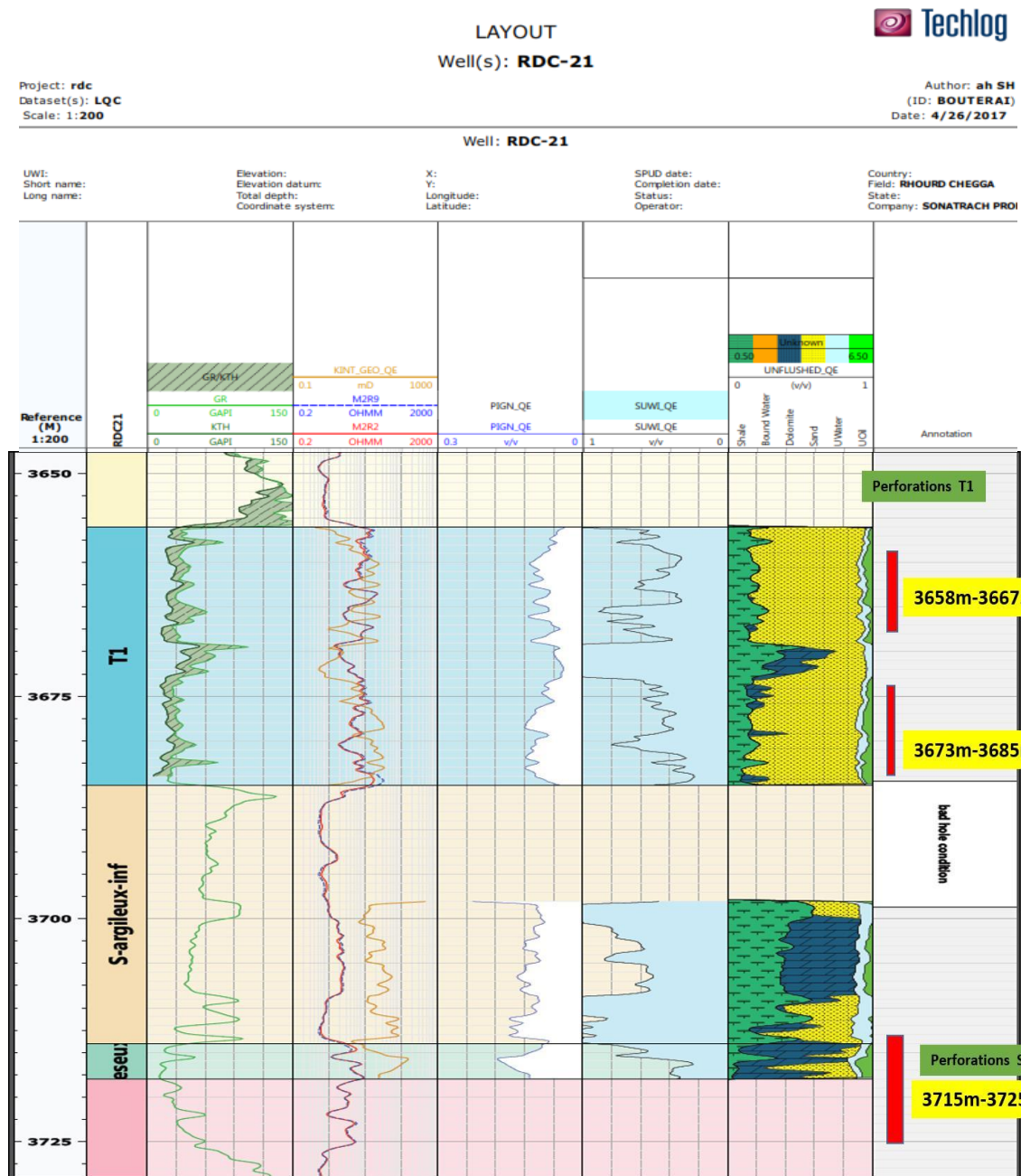


Figure 38 : Élan d'interprétation du réservoir T1 dans le puits RDC-21

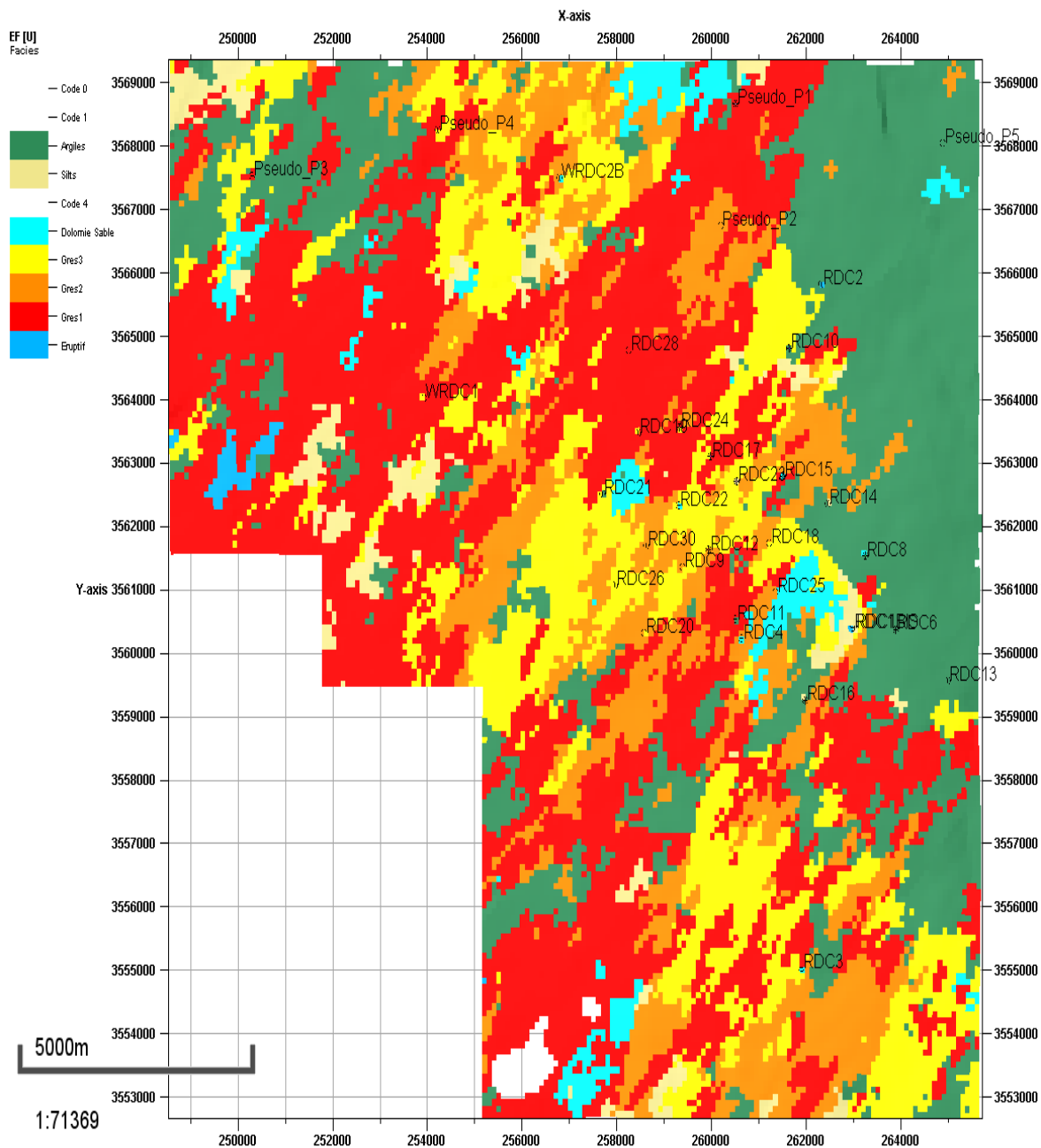


Figure 39 : carte de distribution des électrofaciès du Trias T1

III-5-6-1. La carte de porosité:

La carte d'isoporosité du réservoir Trias T1 met en évidence une distribution hétérogène des propriétés réservoirs, principalement en termes de porosité.

- L'analyse de cette carte révèle que les valeurs de porosité les plus élevées, comprises entre 10 et 12 %, se localisent dans la partie Nord-Ouest du champ de Rhourde Chegga. La zone centrale du champ présente des valeurs modérées, comprises entre 7 et 9 %, indiquant une qualité moyenne du réservoir.
- En revanche, la partie Sud-Est montre une porosité relativement moindre que la partie Nord-Ouest, elle présente aussi des zones de bonne porosité.

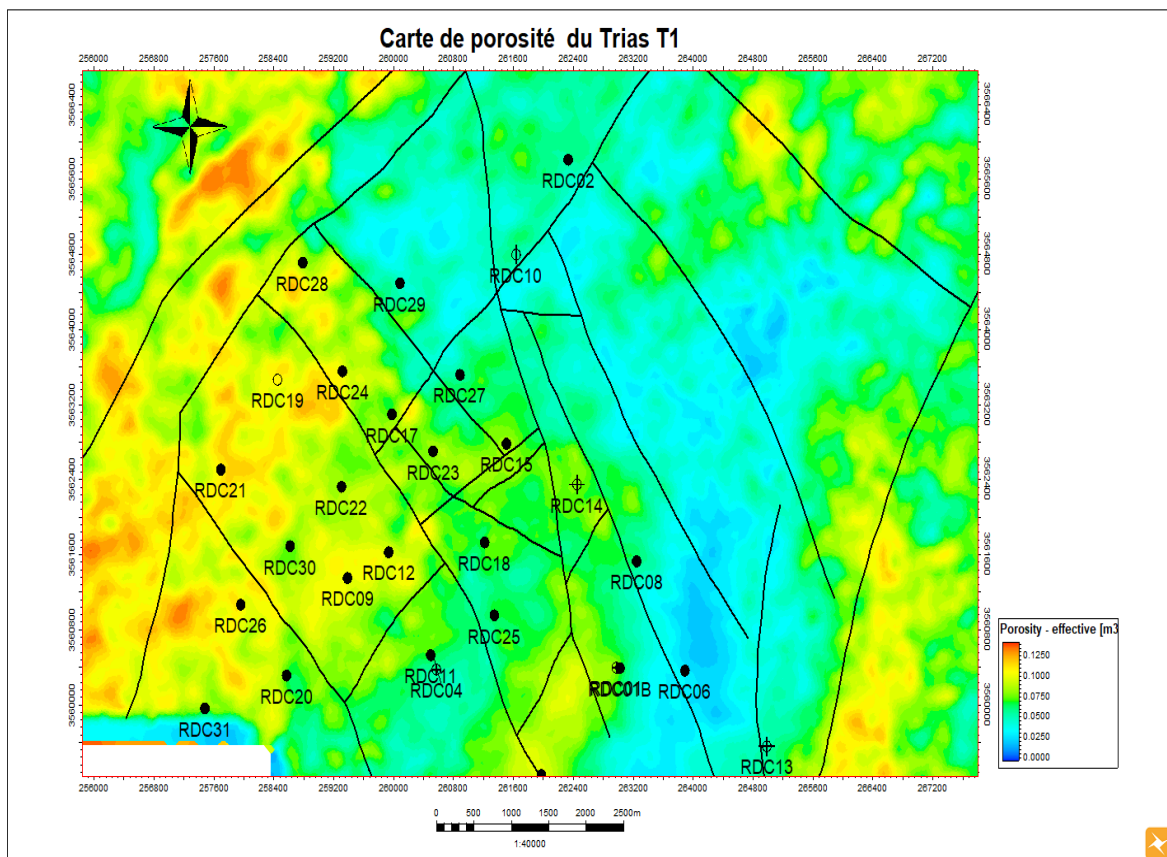


Figure 40 : Carte de porosité du Trias T1 (champ RDC)

III-5-6-2. La carte de perméabilité:

La carte d'isoperméabilité du réservoir Trias T1 met en évidence une distribution hétérogène de la perméabilité au sein du champ de Rhourde Chegga.

- Les valeurs les plus élevées de perméabilité, jusqu'à 4 mD, sont localisées dans la partie Nord-Ouest du champ, coïncidant avec les zones de forte porosité identifiées sur la carte d'isoporosité.
- La partie centrale du champ présente une perméabilité modérée, comprise entre 1 et 2 mD.
- Enfin, dans la partie Sud-Est, on observe des valeurs de perméabilité variables, indiquant la présence de zones favorables localisées malgré une tendance globale moins perméable que le Nord-Ouest.

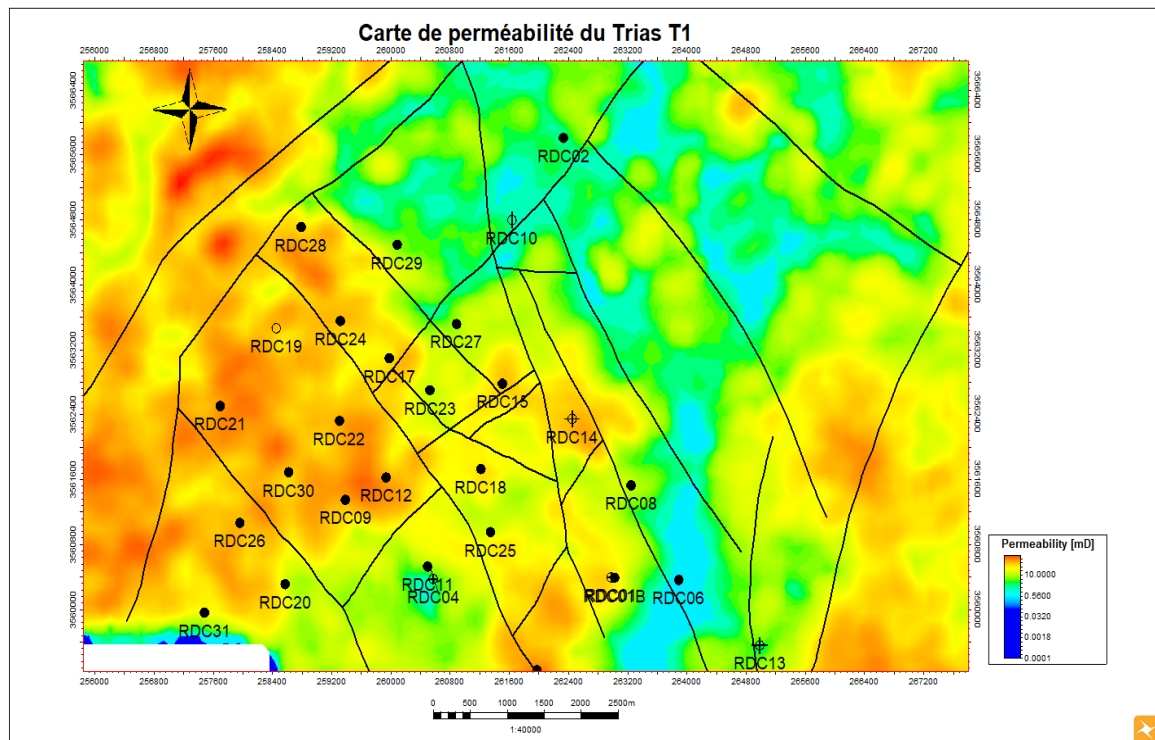


Figure 41 : Carte de perméabilité du Trias T1 (champ RDC)

III-5-6-3. La carte de Saturation en eau:

La carte de saturation en eau (S_w) du réservoir Trias T1 fournit une représentation spatiale de la distribution de l'eau dans la porosité du réservoir.

L'analyse de la carte met en évidence une distribution hétérogène de la saturation en eau à l'échelle du champ :

- La partie Nord-Ouest présente des valeurs plus faibles de saturation en eau (S_w), généralement inférieures à 30 %, indiquant une saturation élevée en hydrocarbures et donc un bon potentiel de production.
- Dans la zone centrale, des valeurs modérées de saturation en eau (S_w), comprise entre 35 et 50 %, indiquant une zone de transition où la présence d'hydrocarbures reste probable, mais avec une baisse potentiel productivité.
- En partie Sud-Est, la saturation en eau présente des valeurs plus élevées, souvent supérieures à 50 %, indiquant une moindre présence d'hydrocarbures et une possible proximité du contact huile-eau. Ces zones sont donc moins favorables à l'exploitation.

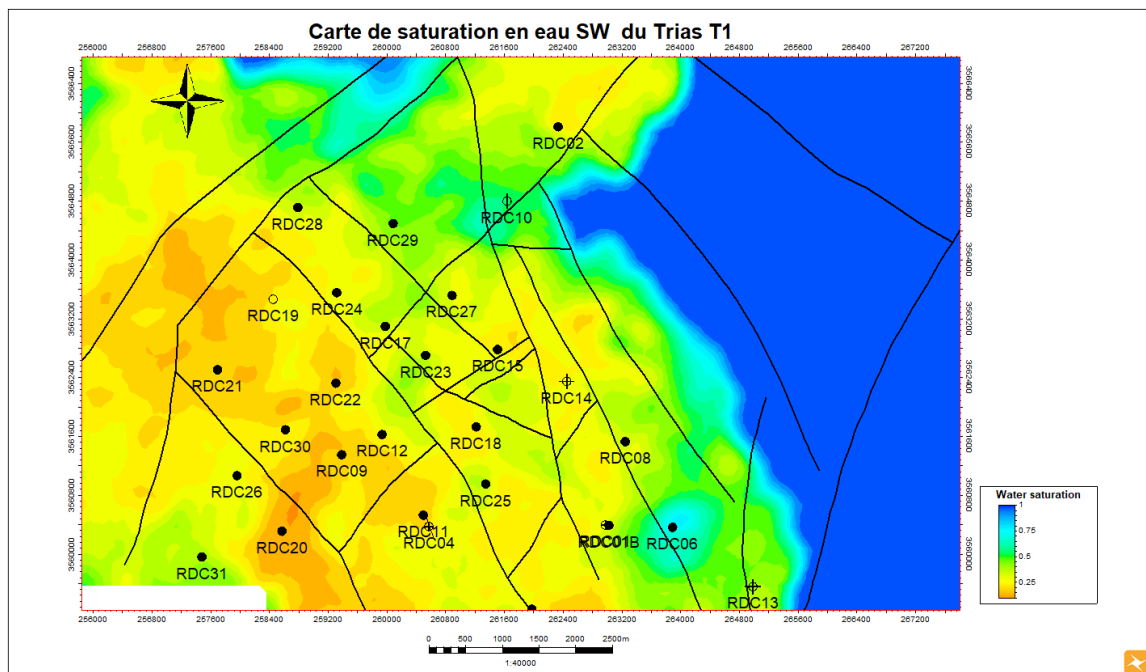


Figure 42 : Carte de saturation en eau(S_w) du Trias T1(champ RDC)

III-5-6-4. Corrélation des profils de porosité :

L'analyse des logs de porosité du puits RDC-21, corrélée avec ceux des puits adjacents (RDC19, RDC26, WRDC4), révèle une homogénéité relative des valeurs dans les formations ciblées, notamment dans le Trias T1, principal réservoir du champ.

La porosité moyenne observée dans cette formation est d'environ 10 %, qui est typique d'un grès bien consolidés mais suffisamment poreux pour assurer un bon stockage d'hydrocarbures.

III-5-6-5. Corrélation des profils de perméabilité :

Les logs de perméabilité montrent une grande variation entre 0,1 mD et 4 mD dans le Trias T1. Cette variation est cohérente avec les variations de porosité et reflète la distribution hétérogène des milieux de dépôt et la présence de barrières sédimentaires.

La corrélation des logs a permis de confirmer la continuité des unités réservoirs dans le champ de Rhourde Chegga, tout en révélant une certaine hétérogénéité verticale et latérale. Le puits RDC21 recoupe les niveaux les plus favorables du Trias T1, démontrant son potentiel d'amélioration de production grâce un forage directionnel ciblé. Les données issues des logs constituent donc un outil essentiel pour guider la conception du futur drainage horizontal.

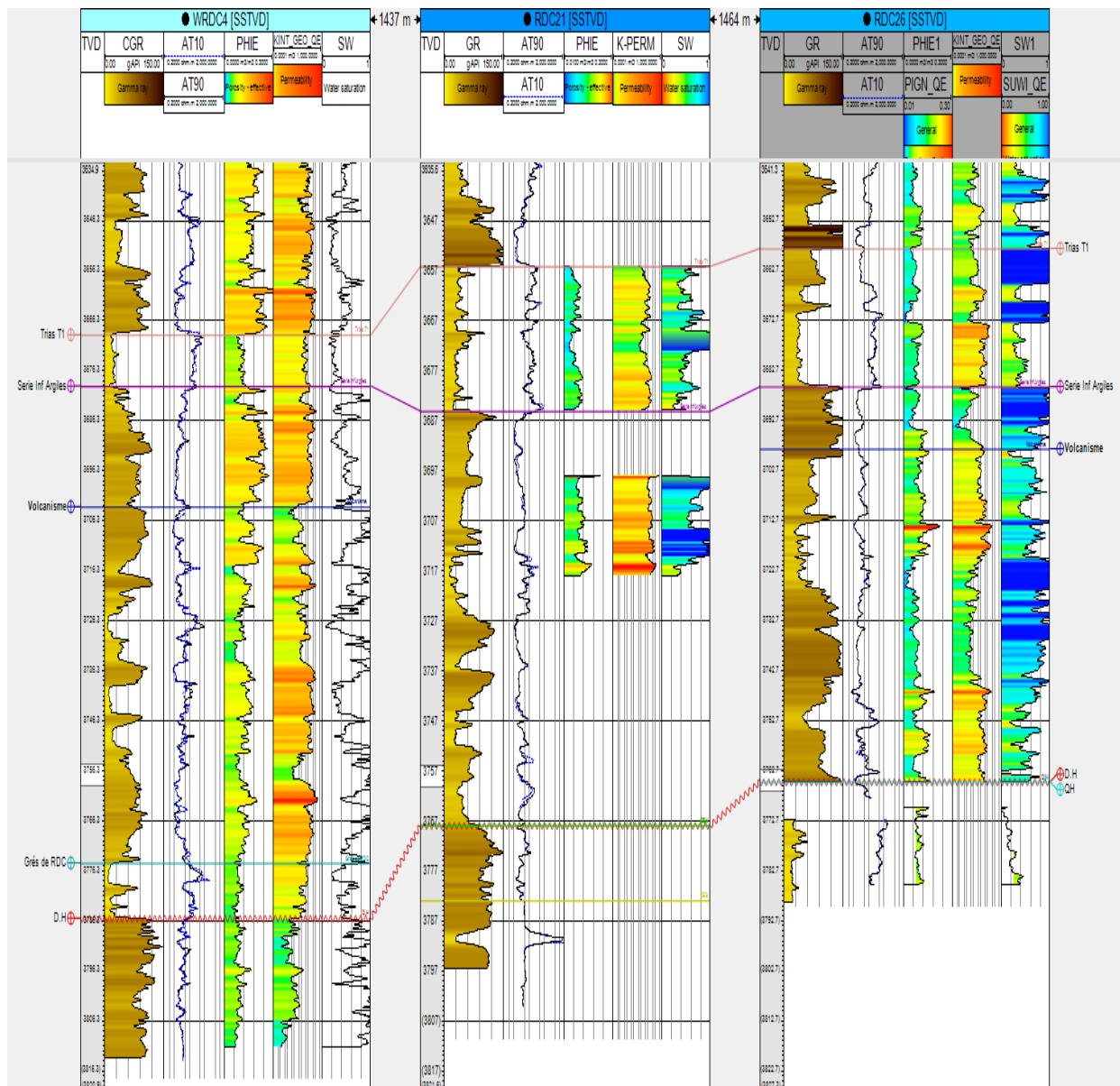


Figure 43 : Corrélation entre les puits RDC26, WRDC4 et le puits RDC21 montrant la répartition de la porosité effective et la perméabilité du réservoir T1

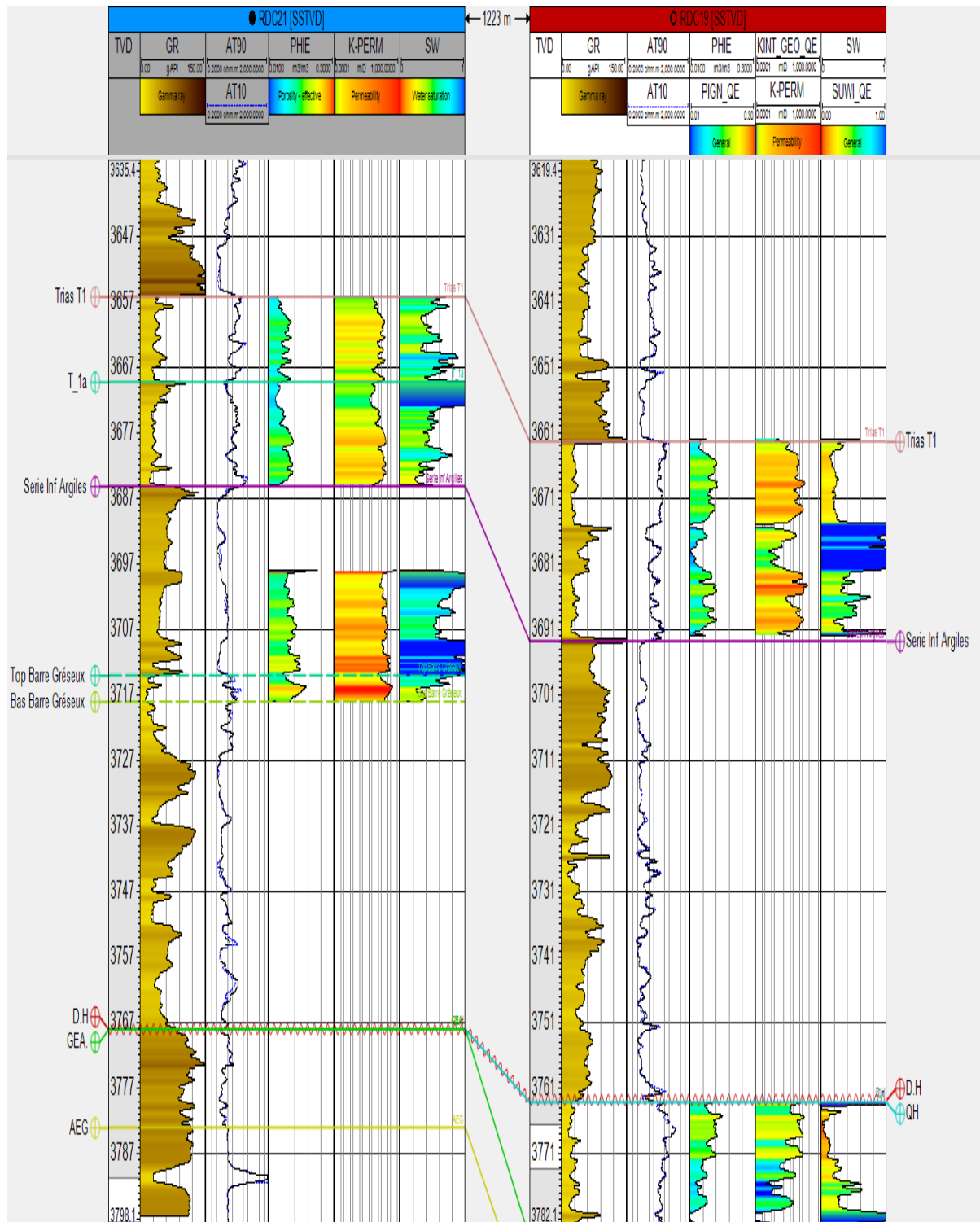


Figure 44 : Corrélation entre le puits RDC19 et le puits RDC21 montrant la répartition de la porosité effective et la perméabilité du réservoir T

RECOMMANDATION

Recommandation

Vue que le Réservoir (Grés Série Inferieur) est trouvé sec et suite aux mauvaises performances du réservoir T1 après perforation (0.79 m³/h lors du jaugeage sur torche ; avec très faible KH selon (BU)) et afin d'augmenter la capacité du puits à produire il est recommandé de :

Reprendre le puits RDC21 en Short Radius dans le T1 selon :

- Target : Dans le **T1** du **3656** au **3685** (cote d'arrêt)
- AZ : **N°290**
- Vs : **500 m**

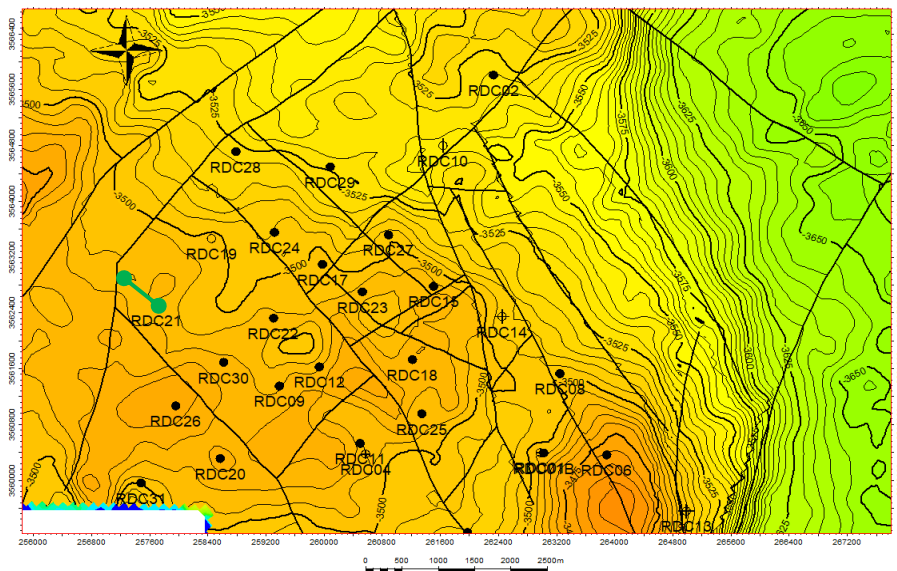


Figure 45 : Carte de direction de nouveau profil SR

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de ce travail était de proposer une solution technique pour améliorer la productivité du puits RDC-21, situé dans la partie Nord-Ouest du champ de Rhourde Chegga, en combinant des analyses géologiques, structurales et pétrophysique.

L'étude a montré que le réservoir Trias T1, bien qu'hétérogène, présente dans sa partie Nord-Ouest des paramètres pétrophysique favorables en termes de porosité, de perméabilité et de saturation en eau faible. L'imagerie des parois de puits ont révélé des fractures ouvertes et partiellement ouvertes, ainsi que des breakouts bien orientés, confirmant un champ de contraintes stable et exploitable pour le forage directionnel.

Les cartes d'isoporosité, d'isoperméabilité et de saturation en eau, croisées avec les logs de corrélation entre RDC-21 et les puits adjacents, ont permis de cibler une zone optimale entre 3656 m et 3685 m pour le développement d'un drain horizontal short radius. Cette stratégie vise à maximiser le contact avec les niveaux réservoirs les plus productifs, tout en s'éloignant du contact huile-eau afin de limiter la production d'eau.

La reprise du puits RDC-21 en short radius, avec une orientation de forage à 290°, apparaît comme une solution techniquement pertinente et économiquement justifiable. Cela s'inscrit dans une logique de redéveloppement efficace des ressources existantes, en valorisant des structures sous-exploitées grâce une meilleure compréhension du réservoir.

Bibliographie

ABDENNOURI.Rabéa ; Mars 2018 : Rapport d'investigation du puits RDC21

BEICIP-FRANLAB ; 2007. Interprétation et caractérisation des réservoirs triasique et ordovicien.

BELADJEL A ;(2019) : Caractérisation géologique, pétrophysique et l'étude de la fracturation des réservoirs pétroliers de la série inférieure du Trias et Quartzite El Hamra. Master professionnel. Université Kasdi Merbah- Ouargla.

BOUDJEMAA A ; (1987) : Evolution structurale du bassin pétrolier « triasique » du Sahara nord oriental. Thèse de doctorat. In université de Paris-Sud Centre d'Orsay

BAKER HUGHES/SONATRACH P RODUCTION ;07avril2016 : UXPL/EARTH Imager quick look data QC, summary and preliminary Analysis

DJERIOUI Tayeb ;2016 : Approche géologique dans la reprise des puits en "ShortRadius", dans le périmètre de Hassi Guettar. Master professionnel. Université Kasdi Merbah- Ouargla

KHELIFI Med Islam ;2016 : Apport de l'imagerie dans le domaine pétrolier. Master professionnel. Université Kasdi Merbah- Ouargla

LEBCHEK S ; (2018): Caractérisation des réservoirs de champ de Rhourde Chegga (RDC). Projet professionnel de fin de formation. In Institut l'IAP.

PERRODON. A ; 1985. Géodynamique pétrolière : genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, Masson, 385 p

SALHI.L ; mai 2015 : Etude sédimentologique préliminaire des grès du RDC, gisement de Rhourde Chegga. 54p.

SALHI. L ; Aout 2016 : Caractérisation des réservoirs du champ de Rhourde Chegga bloc433

SONATRACH ;PED : Etude de faisabilité de reprise en Short Radius du puits RDC21

SONATRACH ;PED 2016 : Rapport d'implantation du puits RDC 21, RDC 26, RDC 31.

SCHLUMBERGER ;17 SEP 2018 : Borehole Geology and Geomechanics for Completion and Drilling Integrity, Rhourd Chegga field.

WEC (2007) : La géologie pétrolière de l'Algérie. In Sonatrach-Schlumberger Well Evaluation Conférence –Algérie 2007