



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU
Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques
Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'études

En vue de **L'obtention de Master en géologie.**

Spécialité : Bassins sédimentaires

Thème

Caractérisation petrophysique et sédimentologique des réservoirs compacts (tight) de l'Ordovicien de la région d'Oued Tassararet et Djebel Mouïma Sud du bassin de l'Ahnet.

Réalisé par :

IHADJADENE Thinhinane

ZENIA Kahina

Encadré par :

Mr. AHMED ZAID I. MCA, FSBSA/UMMTO

Mr. GOUCEM A. Ingénieur, SONATRASH

Soutenu devant le jury :

Mr. KARDACHE. R MCA, FSBSA/UMMTO Président

Mr. MAKHLOUF. A MCB, FSBSA/UMMTO Examineur

Mr. AMROUCHE. F MAA, FSBSA/UMMTO Examineur

Année Universitaire: 2016/2017

Remerciements.

Notre profonde gratitude va tout d'abord à Mr I. AHMED ZAID, qui a accepté la prise en charge de notre encadrement, nous tenons à le remercier vivement pour sa compréhension, ses conseils, son suivi et sa patience.

Nous tenons à remercier Mr A. GOUCEM pour son aide que ce soit sur le plan scientifique ou moral.

Nos remerciements s'adressent à Mr A. BEN YUCEF qui nous a aidés sur le plan diagraphique et Mr K. HACHOUR qui nous aider sur le plan sédimentaire.

Nous tenons également à exprimer notre gratitude aux membres du jury qui ont accepté de juger notre travail

Nous ne pouvons oublier de remercier Mr R. BRACENE et Melle K. AMIES et Melle Lynda, et tous les personnes de la Devisions de la SONATRACH de Boumerdes, Département de l'Ahnet Gourara pour leur accueil chaleureux.

Nous remercions aussi tous professeurs qui n'ont pas ménagé d'efforts pour nous assurer la meilleure formation tout au long de notre parcours universitaire.

Nous adressons nos sincères remerciements à nos chers parents pour leur soutien moral et leurs encouragements à poursuivre nos études.

Nous remercier tout particulièrement nos chers frères M'hand et Ferhat et sœurs Hayat, Dyhia et Djamila, merci beaucoup.

A la fin nous remercions toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail qu'ils trouvent ici nos sincères remerciements et notre reconnaissance.

Sommaires

Résumé

Liste des figures

Introduction

Chapitre I : Généralités sur le bassin de l’Ahnet

I. Généralités sur le bassin de l’Ahnet	
I.1. Situation géographique	01
I.2. Contexte géologique	02
I.3. Le cadre local de la zone d’étude	03
I.4. Environnement pétrolier	03
I.5. Aspects géologiques	
I.5.1. Evolution géodynamique	05
I.5.2. Couverture sédimentaire	06
I.5.2.b) Le Paléozoïque	06
I.5.2.c) Le Mésozoïque	09
I.5.3. Aspects structuraux	11
I.5.4. Les systèmes pétroliers de l’Ahnet	12

Chapitre II : Analyse séquentielle et corrélation entre puits

I.	
I.1. La stratigraphie séquentielle	17
I.2. Séquence et électroséquence	17
I.3. Cortèges sédimentaires	18
I.4. Surface de discontinuités	19
II. Application de la stratigraphie séquentielle a l’Ordovicien des puits étudiés	
II.1. Identification des séquences	21
II.2. Détermination des cortèges sédimentaires	22
II.3. Découpage lithologique.	24
II.4. Essai d’explication de l’évolution du niveau eustatique dans la zone d’étude	27
Conclusion	28

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l’Ahnet à l’aide des méthodes diagraphiques

I. Définitions des paramètres pétrophysiques	29
II. Typologie des diagraphies	30
II.1. Diagraphies Nucléaires	32
II.1.1. Diagraphies du rayonnement gamma	
II.1.1.1. La radioactivité naturelle	32
1.1.2. La radioactivité provoquée	33
II.1.2. Diagraphies des Neutrons	33
II.2. Les diagraphies soniques	34
II.3. Les diagraphies électriques	35
II.4. Les diagraphies auxiliaires	36
II.5. Modélisation des diagraphies	37
III. Méthode de détermination des paramètres pétrophysiques	
III. 1. Détermination par la méthode directe	38
III. 2. Détermination des paramètres pétrophysiques par les diagraphies	

III.2.1. Détermination du volume d'argile (Vsh)	38
III.2.2. Délimitation du réservoir	38
III.2.3. Détermination de la porosité	39
III.2.3.a. Porosité sonique	
III.2.3.b. Porosité de densité	
III.2.3.c. Porosité neutronique	
III.2.4. Détermination de la saturation en eau	40
IV. Interprétation des résultats obtenus	41
Conclusion	44

Chapitre IV : Etude des fractures/fissurations par des techniques de l'imagerie FMI et UBI

1. Définition et typologie des fractures	55
2. Détection des fractures	55
• L'analyse et la description des carottes	
• L'imagerie	
3. Les outils de l'imagerie	57
• Micro-images des formations ou Formation Micro-Image (FMI)	
• Imagerie ultrasonique de trou de forage ou Ultrasonic Borehole Image (UBI)	
4. Avantages des outils de l'imagerie	57
5. Interprétation théorique de l'imagerie	59
6. Etude de la fracturation dans la zone étudiée	60
Commentaires sur les résultats	64
Conclusion	64
Conclusion générale	65
Annexes	66
Références bibliographiques	

Résumé :

Le bassin de l'Ahnet fait parti des Bassins de Plateforme Saharien, se situe au centre occidental du Sahara algérien au Nord du massif du Hoggar. Il est localisé entre les bassins de Timimoune au Nord, Mouydir à l'Est et Reggane à l'Ouest. Ce bassin est subdivisé du point de vue structural en trois zones limitées par des accidents majeures orientés Nord Sud : occidentale, centrale et orientale. Du point de vue pétrolier, le bassin de l'Ahnet constitue une province exclusivement gazière et ses réservoirs contenus dans la couverture sédimentaire paléozoïque sont en grande partie compacts. Ces réservoirs d'âge Ordovicien constituent l'objet de notre étude et l'intente de les caractériser dans la région de Djebel Mouïma Sud et Oued Tassararet qui se situe dans la partie Sud de Périmètre de Tidikelt entre les parallèles 26°02' 12'' et 25°45' 06'' Nord et entre les méridiens 02° 44' 16'' et 02°52' 24'' Est.

Le travail consiste à évaluer les différents paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, type d'argile, le volume d'argile, la saturation en eau et en hydrocarbures) à partir de différentes données diagaphiques.

Pour compléter cette étude nous avons eu recours aux méthodes de l'analyse séquentielle et à l'imagerie UBI et FMI appliquée aux formations d'intérêt.

Mots clés : Ahnet, réservoirs Ordovicien, paramètres pétrophysique.

Abstract:

The Ahnet basin is part of the Sahara Platform Basins, it is located in the Western center of the Algerian Sahara north of the Hoggar massif, and it is located between the Timimoune basin in the north, Mouydir in the east and Reggane in the West. This basin is structurally subdivided into three zones limited by major accidents oriented North-South: western, central and eastern. From the petroleum point of view, the Ahnet basin is an exclusively gas province and its reservoirs in the Paleozoic sedimentary cover are largely compact. These reservoirs of Ordovician age are the object of our study and the attempt to characterize them in the region of Djebel Mouïma South and Oued Tassararet which is located in the southern part of Perimeter of Tidikelt between the parallels 26°02' 12'' and 25°45' 06'' North and between the meridian 02° 44' 16'' and 02°52' 24'' Est.

The work consists of evaluating the different petrophysical parameters (porosity, permeability, clay, clay volume, and water and hydrocarbon saturation) from different log data.

To complete this study we used the methods of sequential analysis and UBI and FMI imaging applied to training of interest.

Keys words: Ahnet, reservoirs Ordovician, petrophysical parameters.

ملخص:

منصة الصحراء تحتوي مجموعة من الاحواض من بينها حوض احنات الذي يقع في الجهة الغربية الوسطى للصحراء الجزائرية، يحده من الشمال حوض تميمون، من الشرق حوض مويدير، من الجنوب الكتلة الصخرية الهقار و من الغرب حوض رقان. هذا الحوض ينقسم الى ثلاث مناطق حدودها عبارة عن فوالق كبرى موجهة شمال-جنوب: المنطقة الشرقية، الوسطى والغربية. يعتبر حوض احنات اقليم حصري للغاز، و خزاناته محفوظة في الغلاف الرسوبي و الذي يعود عمره الى حقبة الباليوزويك. خزانات العصر الاوردوفيسي وخصائصها هي محور دراستنا، و قد اخترنا لهذا الغرض منطقة جبل مويمة جنوب و وادي تساررات التي تقع في الجزء الجنوبي من تيديكلت بين دائرتي العرض 26°02' 12" و 25°45' 06" شمال و بين خطي الطول 02° 44' 16" و 02° 52' 24" شرق. لمعرفة مميزات هذا الخزان سنقوم بتقييم مجموعة من الخصائص البيتروفزيائية (المسامية، النفاذية، الطين، حجم الطين، التشبع بالماء و الهيدروكربور) اعتمادا على سجل بيانات مختلفة.

لاستكمال هذه الدراسة استخدمنا أساليب التحليل المتسلسل و صور اوبي و فمي .

الكلمات الدالة : احنات، خزان العصر الاوردوفيسي، الخصائص البيتروفزيائية.

Liste des figures

- Figure 1 :** Situation géographique du bassin de l’Ahnet.
- Figure 2 :** Situation géologique du bassin de l’Ahnet
- Figure 3:** Image satellitaire du bassin de l’Ahnet
- Figure 4 :** Situation de la zone d’étude dans le bassin de l’Ahnet
- Figure 5 :** Image satellitaire montrant les différents gisements dans le bassin de l’Ahnet
- Figure 6 :** Carte géologique montrant les différents gisements dans le bassin de l’Ahnet
- Figure 7 :** Colonne lithostratigraphique type du bassin de l’Ahnet
- Figure 8 et 9 :** Schéma structural du bassin de l’Ahnet
- Figure 10 :** Schéma explicatif d’un système pétrolier
- Figure 11 :** Schémas des différents pièges pétroliers.
- Figure 12 :** Section sismique montrant différents pièges pétroliers dans le bassin de l’Ahnet
- Figure 13 :** Colonne stratigraphique montrant les systèmes pétroliers du bassin de l’Ahnet
- Figure 14 :** Séquence lithologique positive (granodécroissante) et négative (granocroissante).
- Figure 15 et 16 :** Image diagraphique théoriques de séquences négative et positive.
- Figure 17 :** Schéma qui montre les différentes limites de séquence et les cortèges sédimentaires.
- Figure 18 :** Découpage séquentielle des formations de l’Ordovicien de la région d’étude concernant les puits 1 et 2
- Figure 19 :** Corrélation lithologique des formations de l’Ordovicien de la région d’étude concernant les puits 1 et 2
- Figure 20 :** Corrélation séquentielle des formations de l’Ordovicien de la région d’étude concernant les puits 1 et 2
- Figure 21 :** Coupe explique l’évolution eustatique dans la région étudiée.
- Figure 22 :** Classification des différentes méthodes diagraphiques
- Figure 23 :** Schéma de principe et exemple de log de l’outil Gamma Ray (GR)
- Figure 24 :** Schéma de principe de l’outil densité et exemple de log enregistré
- Figure 25 :** Schéma et exemple des diagraphies neutrons
- Figure 26 :** Schéma de principe et exemple de log de la sonde acoustique
- Figure 27 :** Schéma explicatif des outils de résistivité latérologs et inductologs et la sonde de mesure
- Figure 28 :** Schéma de principe de l’outil de mesure des variations du diamètre du trou de forage (caliper)
- Figure 29 :** Graphe qui montre la détermination du GRcut-off dans les deux puits
- Figure 30 :** Détermination du Δt matrice avec l’abaque de résistivité en fonction de Δt
- Figure 31 :** Détermination de ρ_b matrice avec l’abaque de résistivité en fonction de la densité
- Figure 32 :** Détermination de la résistivité de l’eau de formation avec l’abaque GEN-9 de Schlumberger connaissant la salinité et la température de la formation.
- Figure 33 :** Graphe qui montre des argiles dispersées dans le puits 1
- Figure 34 :** Graphe qui montre des argiles dispersées dans le puits 2
- Figure 35 :** Elan du réservoir de la dalle de M’kratta
- Figure 36 :** Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir de la Dalle de M’kratta.

Liste des figures

- Figure 37** : Graphe de la porosité utile en fonction de la profondeur dans la dalle de M'kratta
- Figure 38** : La sonde FMI
- Figure 39** : Géométrie d'un patin
- Figure 40** : Transducteur de l'UBI
- Figure 41** : Motif du transducteur du l'UBI
- Figure 42** : La sonde UBI
- Figure 43** : Représentation des surfaces d'érosion dans l'imagerie.
- Figure 44** : Représentation des fractures ouvertes et des fractures fermées
- Figure 45** : Représentation des fractures induite
- Figure 46** : Représentation des failles
- Figure 47** : Statistiques des couches sédimentaires par l'analyse de l'imagerie FMI
- Figure 48** : Statistiques des couches structurales par l'analyse de l'imagerie FMI
- Figure 49** : Statistiques des fractures conductrices par l'analyse de l'imagerie FMI
- Figure 50** : Statistiques des fractures discontinues en faible amplitude par l'analyse de l'imagerie UBI.
- Figure 51** : Statistiques des fractures induites et Breakouts par l'analyse de l'imagerie UBI
- Figure 52** : Statistiques des fractures du socle réactivé par l'analyse de l'imagerie FMI
- Figure 53** : Imagerie FMI et UBI montrant les limites des bancs et les différents types de fractures dans l'Ordovicien
- Figure 54** : Elan du réservoir de grès d'El Golea.
- Figure 55** : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir des grès d'El Goléa
- Figure 56** : Graphe de la porosité utile en fonction de la profondeur dans les grès d'El Goléa
- Figure 57** : Elan du réservoir de grès d'Oued Saret.
- Figure 58** : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir des grès d'Oued Saret
- Figure 59** : Elan du réservoir de quartzite de Hamra.
- Figure 60** : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir de quartzite du Hamra.
- Figure 61** : Graphe de porosité utile en fonction de la profondeur dans le réservoir des Quartzites de Hamra
- Figure 62** : Elan du réservoir de la dalle de M'kratta.
- Figure 63** : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir de la Dalle de M'kratta.
- Figure 64** : Graphe de la porosité utile en fonction de la profondeur dans le réservoir de la Dalle de M'kratta.
- Figure 65** : Elan du réservoir des grès d'El Golea.
- Figure 66** : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir des grès d'El Goléa.
- Figure 67** : Elan du réservoir des grès d'Oued Saret.
- Figure 68** : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir des grès d'Oued Saret.

Liste des figures

TABLEAUX

Les principaux résultats des paramètres pétrophysiques des réservoirs d'Ordovicien dans la zone étudiée

Introduction

Le présent travail rentre dans le cadre du mémoire de fin de cycle de graduation de Mastère II « des Bassins sédimentaires », préparé au Département des Sciences de la Terre et de l'Univers, de la Faculté des Sciences Biologiques et Agronomiques de l'université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou.

Ce mémoire qui a pour thème la « *Caractérisation pétrophysique et sédimentologique des réservoirs compacts (tight) de l'Ordovicien de la région de Oued Tassararet et Djebel Mouima Sud du bassin de l'Ahnet,* » a été préparé en étroite collaboration avec le Département Ahnet Gourara de la Division Exploration de la Sonatrach.

L'objectif du travail entrepris est de tenter de proposer la meilleure voie possible pour appréhender l'évaluation des réservoirs ordoviciens caractérisés par de basses perméabilités et qui sont rangés par les pétroliers dans la catégorie des réservoirs tight.

Afin de mener à bien cette étude, un certain nombre de données issues de différents puits seront traitées (diagraphies, fiches de carottes, mesures pétrophysiques, etc.) appuyées par des données de la sismique réflexion (profils sismiques, diverses cartes, etc.).

Cela étant, le présent mémoire sa structure en quatre chapitres.

Dans le premier chapitre, nous traitons les généralités sur le bassin de l'Ahnet (situation géologique et géographique, aspect stratigraphique, aspect structural et les systèmes pétroliers).

Le second chapitre est consacré pour l'analyse séquentielle et corrélation entre les puits étudiés.

Le troisième chapitre s'intéresse à l'étude des paramètres pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques.

En fin, dans le quatrième chapitre nous abordons à l'étude des fractures par des techniques de l'imagerie FMI et UBI.

La productivité des réservoirs Ordovicien est liée aux propriétés pétrophysiques des réservoirs et à la connectivité du réseau fracturation dès lors se posent les questions suivantes :

Quels sont les méthodes et les outils qui permettent de définir les caractéristiques pétrophysiques d'un réservoir ? Et quels sont les techniques qui assurent une meilleure exploitation de ces réservoirs ?

Chapitre I : Généralités sur le bassin de l'Anet

Dans ce chapitre, nous abordons des généralités sur le bassin de l’Ahnet, la situation géographique, le contexte géologique, l’évolution géodynamique, couvertures sédimentaires, aspects structuraux, et les systèmes pétrolier.

I. Généralités sur le bassin de l’Ahnet

I.1. Situation géographique

Le bassin d’Ahnet est situé dans la partie Sud-ouest du Sahara algérien, au nord du massif du Hoggar. Il se trouve à 1 200 km d’Alger et à 700 km au Sud Ouest de Hassi Massaoud et s’étale sur une superficie de 75 000. Il se situe entre les parallèles 24°00’ et 27°00’ Nord, et entre les méridiens 01°00’ et 03°00’ Est. Il recouvre les zones d’Aoulef, In Salah et In Bazzéne. (Figure 01)

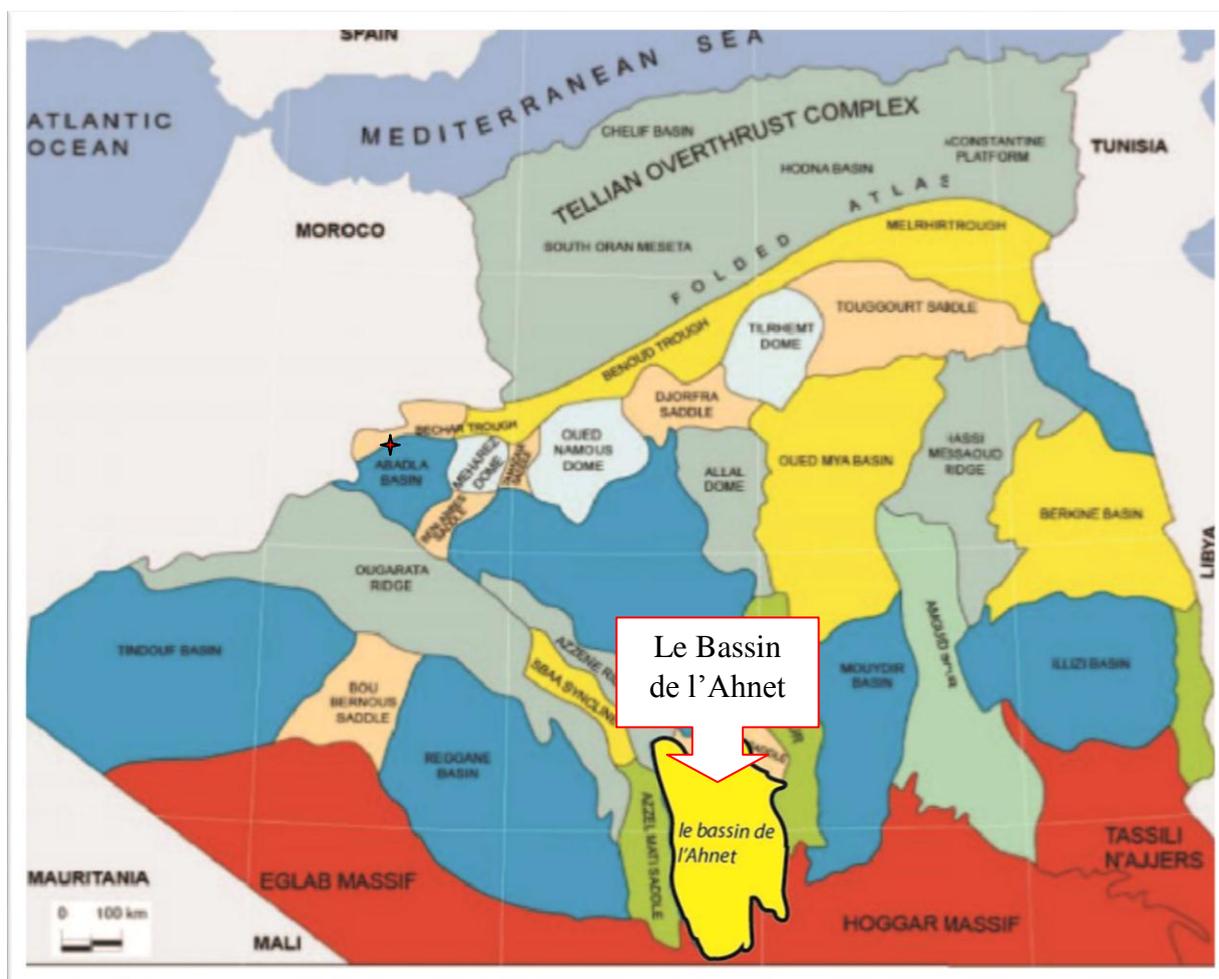


Figure 01 : Situation géographique du bassin de l’Ahnet (document Sonatrach).

I.2. Contexte géologique

La dépression de l’Ahnet fait partie de l’ensemble des bassins de la plateforme saharienne. Le bassin de l’Ahnet est un bassin plongeant vers le Nord. Les déformations de

cette région sont caractérisées par une série de plis liés à des inversions de failles extensives essentiellement dues à la phase hercynienne. Des compartiments chevauchés et déformés par des failles inverses sont aussi observés. Les plis sont généralement asymétriques avec une direction NW-SE parallèle à la direction de la chaîne d’Ougarta plus au nord.

Situé dans la partie centre Occidentale de la plateforme saharienne, le bassin de l’Ahnet est limité au Nord par l’ensellement de Djoua qui le sépare du bassin de Timimoun, à l’Est par le môle l’Arak d’Idjerane M’Zab qui le sépare du bassin de Mouydir, au Sud par le massif du Hoggar et à l’Ouest par la zone haute d’Azzel-Matti qui le sépare du bassin de Reggane. (Figure 02 et 03).

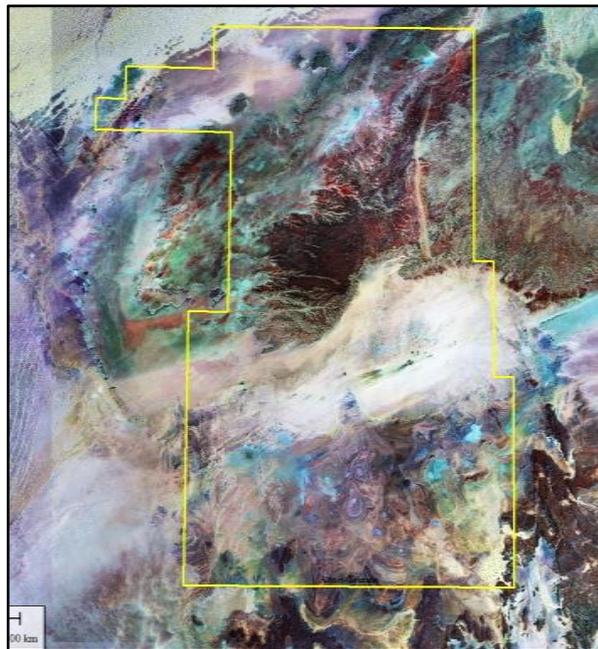
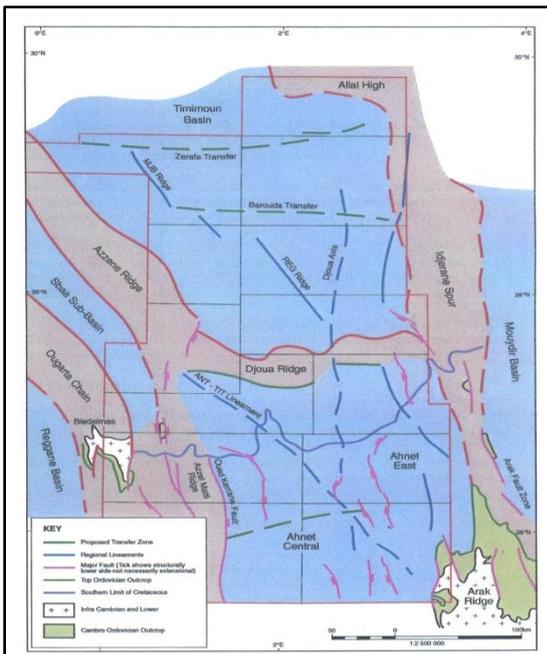


Figure 02 : Situation géologique du bassin de l’Ahnet (Sonatrach)

Figure 03 : Image satellitaire du bassin de l’Ahnet (Sonatrach)

I.3. Le cadre local de la zone d’étude :

Djebel Mouïma Sud et Oued Tessararet sont situés dans le bassin de l’Ahnet à la partie Sud de Tidikelt Sud bloc 338. Cette zone est comprise entre les parallèles: 26° 02’ 12’’ N et 25° 45’ 06’’, et les méridiens 02° 44’ 16’’E 02° 52’ 24’’ E. (Référencier à la figure 04).

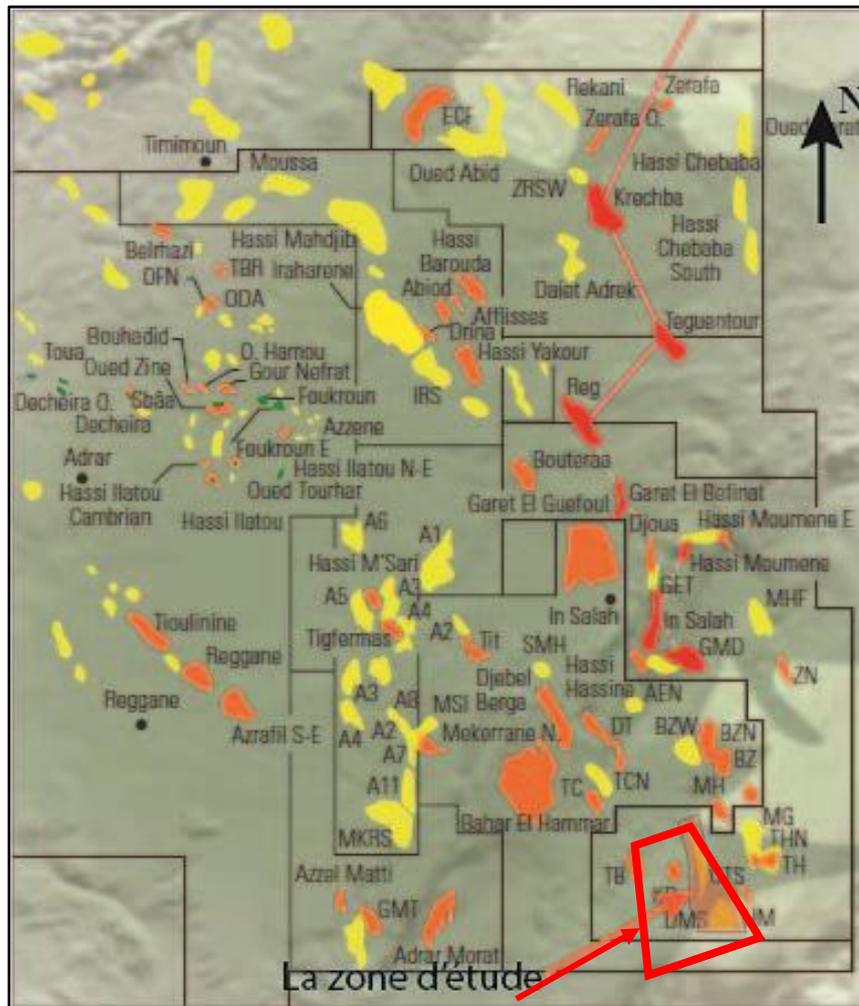


Figure 04 : Situation de la zone d'étude dans le bassin de l’Ahnet (Wec, 2007).

I.4. Environnement pétrolier :

Le bassin de l’Ahnet est considéré comme une province de gaz sec. Beaucoup de travaux ont été réalisés sur ce bassin dont les premiers ont été couronnés par la première découverte dans la plate forme saharienne qui remonte à 1953 dans le Djebel Berga. Les travaux sur le bassin de l’Ahnet ont été suspendus suite à la découverte faite au Sud-est de Hassi Massoud et ces travaux n’ont repris qu’en 1972.

Le regain d’activité dans ce bassin a eu lieu dans les années 1970 et consiste en une campagne d’acquisition de données sismiques, de travaux de forages et de synthèse. Ces travaux ont pu mettre en évidence de nombreuses accumulations de gaz réparties sur trois principaux réservoirs : le Cambro-ordovicien (Quartzite de Hamra, grès d’El Golea, Oued Saret, et quartzite de la dalle de Mkrata), le Dévonien inférieur (Gédinnien, Siégénien et Emsien) et le Carbonifère (Tournaisien et Strunien). Ce dernier ne se retrouve que dans la partie septentrionale. L’ensemble de ces gisements sont illustrés dans les figures 05 et 06.

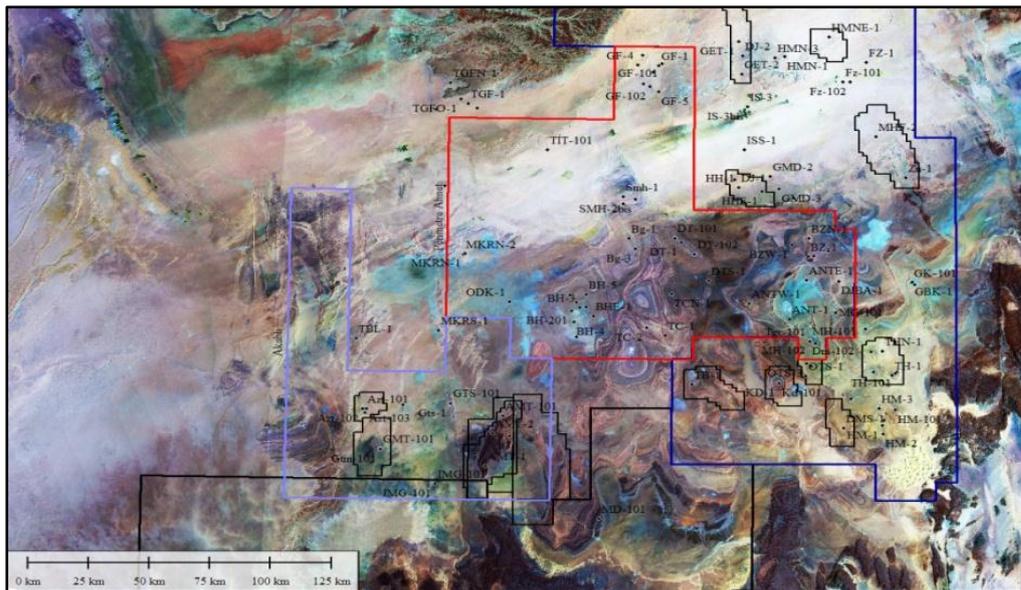


Figure 05 : Image satellitaire montrant les différents gisements dans le bassin de l'Ahnet (Sonatrach, 2017)

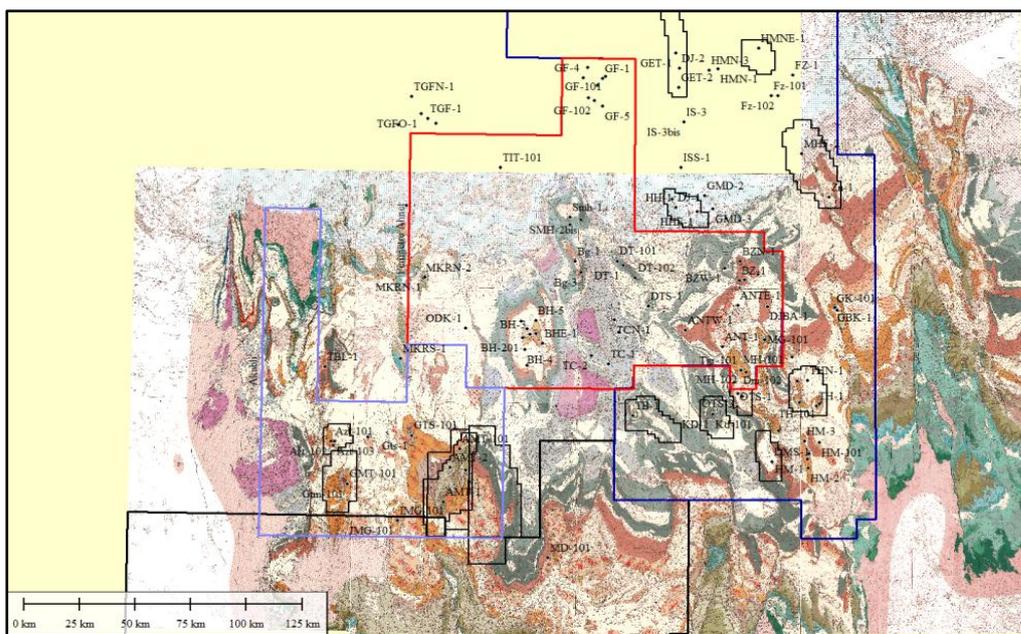


Figure 06 : Carte géologique montrant les différents gisements dans le bassin de l'Ahnet (Sonatrach, 2007)

I.5. Aspects géologiques

I.5.1. *Évolution géodynamique*

Le bassin de l'Ahnet a connu plusieurs phases tectoniques qui ont marqué son évolution géodynamique. Celles-ci ont été identifiées sur la base des données de surface et de subsurface et les résultats essentiels se résument dans ce qui suit :

➤ **Phase panafricaine** : elle s'est produite à la fin du précambrien, c'est le résultat de la collision entre le craton Ouest-Africain et le domaine panafricain mobile. La zone de suture résultante de cette collision est matérialisée par un contact net entre les méta-sédiments du craton Ouest Africain d'âge "Protérozoïque supérieure" et les gneiss panafricains.

➤ **Phase d'ouverture et de remplissage** : durant cette phase le bassin a connu une période d'approfondissement qui varie d'une zone à l'autre.

Les événements les plus importants de cette phase se sont produits durant le Silurien basal et durant le Dévonien supérieur, ils sont caractérisés par un approfondissement du bassin vers le nord et le dépôt des roches mères du Silurien et du Dévonien moyen et supérieur.

➤ **Phase hercynienne** : deux phases majeures de déformation ont été décrites

a) Les mouvements précoces du Viséen :

Ce sont les mouvements de contraintes de direction N040° qui ont formé des plis orientés NW-SE.

b) Les mouvements tardifs d'âge Stéphano-autunien :

Ceux-ci ont provoqué l'arrêt complet de la sédimentation au cours du Carbonifère, les contraintes qui sont responsables sont de direction N120°.

Les mouvements de cette phase ont joué un rôle majeur dans la structuration actuelle du bassin de l'Ahnet. Ils ont généré d'importants plissements associés à un ensemble d'accidents résultants essentiellement du rejeu des accidents profonds du socle.

1.5.2. Couverture sédimentaire

Elle est essentiellement d'âge paléozoïque reposant en discordance sur la série pourprée de l'Ahnet, surmontée toujours en discordance par des dépôts d'âge mésozoïque (dans la partie nord de bassin).

1.5.2.a) La série intermédiaire ou série pourprée de l'Ahnet :

Cette série a été décrite, comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara ; elle est conservée au niveau des bordures du craton Ouest Africain. Elle correspond à une formation arkosique, conglomératique à faciès fluviatile, où alternent des niveaux argileux et silteux à intercalations de tillites témoignant d'une période de glaciation. Cité par J. Fabre en 1976

1.5.2.b) Le Paléozoïque (540 – 252 Ma) :

Dans le bassin de l'Ahnet, la série paléozoïque est assez complète depuis le Cambrien inférieur au Carbonifère. Cette couverture très développée et pouvant atteindre une épaisseur de 4 000 m au Nord, tend à s'amincir vers la partie Sud du bassin.

1.5.2.b.1. Le Cambro-ordovicien (540 – 443 Ma)

D'après la subdivision du Paléozoïque, on distingue dans le Cambro-ordovicien trois formations, qui sont de la base au sommet :

- La formation d'Ajjers qui renferme les unités II, III-1 et III-2
- La formation d'In Tahouite qui renferme l'unité III-3
- La formation de Tamadjert qui renferme l'unité IV

➤ La formation d'Ajjers (l'unité II + III-1 + III-2) :

Elle repose en discordance sur le socle et la série intermédiaire ; l'âge de cette formation est encore mal défini. Elle peut correspondre soit au Cambrien supérieur soit à l'Ordovicien inférieur, cette formation est subdivisée en trois unités :

- Unité II ou Grès conglomératiques de base

Elle est d'âge cambrien et consiste principalement en des dépôts fluviatiles à influence marine vers le sommet. Elle est représentée par des grès grossiers conglomératiques à stratification oblique.

- **Unité III-1**

Elle est représentée par l'alternance des argiles d'El Gassi et des grès d'El Atchen. Son absence au Sud de l'Ahnet s'expliquerait probablement par un non dépôt.

- **Unité III-2 ou quartzites de Hamra**

Elle est d'âge Arénigien et constitue une barre homogène de grès quartzitiques durs à tigillites.

➤ **Formation d'In Tahouite (unité III-3)**

Cette formation argilo-gréseuse témoigne d'une transgression marine d'âge Llanvirien. Elle est subdivisée en deux parties :

- **La partie inférieure** : représentée par les argiles de Tiferouine surmontées par les argiles d'Azzel.

- **La partie supérieure** : représentée par les grès d'Oued Saret, correspondant à des grès argileux à grains fins, son sommet est marqué par une discordance de ravinement glaciaire.

➤ **La formation de Tamadjert (unité IV)**

Cette unité s'est déposée dans un environnement complexe, glacio-marin à fluviomarin. Elle comprend de bas en haut :

- Les grès d'El Goléa.
- Les argiles conglomératiques.
- Les grès quartzitiques ou dalle de M'kratta.

L'unité IV repose sur diverses formations jusqu'au socle par l'intermédiaire d'une surface d'érosion.

I.5.2.b. 2. Le Silurien (443 – 419 Ma)

Au cours du Silurien, un réchauffement climatique est survenu ; ce qui va induire la fonte de la calotte glaciaire de l'Ordovicien et l'élévation du niveau de la mer. Le Silurien est subdivisé en deux unités lithologiques : le Silurien argileux à la base et la zone de passage du Siluro-dévonien au sommet.

- **Le Silurien argileux** : il est composé d'argiles noires à graptolites, déposés sous des conditions anoxiques. Ces argiles sont schisteuses avec de rares intercalations de calcaire gréseux et de grès argileux (Asses A, 2015).

- **La zone de passage siluro-dévonien** : au cours du Silurien terminal, la sédimentation devient de plus en plus gréseuse suite au soulèvement de l'orogénèse calédonienne.

I.5.2.b.3. Le Dévonien (419 – 358 Ma)

➤ **Le Dévonien inférieur** (419 – 393 Ma) : Cet ensemble est globalement argilo-gréseux. Il est subdivisé en :

- **Gédinnien** : Il est constitué d'une alternance d'argiles à silstones et de grès souvent francs vers le bas déposés dans un milieu marin peu profond (Abed L., 2003. Rapport interne à Sonatrach).

- **Siégénien** : Il s'agit d'un ensemble de grès, fortement quartzitiques, qui forme une barre massive et compacte au sein des dépôts du Dévonien inférieur. Vers le sommet, on a des intercalations de niveaux argileux (Asses A, 2015).

- **Emsien** : la série est essentiellement argileuse, indurée feuilletée et fossilifère dans laquelle se développent des corps gréseux d'épaisseurs et d'extensions variables. Ces corps gréseux et perméables constituent avec ceux du Siégénien des aquifères à Anasmit Ouest.

➤ **Le Dévonien moyen** (393 – 382 Ma) : il s'agit des dépôts franchement plus marins que ceux du Dévonien inférieur. Ceci reflète une transgression marine qui se généralise progressivement. Il est subdivisé en deux parties (Abed L, 2003. Rapport interne à Sonatrach) :

- **Eifelien** : C'est un ensemble argilo-gréseux induré, parfois feuilleté, silteux à la base, avec des passées de calcaires ou de marnes.

- **Givetien**: Il est représenté par une alternance de calcaires argileux, tendres, bioclastiques (calcaires coquilliers, fossilifères). À ce niveau, on a mis en évidence l'existence de constructions récifales qui atteignent 85.5 m d'épaisseur (Récif de Gouiret Es Soud au Nord de Garet Azzel Matti).

➤ **Le Dévonien supérieur (382 – 358 Ma)** : Cet ensemble est représenté globalement par des argiles gris foncé, indurées et feuilletées dont l'épaisseur atteint les 800 m. Ces argiles sont nommées localement « séries de Maden Yahia », elles comprennent :

- **le Frasnien** : constitué d'argiles grises à passées de calcaire
- **le Faménnien** : constitué d'argiles grises à noires, micacées à passées de grès et de silt.
- **le Strunien** : représenté par des alternances de grès siliceux à silico-argileux, moyennement durs et d'argiles rarement silteuses et feuilletées.

I.5.2.a.4. Le Carbonifère (358 – 298 Ma)

La série du Carbonifère est très érodée, ce qui rend la colonne stratigraphique incomplète. Elle comprend :

- **Le Tournaisien** : constitué d'une séquence transgressive, avec des alternances d'argiles et de grès avec des lentilles de calcaire dolomitique (Abed L., 2003, Rapport interne à Sonatrach).
- **Le Viséen** : il débute par un banc de calcaire, avec alternance de grès et d'argiles vers le sommet (Hassaine, 2016).

I.5.2.c) Le Mésozoïque

Il est peu répandu dans le bassin de l'Ahnet et est représenté par des dépôts continentaux. Il est désigné par le terme de Continental intercalaire et repose en discordance sur les dépôts paléozoïques.

I.5.2.c.1. Le Jurassique

Seule la partie inférieure subsiste. Elle est représentée par le Lias, correspond à des anhydrites massives parfois argilo-dolomitiques, avec des argiles gypseuses et des bancs de dolomie à la base.

I.5.2.c.2. Le Crétacé

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

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

Tous ces détails relatifs à la couverture sédimentaire sont synthétisés sur la colonne stratigraphique représentée sur la figure 07ci-dessous.

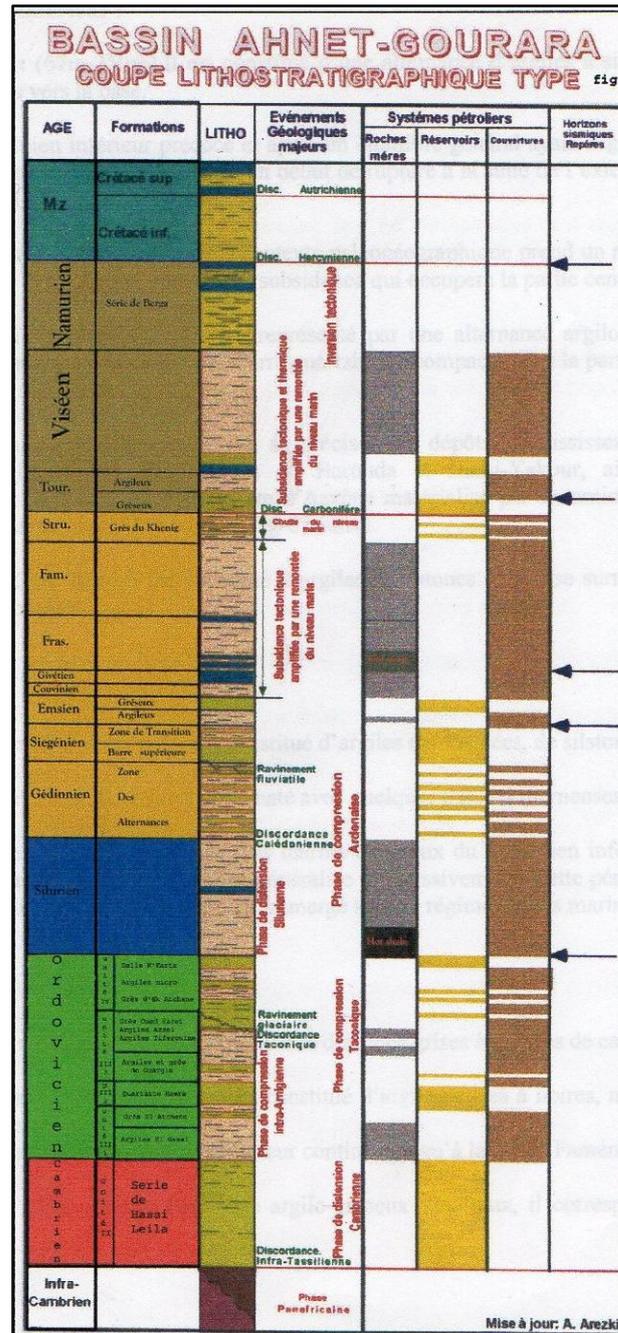


Figure 07 : Colonne lithostratigraphique type du bassin de l’Ahnet (document Sonatrach).

I.5.3. Aspects structuraux :

Le bassin de l'Ahnet est orienté Nord-Sud avec un pendage plongeant vers le Nord. La tendance structurale dans le bassin est à dominante Nord-Sud, contrôlée par des alignements subverticaux du socle.

Les éléments structuraux observables aisément (figure. 08 et 09) sont représentés par :

- **des failles** inverses orientées Nord-Sud avec des longueurs de plusieurs kilomètres. La plupart de ces failles majeures sont associées à des failles mineures de direction NE-SW. Les failles qui remontent en surface prennent généralement naissance dans le socle et dans la séquence du Paléozoïque inférieur.

- **des plis** orientés NNW-SSE et considérées comme étant associées au déplacement inverse le long des failles du socle (Mezlah, 2006).

Structuralement le bassin de l'Ahnet est naturellement organisé en trois grandes zones (Achour, 2008) :

I.5.3.1. l'Ahnet oriental : C'est une zone structuralement haute, limitée à l'Est par le môle d'Idjerane-Mzab, à l'Ouest par l'accident subméridien de Fogarret Ezzoua et Fom Belrem, et passant au Sud par Zini et Gour Bouchreiss.

I.5.3.2. Zone de l'Ahnet central : Elle constitue la zone la plus profonde du bassin révélant des aspects structuraux légèrement différents relativement à la zone précédente. Elle montre de nombreuses structures anticlinales de grandes dimensions telles que Bahar El Hammar, Garet El Guefoul, Oued Djaret, Tirechoumine. Ces structures sont associées à des failles verticales avec des rejets importants pour une plate forme considérée stable.

I.5.3.3. Zone de l'Ahnet occidental : Elle représente un môle séparant le bassin de l'Ahnet de celui de Reggane. Cette zone est structuralement haute et étroite, limitée à l'ouest par un accident venant du Nord d'Akabli et passant approximativement par l'Adrar Morat au Sud.

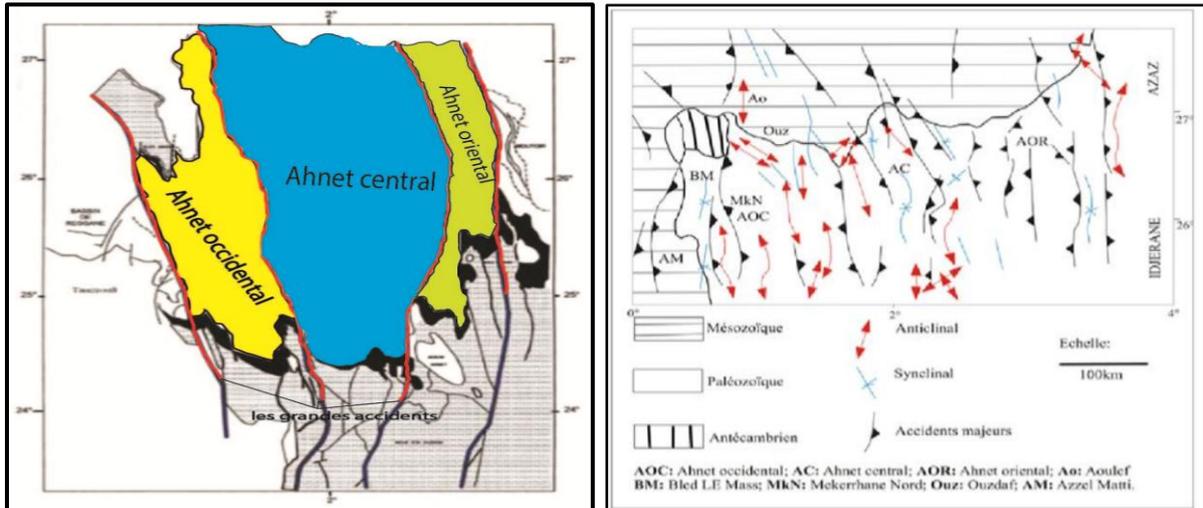


Figure 08 et 09 : Schéma structural du bassin de l’Ahnet (SONATRACH)

I.5.4. Les systèmes pétroliers de l’Ahnet

I.5.4.1. Définition :

Un système pétrolier est composé de plusieurs éléments, dont la roche-mère, la roche-réservoir, la roche-couverture, les pièges, et les différents processus liés aux écoulements des fluides qui y sont contenus (migrations) sont répertoriés dans figure 10 ci-dessous :

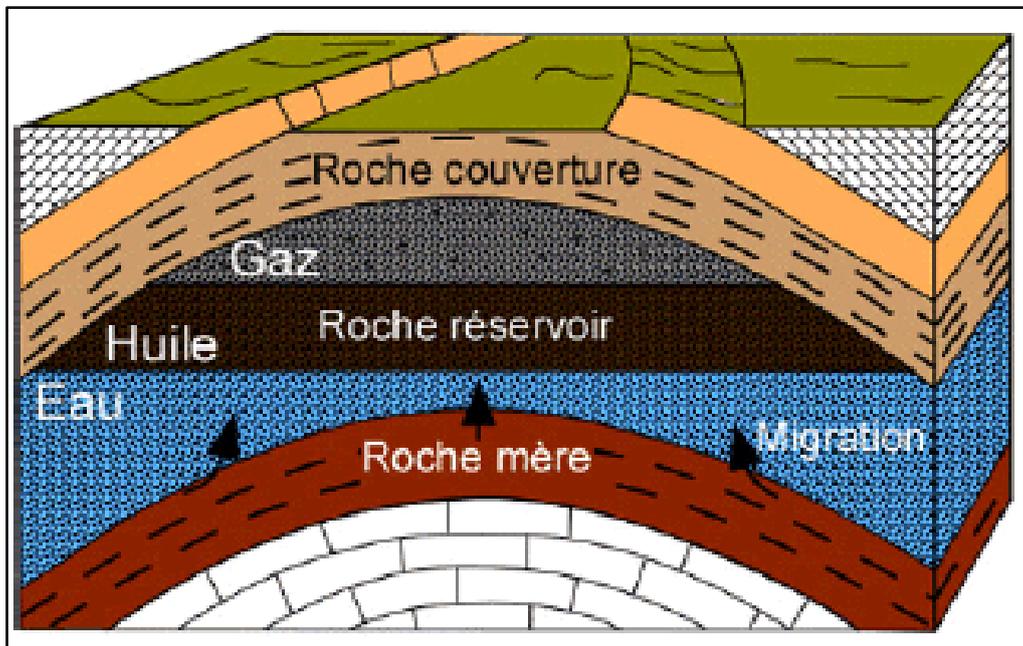


Figure 10 : Schéma explicatif d’un système pétrolier

1) Roche mère :

C’est une roche sédimentaire très fine imperméable (généralement des argiles) riche en matière organique, cette roche est caractérisée par une épaisseur importante qui traduit une

vitesse de sédimentation élevée. Au cours de l'enfouissement du sédiment et en fonction du gradient géothermique, la matière organique des roches mères se transforme progressivement en hydrocarbures.

-Si les hydrocarbures restent à l'intérieur de la roche-mère, on parle d'hydrocarbures de roche-mère (gaz ou pétrole de schiste).

-Si les hydrocarbures sont expulsés de la roche mère et piégés dans un réservoir, on parle soit d'hydrocarbures conventionnels soit d'hydrocarbures non conventionnels selon les caractéristiques pétrophysiques de la roche-réservoir.

2) Roche réservoir :

C'est une roche sédimentaire homogène, poreuse et perméable (généralement ce sont des grès ou des calcaires de barrière récifale). Après avoir quitté la roche mère, les hydrocarbures s'accumulent dans les pores de cette roche.

3) Roche couverture :

C'est une roche imperméable et non fissurée qui permet de garder les hydrocarbures dans la roche-réservoir. Les roches couvertures sont généralement des argiles, des sels ou du gypse.

4) Les pièges :

Un piège est un écran à la migration des hydrocarbures. Comme il est illustré dans la figure 11, plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours des phénomènes géologiques :

a) Les pièges structuraux :

✓ *Le piège anticlinal* : structure où les roches ont été plissées par les mouvements terrestres, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisement.

✓ *Les failles inverses* : lors de glissement des blocs vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure, une couche imperméable peut également venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

b) Les pièges stratigraphiques :

✓ *Les dômes de sel (diapirs)* : ce sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent en surface sous l'effet de la pression et de la différence de densité. Au cours de leurs remontées les diapirs recoupent les réservoirs de pétrole et formé un écran contre la migration des hydrocarbures.

✓ *Les structures en discordances.*

✓ *Les formes lenticulaires.*

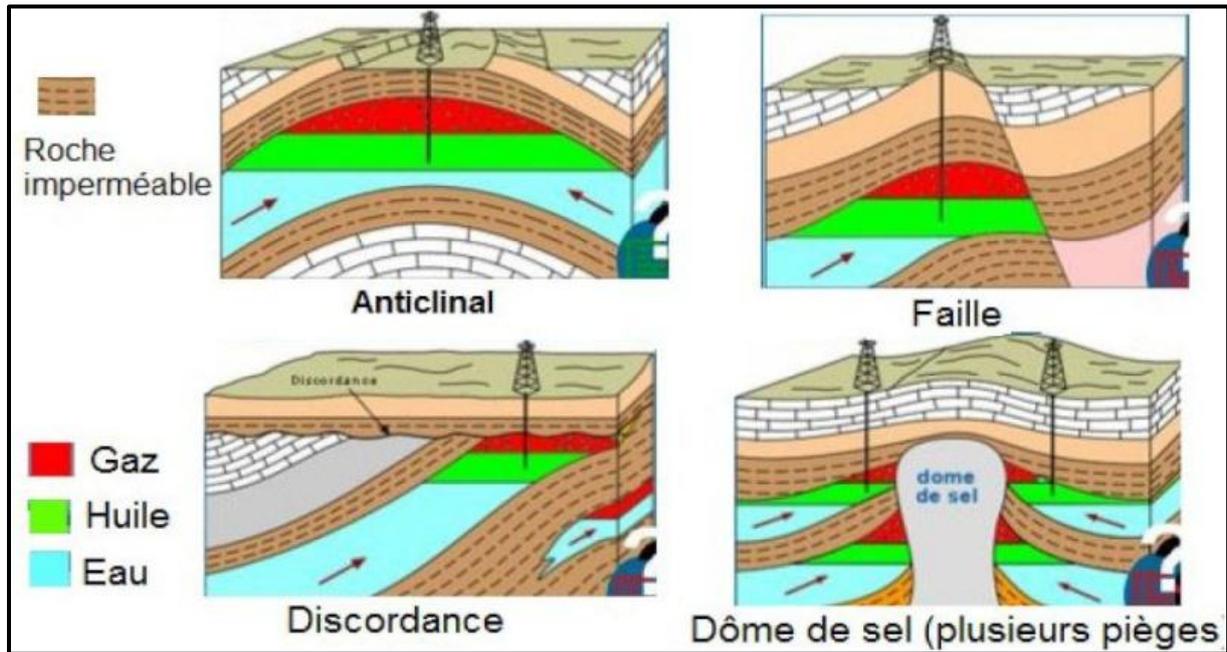


Figure 11 : Schémas des différents pièges pétroliers.

D'après les données de puit, le bassin de l'Ahnet renferme plusieurs systèmes pétroliers.

a) Roches mères

Au Paléozoïque, les roches qui possèdent les qualités d'une roche mère sont les argiles noires à graptolites à la base du Silurien, les argiles carbonatées du Dévonien moyen (Givetien, Frasnien) et les argiles carbonatées du Faménnien. La principale phase de génération des hydrocarbures correspond au Dévonien supérieur (360 Ma) au cours de la phase hercynienne qui se poursuit jusqu'à la fin de Paléozoïque.

b) Roches-réservoirs

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches-réservoirs potentielles dont les principaux niveaux productifs de gaz sont situés dans les grès d'El Goléa et les quartzites de Hamra d'âge Ordovicien, les grès du Gédinnien, les grès quartzitiques du Siégénien, les grès de l'Emsien et les grès du Tournaisien.

c) Roches couvertures

Les argiles du Silurien constituent une bonne roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien tandis que les Argiles du Dévonien supérieur couvrent les réservoirs du Dévonien inférieur. Enfin, les argiles du Tournaisien constituent une roche couverture pour les réservoirs du Tournaisien.

- d) **Pièges** : ils sont représentés par des structures de type anticlinal ou anticlinal faillé (figure 12).

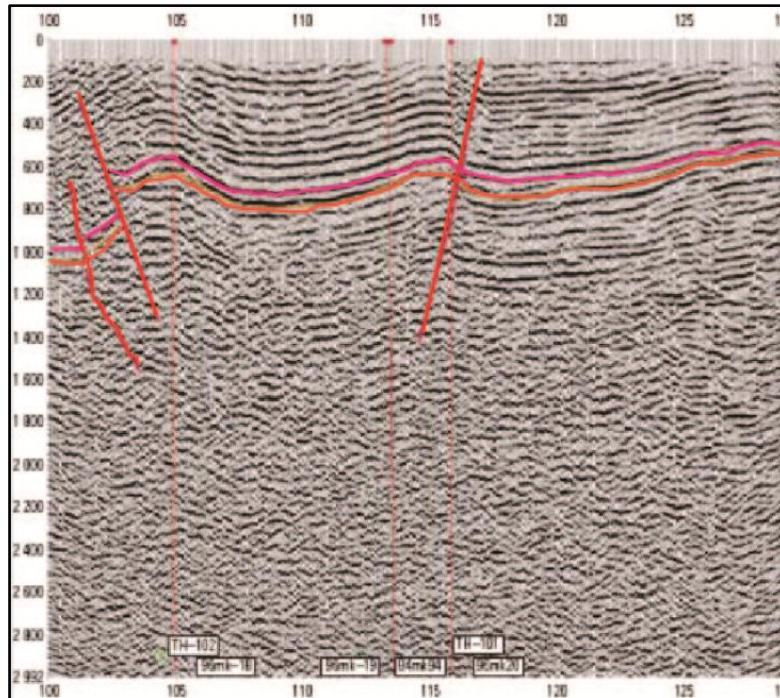


Figure 12 : Section sismique montrant différents pièges pétroliers dans le bassin de l'Ahnet (Sonatrach).

Les différentes formations réservoirs potentielles renfermant les principaux systèmes pétroliers du Bassin de l'Ahnet sont représenté sur la figure 13.

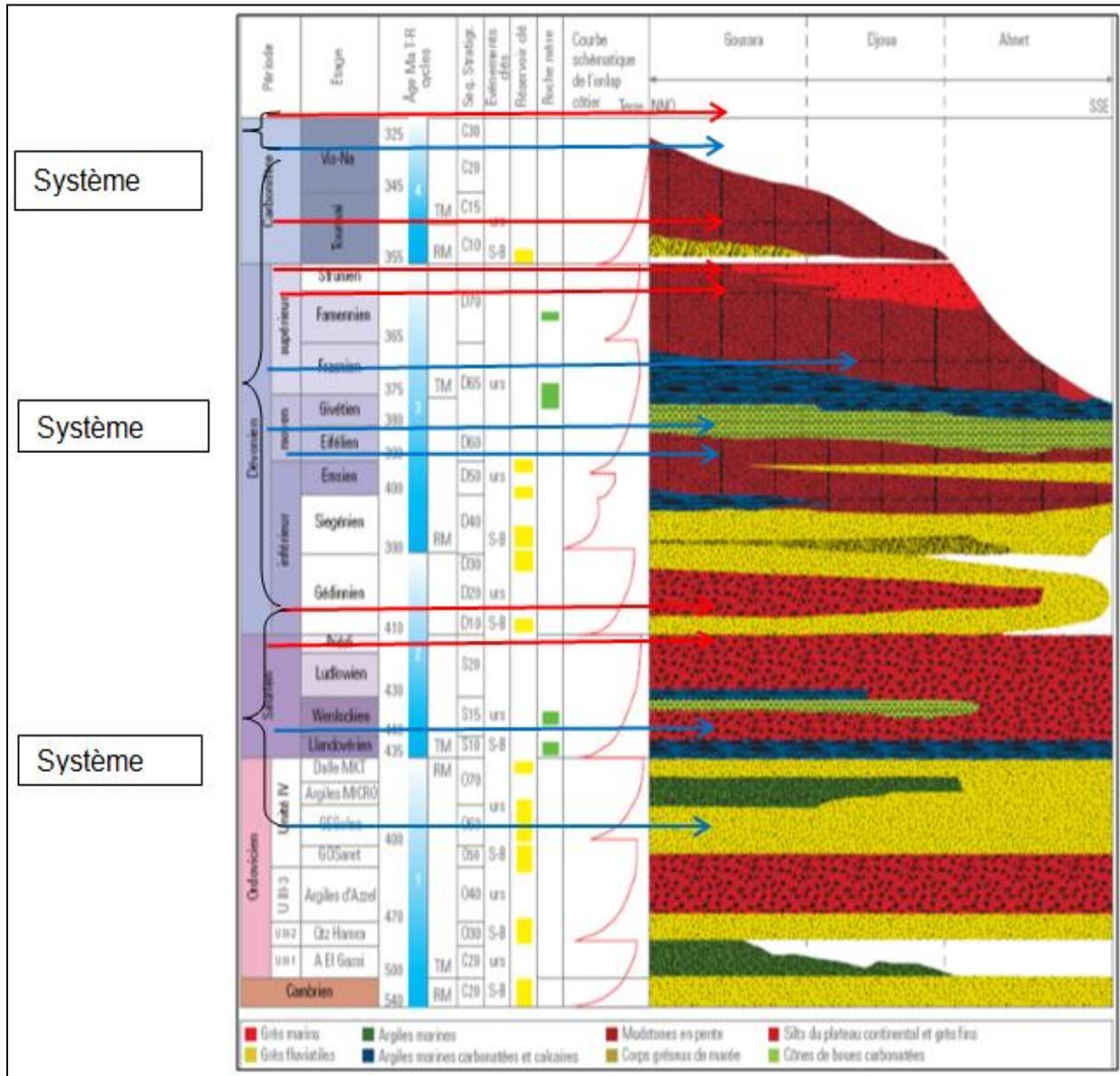


Figure 13 : Colonne stratigraphique montrant les systèmes pétroliers du bassin de l'Ahnet (Document SONATRACH – Exploration).

Chapitre II : Analyse séquentielle et corrélation entre puits

Ce chapitre se veut un essai d'analyse séquentielle des dépôts de l'Ordovicien dans la région de Djebel Mouïma Sud et d'Oued Tessararet. Mais auparavant, il est utile dans une première phase, de faire un rappel sommaire des notions principales de l'analyse séquentielle afin de pouvoir les appliquer aux deux puits étudiés dénommés puits-1 et puits-2.

L'opération de découpage séquentiel se base sur l'analyse des différentes réponses diagraphiques (GR, sonique, et Neutron-densité) devant chaque niveau sédimentaire en raison de l'absence de carottes. Ce découpage nous permet d'établir une corrélation lithologique entre les deux puits pour avoir au moins une idée sur la continuité latérale des réservoirs.

Pour identifier les principales limites des séquences et déterminer les cortèges sédimentaires, on utilise les différentes réponses diagraphiques et la charte eustatique en absence de sections sismiques de la région étudiée.

Les résultats de l'analyse séquentielle nous permettent d'étudier l'évolution du niveau eustatique au cours des temps géologiques et de comprendre la géodynamique du bassin.

I.1. La stratigraphie séquentielle

La stratigraphie séquentielle constitue une discipline moderne qui vient en appoint à la sédimentologie pour expliquer la distribution spatiale et temporelle des sédiments dans un bassin, et comprendre ainsi la géométrie des corps sédimentaires et les discontinuités qui les séparent. Dans ses fondements, elle considère que les réponses stratigraphiques et les modèles de dépôt, dans des roches sédimentaires, sont le résultat de l'interaction de trois facteurs : la tectonique, l'eustatisme et les apports sédimentaires.

I.2. Notions de séquence et d'électro-séquence

La séquence lithologique est une succession de faciès qui s'enchaînent et se superposent graduellement. La polarité de la séquence est définie par la variation du niveau d'énergie du milieu de dépôt conditionnant la granulométrie et donc l'argilosité.

On peut définir deux types de séquences (figures 14) :

1. La séquence positive : c'est une séquence à évolution granodécroissante, elle évolue des particules les plus grossières aux plus fines vers le haut,
2. La séquence négative : c'est une séquence à évolution granocroissante, elle évolue des particules les plus fines aux plus grossières vers le haut.

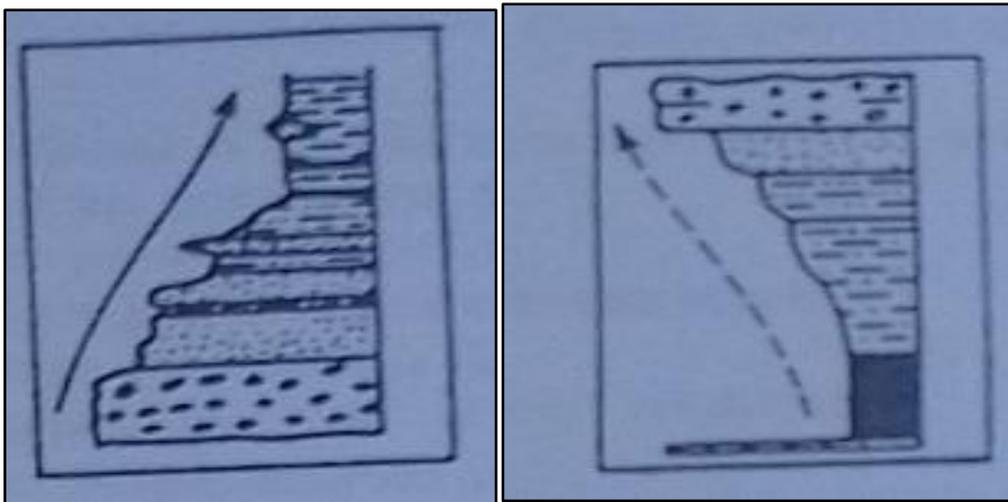


Figure 14 : Séquence lithologique positive (granodécroissante) et négative (granocroissante).

La notion d'électro-séquence correspond à la variation progressive et continue entre deux valeurs extrêmes d'un paramètre diagrapique mesuré dessinant une rampe. Cette variation peut refléter un changement progressif de la texture.

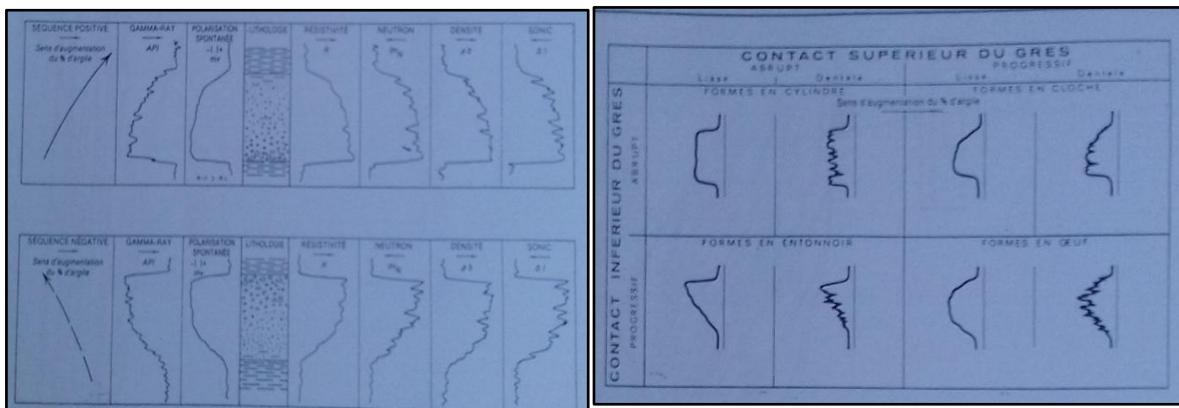


Figure 15 et 16 : Images diagrapiques théoriques de séquences négative et positive.

La relation qui existe entre l'évolution de la granulométrie, l'argilosité et le comportement des courbes de GR et sonique ont permis d'établir une classification des courbes diagrapiques selon leur forme (figures 16 & 17).

I.3. Cortèges sédimentaires

Ils correspondent à l'assemblage latéral de systèmes de dépôt contemporains qui sont créés par les variations de l'espace disponible pour l'accumulation des sédiments sur la plate forme ou espace d'accommodation.

I.3.1. Prisme de bas niveau marin (PBNM):

Le cortège de bas niveau est subdivisé en :

1. *Cône sous-marin (CSM)* : se dépose quand la chute du niveau marin est plus rapide que la subsidence. Il se dépose sous forme d'éventails profonds essentiellement sableux. Sur le Gamma Ray, il apparaît comme un ensemble massif.
2. *Cône sous-marin de talus (CSMT)* : se dépose dès que la vitesse de la chute relative de niveau marin commence à diminuer, il est constitué de dépôts turbiditiques.
3. *Complexe progradant (CP)* : il constitue l'ensemble sédimentaire supérieur du cortège de bas niveau marin, composés de dépôts deltaïques ou côtiers, progradant sur la plate forme. En diagraphie, ce complexe est à allure granocroissante.
4. *Vallées incisées ou entaillées (VE)* : les vallées incisées correspondent aux anciennes vallées entaillées lors d'une chute importante du niveau marin. En diagraphie, elles présentent une allure en cloche à évolution granodécroissante.

I.3.2. Intervalle transgressif (IT):

Déposé lors de la hausse eustatique, il est limité à la base par la première surface de transgression (ST) et au sommet par la surface d'inondation maximale (SIM).

I.3.3 Prisme de haut niveau marin (PHNM)

Il est constitué de dépôts progradant formant une série à allure granocroissante. Deux ensembles sont parfois distingués :

1. Une partie inférieure à dépôts gréseux, moins épais et discontinus.
2. Une partie supérieure plus riche en sable, les corps gréseux sont plus continus.

I.4. Surfaces de discontinuités

A l'échelle d'un bassin, les séquences sédimentaires peuvent porter certains marqueurs à valeur chronologique susceptibles de servir de référence pour des corrélations.

Ces surfaces intègrent un certain intervalle de temps, d'importance variable suivant leur nature et leur position dans le bassin.

I.4.1. Limite de séquence ou Sequence Boundary (LS ou SB) :

On distingue deux types :

1. La discontinuité de type I se forme quand la chute du niveau marin est supérieure à la vitesse de la subsidence
2. La discontinuité de type II se forme quand la baisse eustatique est égale ou légèrement inférieure à elle de la subsidence.

I.4.2. Surface de transgression (ST) :

Elle marque le passage des séries régressives progradantes aux séries transgressives rétrogradantes, marquant un approfondissement du milieu.

I.4.3. Surface d'inondation maximale ou Maximum Flooding Surface (SIM ou MFS)

Elle correspond au maximum de la transgression marine. Elle est précédée par un ensemble de paraséquences rétrogradantes et surmontées par un ensemble de paraséquences progradantes.

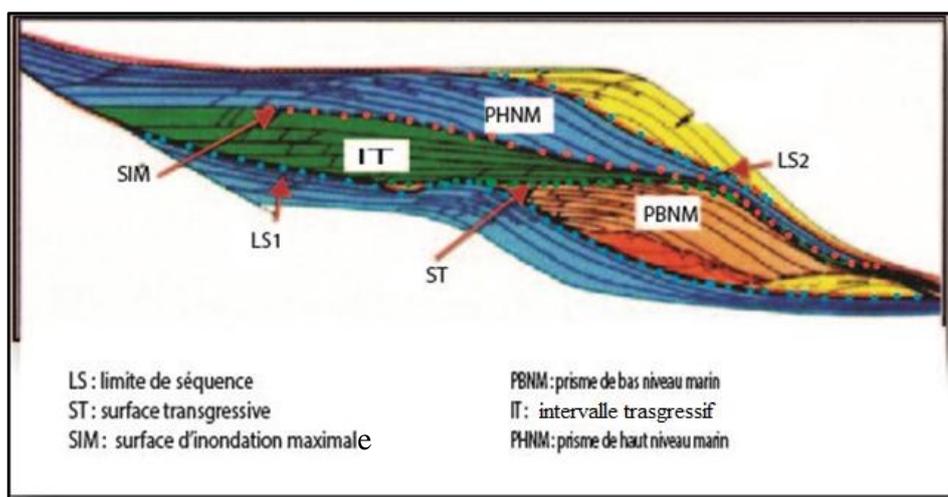


Figure 17 : Modèle montrant les différentes limites de séquence et les cortèges sédimentaires

II. Application de la stratigraphie séquentielle à l'Ordovicien dans les puits de la zone étudiée

II.1. Identification des séquences :

II.1.1. Séquence 1

Sa limite supérieure est matérialisée par un décrochement du Gamma-Ray, correspondant à la discordance infra-Arénigienne. Cette première séquence est essentiellement constituée des argiles d'El Gassi d'âge Trémadocien supérieur : elle correspond à des argiles noires avec des intercalations d'intervalles silteux.

II.1.2. Séquence 2

La limite inférieure correspond à la discordance infra-Arénigienne. La limite supérieure se signale par un décrochement net du GR qui représente la limite entre les dépôts anciens et le dépôt glaciaire. Cette séquence est constituée de trois unités de bas en haut :

1. *Les Quartzites de Hamra* (Arénigien moyen ou supérieur) : sont représentés par des grès quartzitiques,
2. *Les Argiles d'Azzel et Tiferouine* d'âge Llanvirnien et Llandeilien : La limite inférieure est matérialisée par une déflexion de GR marquant un changement de la taille des grains des sédiments, d'une sédimentation fine à moyenne vers une sédimentation très fine.
3. Les grès d'Oued Saret : (Caradocien) : la limite inférieure se situe au niveau de la déflexion du GR à une profondeur de 2 146 m dans le puits-1 et de 1 755m dans le deuxième puits.

II.1.3. Séquence 3

Cette séquence se caractérise par la diversité de ses faciès et par la complexité du milieu de dépôt (milieu fluvio-glaciaire). La séquence est limitée à la base et au sommet par des surfaces d'érosion glaciaire. Ces limites sont visibles sur les réponses diagraphiques par un net décrochement du GR à des profondeurs respectivement de 2 089 m et 1 853 m dans le premier puits et de 1 732 m et 1 684 m dans le deuxième puits. On peut caractériser cette séquence par un faciès gréseux connu sous le nom de grès d'El-Goléa surmontés par des bancs d'argiles microconglomératiques.

II.1.4. Base de la séquence 4

La limite inférieure est une surface d'érosion glaciaire et la limite supérieure est une surface transgressive marquant la transgression du Silurien. Cette base est constituée par des grès quartzitiques de la dalle de M'kratta.

II-2. Détermination des cortèges Sédimentaires :

La détermination des cortèges sédimentaires revient à l'identification des surfaces de discontinuité qui les délimitent sur la base de l'analyse des données de la diagraphie du rayonnement gamma (GR) en comparaison à la charte eustatique.

II.2.1. Séquence 1

Le prisme de haut niveau marin (PHNM) montre sur le signal électrique une allure en entonnoir dentelée à évolution granocroissante constituant ainsi une séquence négative. L'aspect dentelé est témoin de la forte radioactivité de ses formations.

La limite supérieure de la séquence S1 apparaît sur le signal diagraphique du GR avec une déflexion accusée. Cette limite clôture la séquence eustatique S1 et annonce une deuxième séquence eustatique S2.

II.2.2. Séquence S2

La deuxième séquence est complète, elle est constituée d'un prisme de bas niveau marin (PBNM), d'un Intervalle Transgressif (IT) et d'un prisme de haut niveau marin (PHNM) :

Le prisme de bas niveau marin (PBNM) se caractérise par des dépôts progradants régressifs. L'analyse de l'électro-séquence révèle une allure en entonnoir. Ce cortège est caractérisé par des para-séquences rétrogradantes. L'enregistrement GR montre une allure en cloche.

L'intervalle transgressif IT représente une séquence à tendance évolutive positive. Il est limité à sa base par une surface de transgression (ST2) marquée sur les diagraphies par une déflexion des GR. Le cortège s'achève par une surface d'inondation maximale (SIM2) correspondant sur les diagraphies au maximum de radioactivité.

Le prisme de haut niveau marin (PHNM) exhibe une allure sous forme d'entonnoir dentelé qui est dû à la présence d'argiles. La limite supérieure de ce cortège est marquée par

un net décrochement des GR. C'est une limite de séquence qui correspond à une surface d'érosion glaciaire.

II.2.3. Séquence S3

Cette séquence est caractérisée par des dépôts de prisme de bas niveau marin (PBNM). Elle est constituée par des faciès de remplissage de vallée incisée.

II.2.4. Base de la séquence S4

Cette base de la séquence S4 est constituée par des dépôts de prisme de bas niveau marin clôturés par une surface transgressive.

Les limites des séquences et les différents cortèges sédimentaires sont illustrés dans la figure ci-dessous :

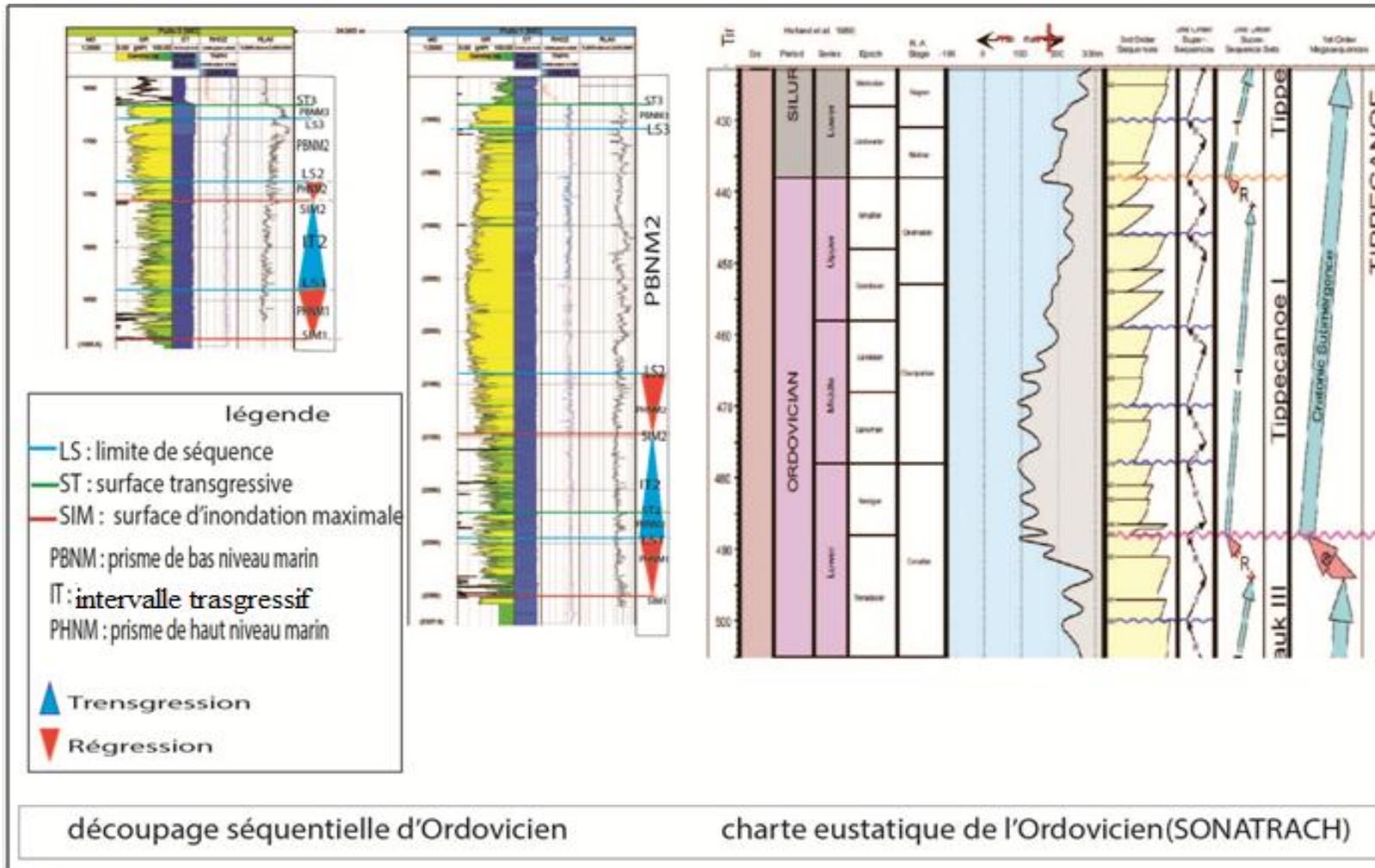


Figure 18 : Découpage séquentielle des formations de l'Ordovicien de la région étudiée dans les puits 1 et 2 (données SONATRACH 2017, réalisée par T. Ihadjadene et K. Zenia)

II.3. Découpage lithologique

Dans les puits étudiés, l'Ordovicien est constitué de la base au sommet par :

1. *L'unité III-1*

Elle est constituée uniquement par les argiles d'El Gassi qui sont caractérisées par une forte radioactivité. La limite inférieure de ces argiles n'était pas atteinte.

2. *L'unité III-2*

Elle a une épaisseur de 23m dans le puits 1 et elle est absente dans le puits 2, pour des raisons de non dépôt. Elle est représentée par les grès quartzitiques de Hamra.

3. *L'unité III-3*

Elle est formée de deux ensembles :

1. *Un ensemble inférieur* avec une épaisseur de 77m dans le puits 1 et de 107 m dans le deuxième puits est constitué par une alternance d'argiles et de silts qui représente les argiles d'Azzel et Tiferouine.
2. *Un ensemble supérieur* représenté par les grès d'Oued Saret qui sont constitués par l'alternance des grès et des argiles. Cet ensemble a une épaisseur de 61m dans le puits 1 et de 21.5 m dans le puits 2.

4. *L'unité IV*

Les dépôts de cette unité sont des dépôts complexes de paléo-vallée glaciaire. Elle est formée de trois sous-unités :

1. A la base on a les grès d'El Goléa qui repose par discordance sur les grès d'Oued Saret. Ces grès consistent en des barres de grès compact intercalées par de minces bancs d'argile. Ces grès ont une épaisseur de 232 m dans le premier puits et de 50m dans le deuxième puits.
2. Sur les grès d'El Golea se déposent les argiles microconglomératiques qui témoignent d'un milieu glaciaire. Ces argiles ont une épaisseur de 6m dans le deuxième puits et de 2.5m dans le premier.

3. Le sommet de l’Ordovicien est marqué par le dépôt d’une dalle de grès quartzitique et compacte, désignée sous le nom de la Dalle de M’kratta. Cette dernière a une épaisseur de 14m dans le premier puits et de 12 m dans le puits 2.

La figure ci-dessous représente une synthèse de la corrélation lithologique effectuée entre les deux puits.

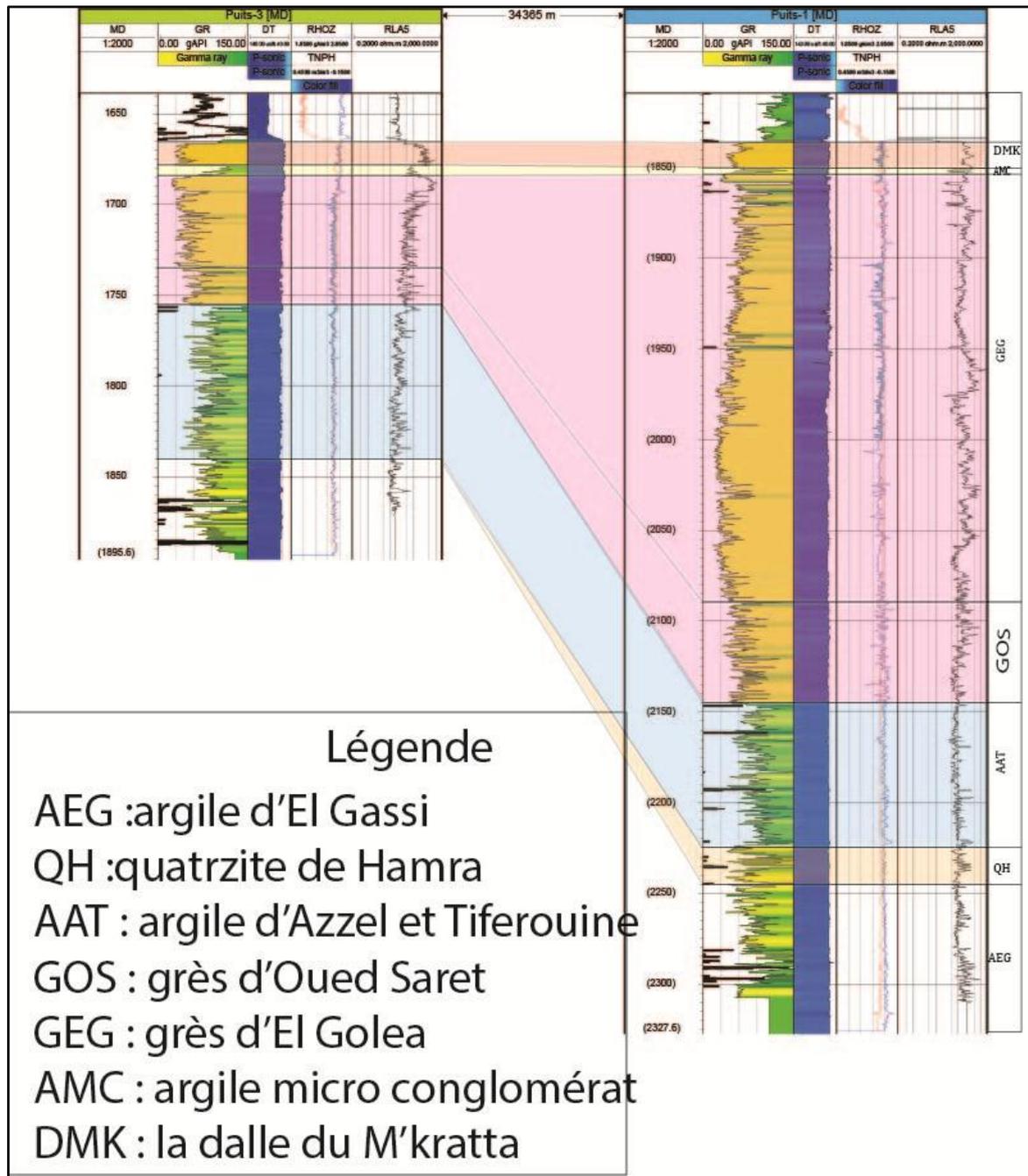


Figure 19 : Corrélation lithologique des formations de l’Ordovicien de la région étudiée entre les puits 1et 2 (données SONATRACH 2017, réalisée par T. Ihadjadene et K. Zenia).

La figure 20 représente une corrélation des limites temps des deux puits :

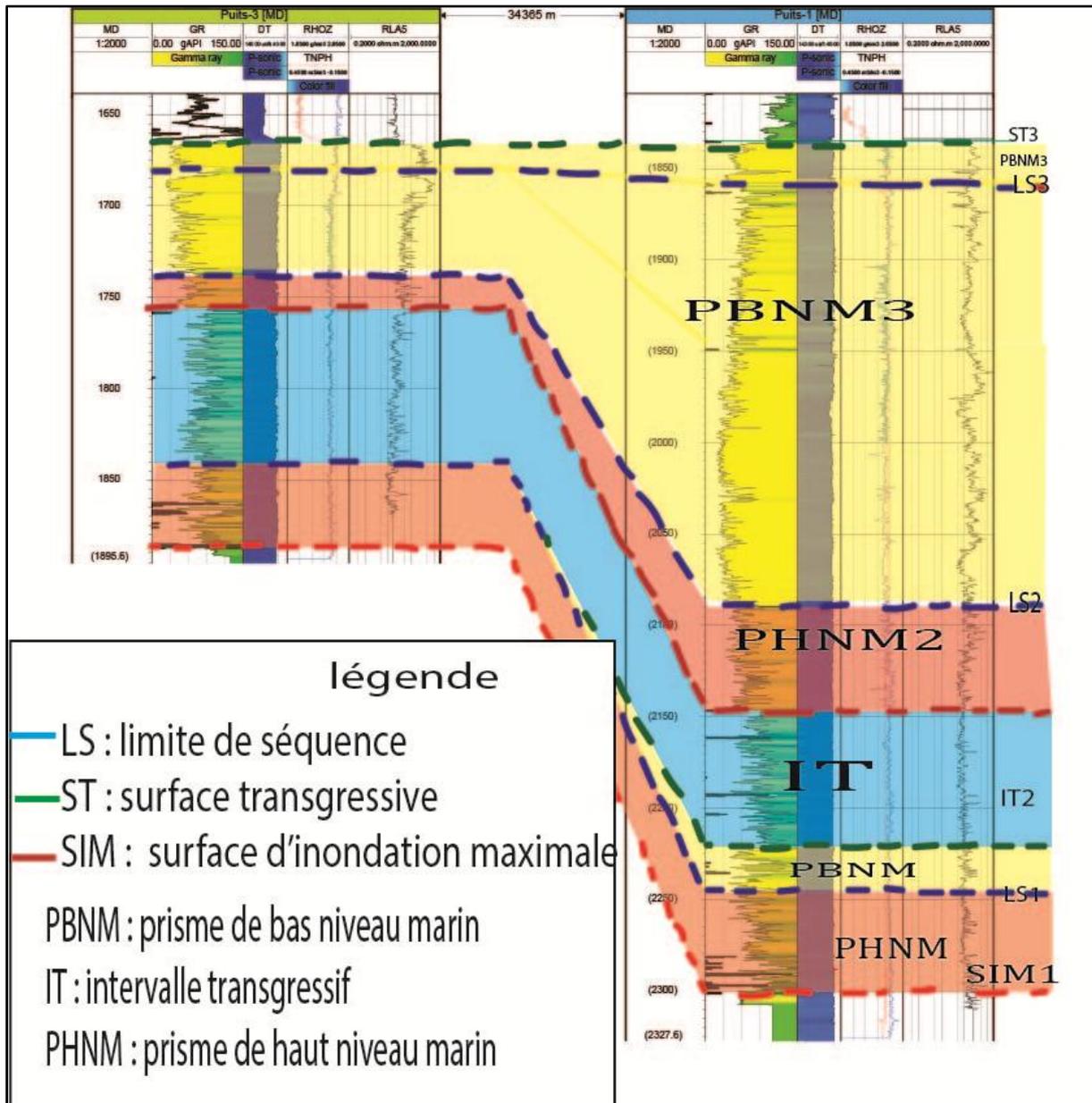


Figure 20 : Corrélation séquentielle des formations de l'Ordovicien de la région étudiée entre les puits 1 et 2 (données SONATRACH 2017, réalisée par T. Ihadjadene et K. Zenia).

II.4. Essai d'explication de l'évolution du niveau eustatique dans la zone étudiée

L'Ordovicien débute par le dépôt de sédiments de haut niveau marin désigné par les argiles d'El Gassi (AEG) d'âge Trémadocien. Cette limite inférieure est marquée par une surface d'inondation maximum à la base de ces dépôts. À la fin du Trémadocien il se produit un comblement du bassin, et donc une baisse de niveau marin marquée par le dépôt des grès littoraux quartzitiques en forme de lentille nommé les Quartzites de Hamra (QH) d'âge

Arénigien. Au cours du Llanvirnien le niveau eustatique s'est élevé et se sont déposées les argiles d'Azzel et Tiferouine. Le bassin se comble une autre fois par le dépôt des grès d'Oued Saret (GOS) d'âge Llandeilien.

L'Ordovicien final a connu une période glaciaire causant la chute du niveau marin et le dépôt des sédiments à faciès complexe du type fluviomarín. Cette calotte glaciaire a fait éroder les sédiments en dessous et déposé les grès d'El Golea (GEG), les argiles micro-conglomératiques (AMC) d'âge Caradocien et des grès quartzitiques nommés quartzites de la dalle du M'kratta (DMK) d'âge Ashgilien (figure 21).

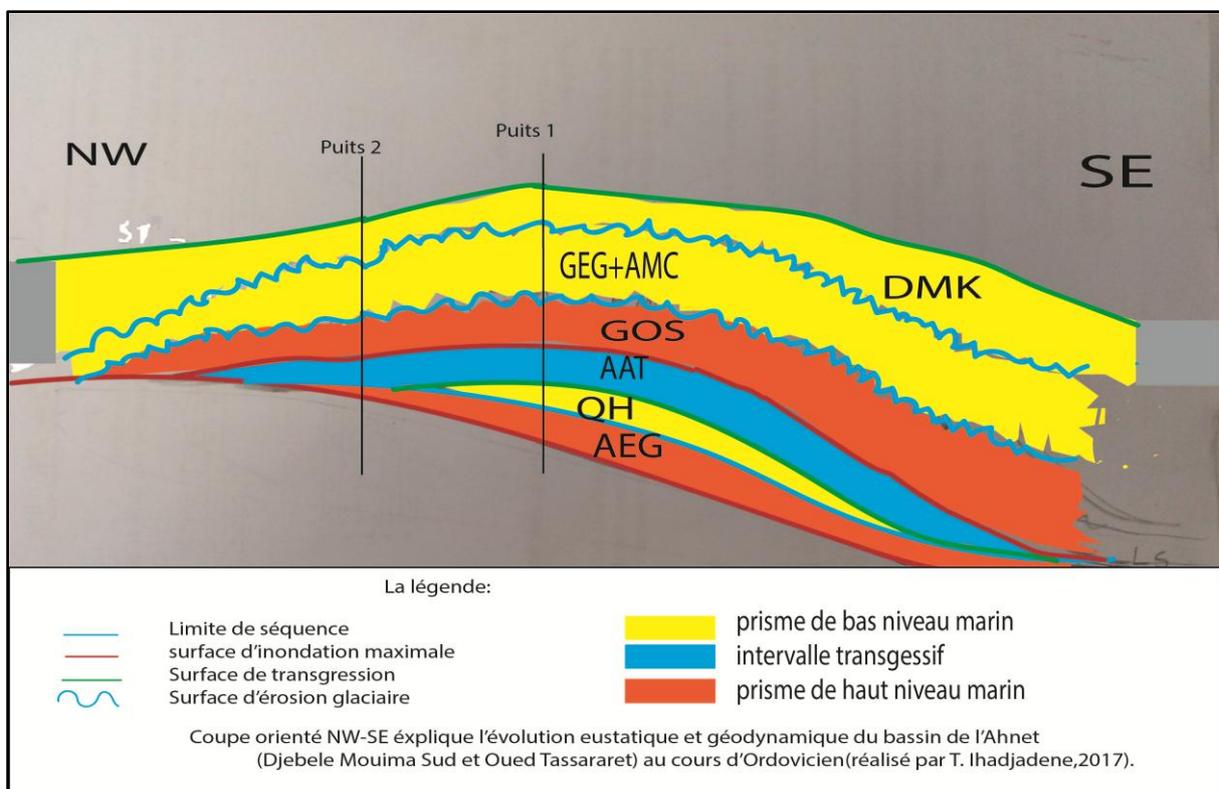


Figure 21 : Coupe expliquant l'évolution eustatique dans la région étudiée.

Conclusion

Les résultats obtenus montrent que dans la zone étudiée les unités de l'Ordovicien sont continues à l'exception des quartzites de Hamra. Les sédiments sont plus épais au niveau du puits 1 que dans le deuxième puits. Ce qui nous permet de conclure que, quand on se déplace du puits 2 vers le puits 1 on passe de la périphérie de la vallée vers des zones plus profondes (centre de la vallée). Enfin, l'Ordovicien a connu deux périodes d'élévation du niveau marin : l'une au Trémadocien, l'autre au Llanvirnien.

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques

Notions de base sur les réservoirs détritiques et outils d'évaluation

Dans ce chapitre, nous nous intéressons aux paramètres pétrophysiques des principaux réservoirs de la zone étudiée. Il est subdivisé en deux parties dont la première donne un aperçu sur les éléments constitutifs d'une formation réservoir, les paramètres pétrophysiques et leurs définitions, les diagaphie et leurs outils et les différentes méthodes et lois mathématiques utiles au calcul des paramètres pétrophysiques du réservoir considéré.

Dans la deuxième partie, on calculera les paramètres pétrophysiques des réservoirs existant dans les deux puits étudiés dont les résultats seront consignés dans des tableaux et traduits sous forme de graphes et de cross-plots qui croisent les paramètres issus de l'exploitation des enregistrements des diagaphies Neutron-densité.

La connaissance des paramètres pétrophysiques d'un réservoir nous permet d'évaluer et de classer ces réservoirs dans les catégories de réservoirs conventionnels ou réservoirs non conventionnels (réservoirs compacts), pour déterminer la méthode d'exploitation de ces réservoirs.

I. Définitions des paramètres pétrophysiques

Une formation réservoir est constituée par des éléments solides (matrice et argile) et des éléments fluides (eau, gaz et pétrole).

Les éléments solides : on distingue deux types d'élément solides que sont la matrice et l'argile. Cette distinction est motivée par la différence de comportement de ces deux éléments vis-à-vis des paramètres enregistrés par les diagaphies et par l'influence des argiles sur les propriétés des réservoirs.

La matrice : elle représente l'ensemble des éléments solides qui constituent la roche (grains et ciment) à l'exception des argiles. La **matrice est dite simple** si le ciment est de même nature que les éléments constituant la roche. La **matrice est complexe** lorsque les éléments constitutifs de la roche et le ciment sont de nature différente. Enfin, elle est qualifiée de **matrice propre** lorsque la roche est dépourvue d'argiles.

Les argiles : selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types d'argiles. Les **argiles sont laminées** si elles correspondent aux argiles détritiques présentes en fins lits entre deux couches d'un réservoir gréseux ou carbonaté. Les **argiles sont dispersées** si elles adhèrent aux grains ou occupent partiellement les pores. Les **argiles sont structurales**

lorsqu'elles se présentent sous forme de grains ou de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. En pratique, les types d'argiles sont déterminés par des graphiques qui croisent les données de porosité-densité et de porosité-neutron. La connaissance du type d'argile nous renseigne sur la loi qui permet le calcul de la saturation en eau dans le réservoir.

La porosité est l'ensemble des vides qui existent dans une roche. La porosité peut être liée à l'espace intergranulaire dans une roche sédimentaire détritique incomplètement cimentée (porosité primaire), ou à une dissolution ou bien des fractures tectoniques (porosité secondaire). On distingue quelques **types de porosité** : la **porosité totale** correspond au rapport du volume total des vides (pores, cavité, fissures) interconnectés ou non sur le volume total de la roche. La **porosité connectée** est égale au pourcentage du volume total des vides qui sont reliés entre eux dans la roche. Cette porosité est inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas tous connectés. Tandis que **la porosité effective ou utile** représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbée et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. Enfin, on classe les porosités selon leur valeur et généralement, les porosités sont considérées comme :

- Bonne si $\emptyset > 10 \%$
- Intermédiaires si $7 \% < \emptyset < 10 \%$
- Faible si $\emptyset < 4 \%$

La perméabilité est définie comme l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide, elle s'exprime en Darcy ou en milliDarcys.

La saturation : c'est un paramètre qui quantifie le volume d'huile, de gaz ou d'eau contenu dans les vides offerts par une formation géologique, il représente le volume des pores occupé par les fluides sur le volume des pores, exprimé en %.

La résistivité : elle exprime la capacité d'une formation à se laisser traverser par un courant électrique. Son unité est l'Ohm.m ($\Omega.m$).

II. Les diagraphies

Ce sont des techniques ou méthodes exécutées dans les puits de forage qui visent à mesurer les paramètres pétrophysiques des formations réservoirs en s'appuyant sur leurs propriétés intrinsèques et l'utilisation de champs physiques divers. La figure ci-dessous, nous

donne une classification des différentes méthodes selon leurs principes physiques et les objectifs ciblés.

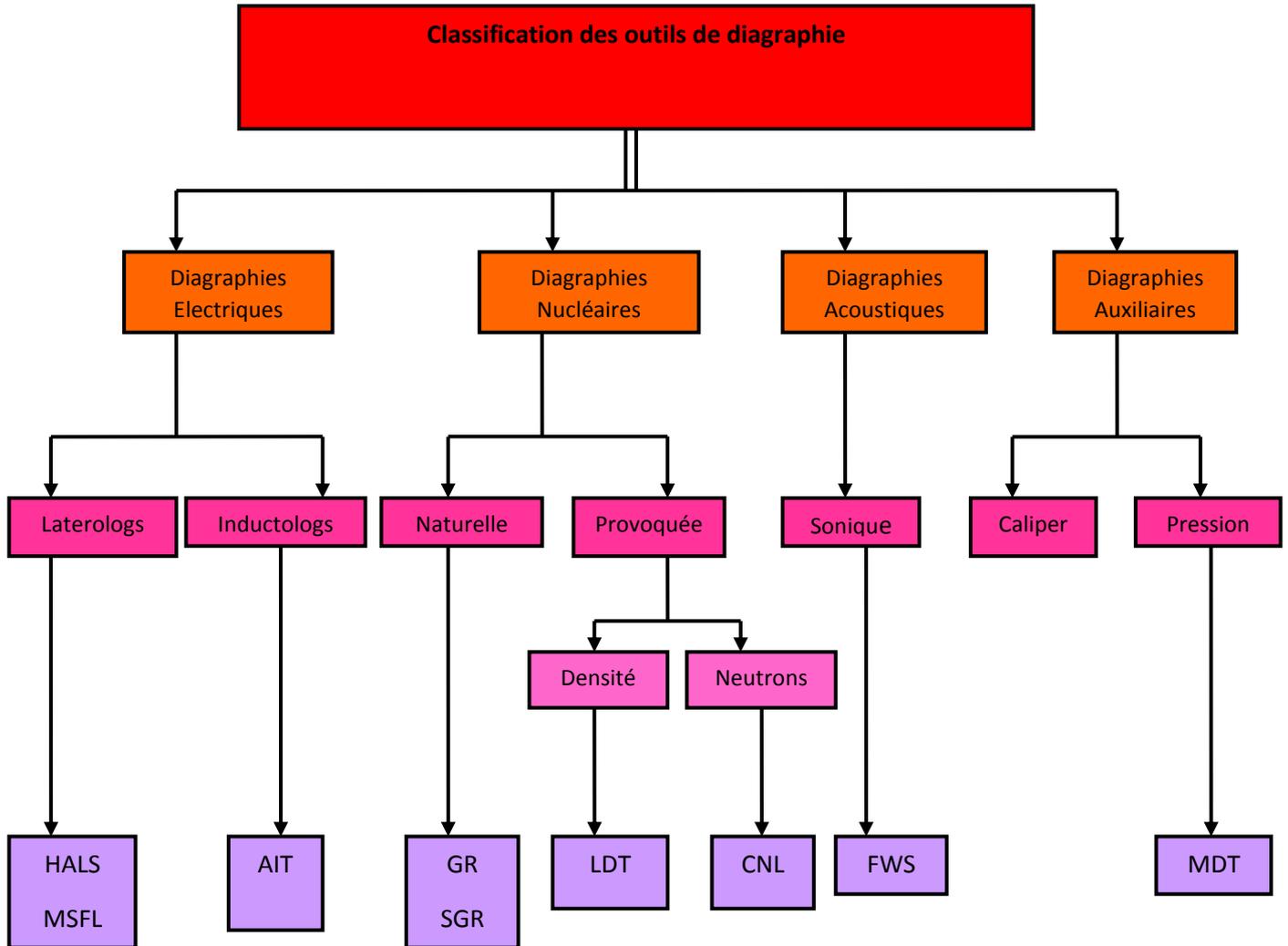


Figure 22 : classification des différentes méthodes diagraphiques

1. Diagraphies Nucléaires

Parmi les nombreuses méthodes de diagraphie, les diagraphies nucléaires sont couramment utilisées dans l'opération de détermination des caractéristiques pétrophysiques des réservoirs. Elles font un usage intensif de la mesure de la radioactivité des formations dans les forages et regroupent toutes les diagraphies basées sur :

- La radioactivité gamma naturelle des formations traversées.
- L'interaction d'une radioactivité provoquée avec ces formations.

1.1. Diagaphies du rayonnement gamma

1.1.1. La radioactivité naturelle

La diagaphie du rayonnement gamma ou Gamma Ray (GR) est le log nucléaire le plus simple et le plus couramment pratiqué. Il consiste à mesurer la radioactivité naturelle émise par le processus de désintégration des éléments radioactifs (Potassium, Thorium et Uranium) présents dans les roches. Le schéma de principe et un exemple d'enregistrement de GR sont donnés par la figure 23. Comme on peut le constater, les grès correspondent à des intensités relativement faibles (ici de l'ordre de 40 unités) et les argiles affichent des créneaux d'intensité relativement élevés (dépassant 80 unités). Les points d'inflexion entre minimums et maximums des valeurs correspondent aux interfaces entre bancs de grès et bancs argileux. Ces différences d'intensités entre grès et argiles correspondent naturellement à une concentration plus élevée des isotopes radioactifs dans les argiles. (Consulté la figure 23)

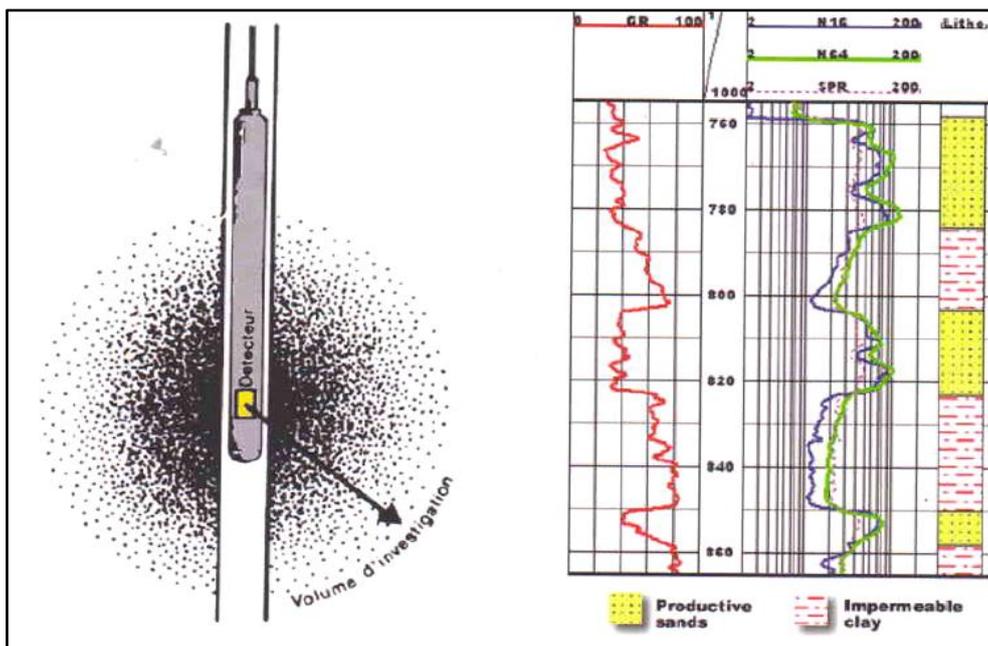


Figure 23 : Schéma de principe et exemple de log de l'outil Gamma Ray (GR)

Ainsi, les diagaphies du rayonnement gamma (GR) nous renseignent sur l'argilosité des roches et nous permettent d'établir des corrélations entre différents puits, et d'obtenir des informations sur la lithologie ainsi que d'avoir une estimation du pourcentage d'argile dans les formations traversées.

Au plan technique, la sonde de mesure de radioactivité naturelle comporte un capteur constitué d'un détecteur à scintillation qui peut être organique ou inorganique (par exemple

ZnS ou NaI) et d'un circuit électronique associé qui permet de détecter l'énergie émise par les formations rocheuses et de la transformer en signal électrique enregistrable.

1.1.2. La radioactivité provoquée

Les diagaphies de cette nature sont basées sur le principe de l'interaction entre une radioactivité incidente émise par une source ou un émetteur de la sonde et les composantes de la formation traversée. Le principe est de mesurer alors la réponse des formations produite par l'interaction de l'énergie incidente et la réponse des atomes de la roche. On s'intéresse particulièrement au rayonnement gamma produit par ces atomes. Et l'on parle de diagaphie gamma-gamma, en ce sens que la source émet des rayons gamma et la réponse de la roche est également constituée de rayons gamma ou que l'on appelle communément log de densité. Le log de densité est utile pour :

- La détermination de la lithologie,
- La mesure de la porosité (ϕ_d)
- La détermination de la nature fluide présente dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz-huile, gaz-eau et huile-eau.

Le principe du log de densité est de soumettre les formations à un bombardement de rayons gamma, qui interagissent avec les électrons et entrent en collision avec les électrons de ces formations. À chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée d'une certaine quantité. On s'intéresse alors à l'effet photoélectrique de faible énergie et à l'effet Compton dans les diagaphies de densité. Le log gamma-gamma se mesure par l'outil LDT (Litho-Density Tools), constitué d'une source radioactive et de deux détecteurs. (Voir la figure 24)

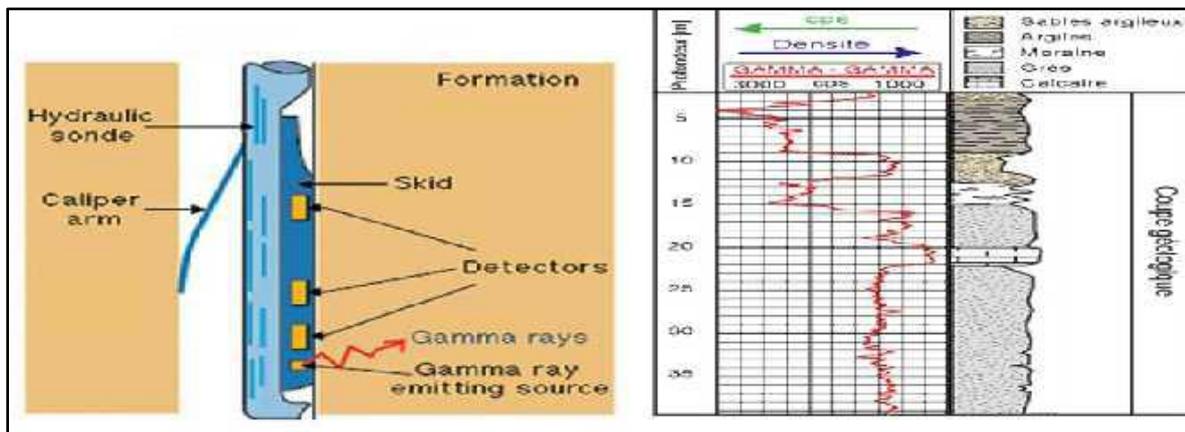


Figure 24 : Schéma de principe de l'outil densité et exemple de log enregistré

1.2. Diagraphies des Neutrons

Le principe consiste à bombarder les formations par un faisceau de neutrons de haute énergie produite par une source radioactive. Ces neutrons pénètrent dans les formations et interagissent avec leurs atomes tout en perdant progressivement leurs énergies. Les logs de neutrons sont utilisés pour :

- La détermination de la porosité,
- La détection de gaz dans les formations argileuses en combinaison avec les diagraphies soniques,
- La détection des gaz dans les formations propres en combinaison les logs de densité, pour cet usage ils constituent l'outil le plus performant.

La sonde à neutrons, dont le schéma de principe est représenté sur la figure 3, est équipée d'un ou plusieurs détecteurs de neutrons thermiques, situés généralement à une distance comprise entre 15 cm et 40 cm de la source. Ils ont pour fonction le comptage du nombre de neutrons thermiques qui y arrivent. Un exemple d'enregistrement est également donné sur la figure trois sur laquelle on peut apprécier les réponses devant des formations à lithologie différente telles que les argiles, les grès, les sables argileux, les moraines et les calcaires qui sont bien mis en évidence sur ce Log. (voir la figure ci-dessous).

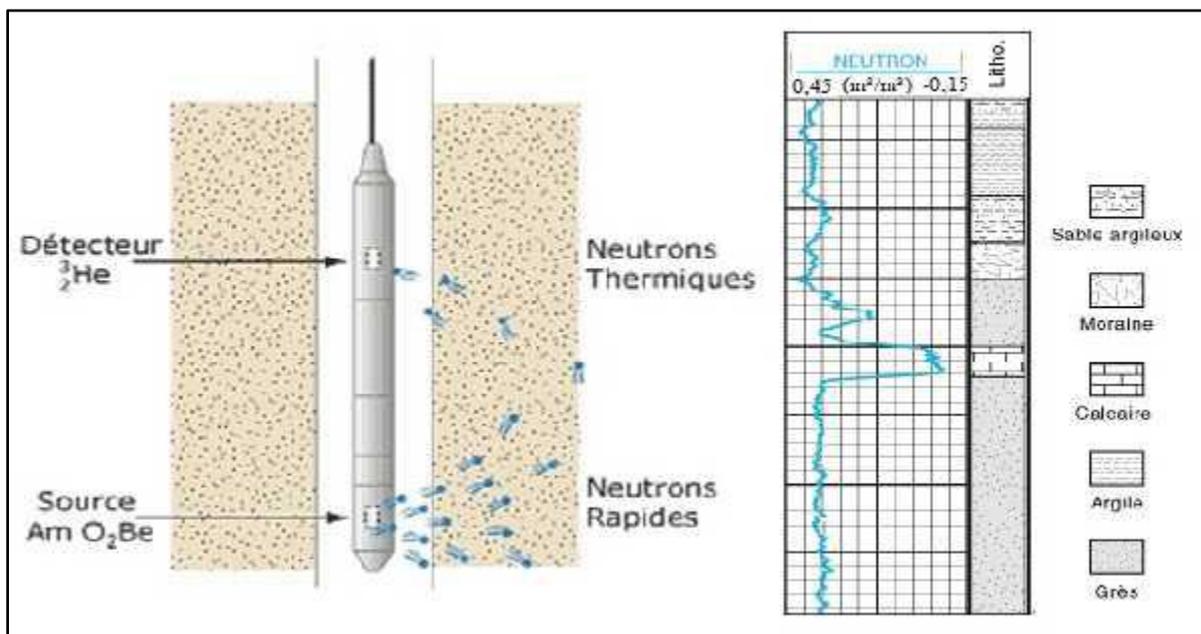


Figure 25 : Schéma et exemple des diagraphies neutrons

2. Les diagraphies soniques

Elles sont basées sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques générées par la source de l'outil de diagraphie dans les roches. Le principe consiste donc à émettre un train d'ondes soniques dans la formation et enregistrer les réponses de celle-ci sous forme d'ondes réfléchies par chaque interface rencontrée. Dans la pratique, dans le log sonique, on mesure le temps de transit entre deux récepteurs de l'outil. Ce type de log est utile pour :

- Déterminer la porosité de réservoir.
- Étudier de la compacité de la formation.
- Établir un log d'impédances acoustiques en combinaison au log de densité.

Pour rappel, l'impédance acoustique est le produit de la vitesse de propagation d'une onde acoustique par la densité de cette formation. Ce type de données est utilisé dans la confection des sismogrammes synthétiques.

La sonde sonique dont le schéma de principe est représenté sur la figure 4 ci-dessous, est constituée de deux générateurs d'ondes acoustiques et de quatre récepteurs couplés deux à deux. L'outil BHC (Borehole Compensated) mesure le temps mis par l'onde longitudinale la plus rapide pour parcourir la distance entre l'émetteur et le récepteur. Ce temps de trajet dont le symbole est « Δ » est exprimé généralement en ($\mu\text{s}/\text{foot}$) (Figure 26).

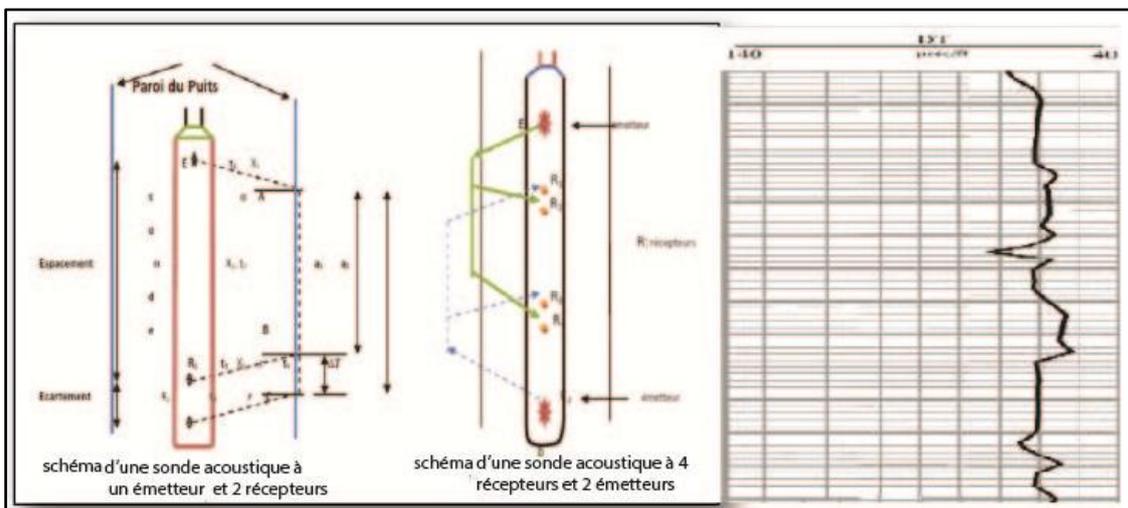


Figure 26 : Schéma de principe et exemple de log de la sonde acoustique

3. Les diagraphies électriques

La résistivité électrique est un paramètre qui nous permet de déterminer la saturation en eau des formations traversées par le trou de forage, en ce sens qu'il est sensible à l'eau et à

ses concentrations en différents ions. Les fortes valeurs de résistivité indiquent des quantités d'eau faibles, et donc des saturations en eau faibles également. Les diagaphies de résistivité les plus utilisées sont celles dites focalisées. Le dispositif de mesure est constitué d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices et d'un système d'électrodes de focalisation de courant. On y distingue alors deux groupes de techniques :

Les latérologs : ces outils sont utiles uniquement dans le cas de la présence de boue conductrice et le système d'électrodes de focalisation oblige le courant à pénétrer latéralement, d'où leur nom. (figure 27)

Les inductologs : ces outils mesurent la résistivité de la formation en cas de présence d'une boue non conductrice. Le dispositif de mesure est caractérisé par des bobines électromagnétiques, certaines bobines servent à envoyer un courant électrique, d'autre à la focalisation et les dernières à la mesure de la résistivité. (figure 27)

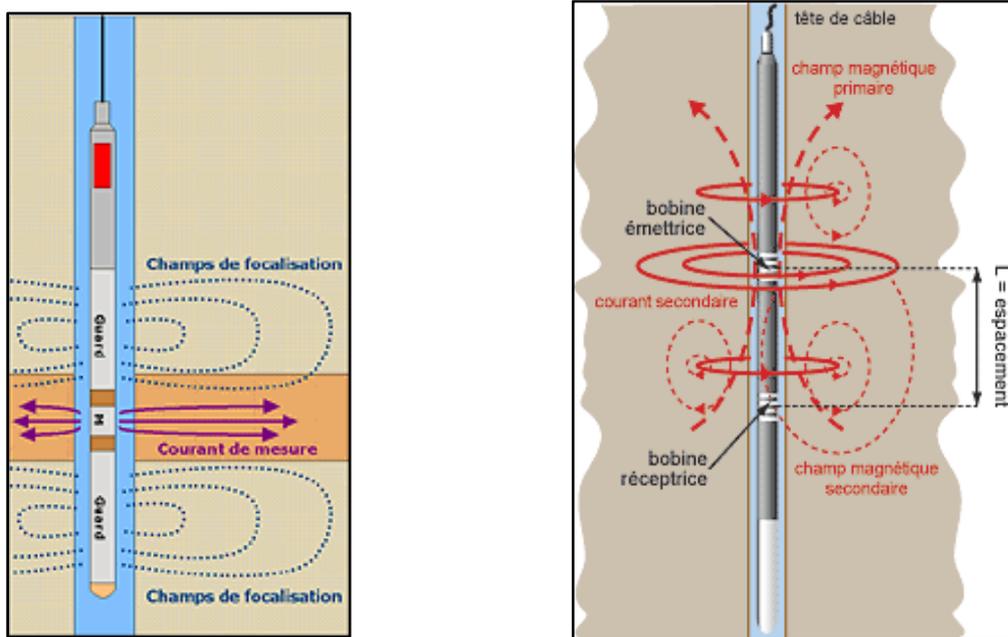


Figure 27 : Schéma explicatif des outils de résistivité latérologs et inductologs et la sonde de mesure

4. Les diagaphies auxiliaires : mesure des variations du diamètre du trou (caliper) :

La mesure des variations du diamètre du trou en fonction de la profondeur est réalisée à l'aide d'un outil à deux bras articulés symétriques reliés au curseur d'un potentiomètre. Le log du caliper est enregistré sur une échelle qui varie entre 6 et 16 inches. Les variations du diamètre du trou sont évidemment fonction de la nature des formations et de

leur compacité. Plus les formations sont molles, peu compactes ou meubles, plus le diamètre mesuré sera plus grand et inversement pour les formations compactes et dures (figure 28).

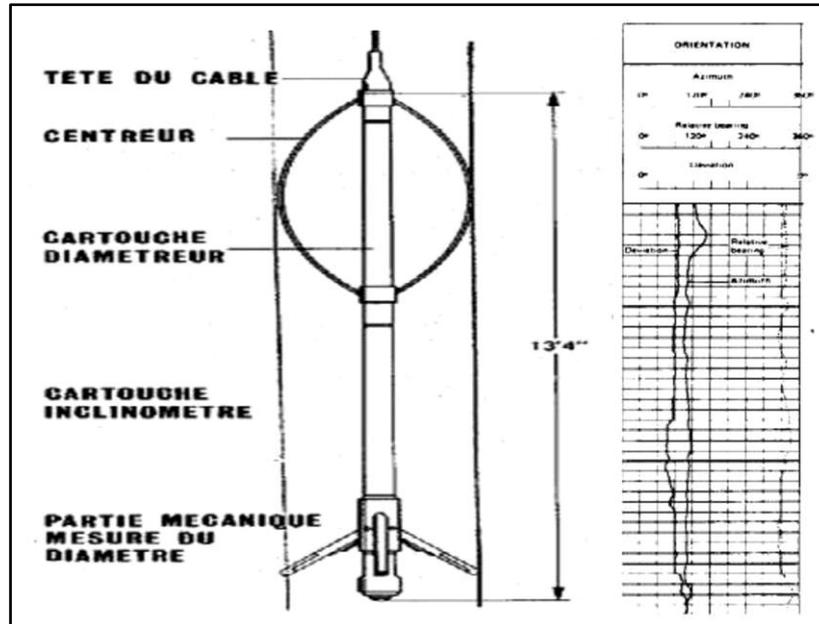


Figure 28 : Schéma de principe de l'outil de mesure des variations du diamètre du trou de forage (caliper)

5. Modélisation des diagaphies

Les données extraites de ces diagaphies servent à l'élaboration de modèles de paramètres de la subsurface à l'aide du logiciel PETREL mis au point par Schlumberger et programmé sous Windows pour la visualisation. Le logiciel PETREL a été développé en 1996 dans le souci de répondre aux besoins des géophysiciens spécialisés et réduire les temps des opérations d'interprétation. Il est maintenant une application complète de simulation qui connaît un usage très courant. L'interface utilisateur utilise les normes de Microsoft Windows sur des boutons, des dialogues et des systèmes d'aide. Ceci permet une meilleure familiarisation et convivialité pour la majeure partie des utilisateurs et garantit une utilisation efficace de l'application qui permet ainsi de réaliser plusieurs types de modélisations dont :

- La modélisation stratigraphique.
- La modélisation structurale.
- La modélisation des faciès.
- La modélisation du réseau de fractures.

III. Méthode de détermination des paramètres pétrophysiques

Les paramètres pétrophysiques sont déterminés soit par des mesures directes sur l'échantillon (carottes prélevées au devant du réservoir) soit par l'intermédiaire des diagaphies. Dans notre cas, nous avons opéré avec les diagaphies

III. 1. Détermination par la méthode directe

La mesure est opérée sur des échantillons prélevés dans les carottes dans le laboratoire. Ne disposant pas de carottes, nous n'avons pas pu utiliser la méthode directe.

III. 2. Détermination des paramètres pétrophysiques par les diagaphies

Dans cette partie nous nous contenterons de traiter des méthodes utilisées au cours de notre interprétation et de suivre l'approche utilisée à cet effet.

1. Détermination du volume d'argile (V_{sh}) :

Le volume d'argile est calculé à partir de log Gamma Ray par la loi suivante :

$$V_{sh}(\%) = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

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

GR_{max}: valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

- Le V_{sh} cut-off :

C'est la valeur maximale du pourcentage du volume d'argile au-delà de laquelle on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur se situe généralement entre 30% et 40% du volume d'argile.

2. Délimitation du réservoir

L'opération consiste à établir un seuil de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'un seuil limite ou GR_{cut-off} correspondant au V_{sh-cut-off} fixé à 40%. Elle est obtenue par la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{sh-cut-off} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

3. Détermination de la porosité

a. Porosité sonique

Elle est déterminée par la loi suivante :

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} * \phi_{ssh}$$

Où

$$\phi_{ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Et

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

ϕ_{ssh} : porosité sonique des argiles.

V_{sh} : volume d'argile

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

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

Δt_f : temps de parcours de l'onde sonique dans le fluide pour lequel on retient en général une valeur constante égale à 189 $\mu s/foot$.

b. Porosité de densité

Elle est calculée à l'aide de la relation suivante :

Où

$$\phi_{dc} = \phi_{d lu} - v_{sh} \times \phi_{dsh}$$

$$\phi_d = \frac{\rho_b lu - \rho_b ma}{\rho_b f - \rho_b ma}$$

Et

$$\phi_{dsh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

ϕ_{dsh} : porosité de densité des argiles.

ρ_{sh} : densité des argiles.

ρ_b : densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm^3).

ρ_{ma} : densité de la matrice, elle est calculée au moyen d'abaques appropriés (g/cm^3).

ρ_f : densité du fluide, elle est prise constante et égale à 1.1 (g/cm^3)

c. Porosité neutronique

Elle est lue directement sur le log de neutrons et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\varnothing_{nc} = \varnothing_{n lu} - V_{sh} \times \varnothing_{nsh}$$

\varnothing_{nlu} : porosité neutronique lue

\varnothing_{nc} : porosité neutron corrigée

V_{sh} : volume des argiles

\varnothing_{nsh} : porosité neutron des argiles

4. Détermination de la saturation en eau

Elle est déterminée en utilisant la formule d'Archie :

$$S_w = n \sqrt{\frac{F * R_w}{R_t}}$$

Où : F est le facteur de formation, déterminé par la loi de Humble :

$$F = \frac{1}{\varnothing^2}$$

R_t : résistivité de la zone vierge

R_w : résistivité de l'eau de formation

F : le facteur de formation

a : Constante liée a la nature de la roche, dans les réservoirs compacts (tight) : a = 1

\varnothing : la porosité de la formation

m : facteur de cimentation, dans les réservoirs compacts (tight) : m = 2

✓ Détermination de la résistivité de l'eau de formation

On la détermine à l'aide de l'abaque de Schlumberger GEN-9, connaissant la salinité et la température de l'eau de formation.

IV. Interprétation des résultats obtenus :

Ces résultats sont obtenus à partir de l'analyse et de l'interprétation des données des diagraphies de deux puits dans la zone étudiée : le premier puits « puits-1 » est réalisé dans la région de Djebel Mouima et le second puis « puits-2 » réalisé dans la région d'Oued Tessararet. Ces puits ont traversé toutes les formations du Paléozoïque alors que notre intérêt

se porte essentiellement sur les formations de l'Ordovicien. Les enregistrements des diagaphies sont prélevés à une échelle au 1/200.

1. Délimitation du réservoir

Les niveaux réservoirs sont identifiés et délimités grâce à un volume d'argile seuil ou cut-off, ($V_{sh_{cut-off}}$) fixé à 40%, correspond aux grès non radioactifs, au delà de ce volume, l'intervalle n'est plus considéré comme réservoir.

2. Détermination des paramètres des argiles

Les paramètres des argiles sont pris en face des formations franchement argileuses et non cavées sur les différents logs diagaphiques exécutés dans les deux puits. Ces paramètres sont présentés dans le tableau suivant :

	GR _{max}	GR _{min}	Δt_{ma}	ρ_{ma}	\emptyset_{ssh}	\emptyset_{dsh}	\emptyset_{nsh}
Puits-1	150	17	51	2.63	13.7	2.6	3.9
Puits-2	150	22	51	2.64	13.7	1.6	3.7

3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w

	Salinité (g/cm ³)	Température (°C)	La résistivité d'eau de la formation R_w ($\Omega.m$)
Puits-1	98	105	0.028
Puits-2	97	78	0.04

4. Interprétation des résultats

a. Puits-1

Dalle de M'kratta (1 836 m – 1 850.25 m)

L'interprétation des diagaphies au devant de la Dalle de M'kratta montre de faibles porosités ne dépassant pas les 4.5 % et des saturations allant de 22 à 48 %. Au vu de ces paramètres, le réservoir est qualifié de compact ou à hydrocarbure comme il est montré dans le tableau N° 1, la figure.35, 36, 37 pages. 49, 53, 54.

Grès d'El Goléa (1 853m – 2089 m)

Selon les principaux résultats de l'interprétation des diagaphies exécutées au devant des grès d'El Goléa, ceux-i montrent de faibles porosités atteignant toutefois 8 % par endroit avec des saturations en eau variant de 12 % à 46 %. Dès lors, ce réservoir est à hydrocarbures avec des intervalles compacts comme il est reporté dans le tableau N° 2, figures.54, 55 et 56 (annexe, pages. 66, 68, 69).

Grès d'Oued Saret (2 089 m – 2 146 m)

L'interprétation des diagaphies au devant des grès d'oued Saret montre de faibles porosités qui ne dépassent guère les 4.5% avec des saturations en eaux variant de 21% à 25%. Ce réservoir est qualifié de compact avec un intervalle en hydrocarbures comme le montre les résultats consignés dans le tableau N° 3, figures.57, 58 (annexe, pages.70, 7,1 72).

Quartzites d'El Hamra (2 030 m – 2 285 m)

Au devant des quartzites d'El Hamra, les valeurs des porosités oscillent entre 0.1% et 2.1%. L'interprétation des résultats des diagaphies sont en faveur d'un réservoir de type compact comme il est montré dans le tableau N° 4, figures.59, 60, 61 (annexe).

b. Puits-2

Dalle de M'kratta (1 667 m – 1 678.5 m)

L'interprétation des diagaphies devant la Dalle de M'kratta exhibe de faibles porosités ne dépassant pas les 5.8% et des saturations allant de 14% à 44%. Ce réservoir est qualifié de compact ou à hydrocarbure comme il est montré dans le tableau N°5, figures.64, 63, 64 (annexe, pages. 76, 78, 79).

Grès d'El Goléa (1 684 m – 1 734 m)

Les grès d'El Goléa affichent de faibles porosités (0.6% à 6%), pouvant atteindre toutefois les 10% par endroit avec des saturations en eau variant entre 12% et 50%. Au vu de ses paramètres pétrophysiques et des résultats des diagaphies, ce réservoir est qualifié à hydrocarbures avec des intervalles compacts comme l'attestent les résultats consignés dans le tableau N°6, figures.65, 66 (annexe, pages. 80, 83, 84).

Grès d'Oued Saret (1 734 m – 1 755.5 m)

L'interprétation des diagaphies devant les grès d'Oued Saret indique de faibles porosités (de 0.1% 6%) qui peuvent atteindre les 7 et 8 % par endroit avec des saturations en eau variant de 35 % à 75%. Ce qui permet de qualifier ce réservoir de compact avec des intervalles à hydrocarbures et des niveaux aquifères comme le confirment les données du tableau N° 7, figures.67, 68 (annexe, pages.85, 87, 88).

5. Productivité des réservoirs

5.1. Tests en cours de forage (Drill Stem Test ou DST)

Les tests en cours de forage (DST) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de délimitation du champ. Ce type de tests permet de mesurer la pression et le débit de production des puits, comme il nous permet d'apprécier les perméabilités afin d'évaluer les réserves en place. On distingue quelques types de DST :

➤ ***Le test en barefoot***

Dans ce cas, la zone testée est en trou ouvert mais le packer est ancré dans la section tubée qui se trouve au dessus du réservoir. Cela permet de réduire certains problèmes relatifs au test en trou ouvert.

➤ ***Le test en trou tubé***

Dans ce cas, l'ensemble de la garniture de test se trouve dans le tubage ou Liner.

➤ ***Test de couches selective (straddle test)***

Si la zone à tester est loin du fond du puits ou au dessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée de la zone à tester par un bouchon de ciment ou un bouchon de prise ou *bridge plug*.

6. Résultats du DST

6.1. Résultats dans le puits-1

Le test est en barefoot, l'intervalle testé se situe entre 1 834 m à 1 935 m

- ***DST n°1 (1 834 m à 1 935 m)***

Le test est techniquement réussi avec une très faible production de gaz.

- ***DST n°2 (1834 m à 2 065 m)***

Le test est techniquement réussi : récupéré en circulation inverse de la boue gazée avec $d = 0.94 - 0.98$.

- ***DST n°3 (1 834 m à 2 065 m)***

Le test est techniquement réussi : il est productif de gaz sec $1000 \text{ m}^3/\text{h}$.

6.2. Résultat dans le puits-2

Le test est en barefoot, l'intervalle testé se situe entre 1 589 m à 1 761 m. Couvrant l'Ordovicien, le test réalisé a montré un faible débit de gaz.

Conclusion

Le travail entrepris dans ce chapitre nous a permis d'avoir un aperçu sur certaines propriétés pétrophysiques dans les réservoirs de la zone étudiée et d'appréhende leur nature et qualité.

D'après les résultats obtenus par l'interprétation des diagaphies les réservoirs de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet sont des réservoirs compacts avec des porosités et des perméabilités faibles à médiocres, leurs valeurs respectivement sont $\leq 6\%$, 0.1% . Généralement ce genre de réservoirs peut être productif grâce à leurs paramètres secondaires dans le cas où il y a présence de fissures.

Dans le cas contraire, ce type de réservoir ne peut être exploité que par la mise en œuvre des techniques de fracturation hydraulique pour améliorer la connectivité entre les pores des formations réservoirs. C'est pour cela qu'il est important de conduire une étude les caractérisations des fissures et fractures dans les roches-réservoirs des formations d'intérêts. C'est ce que nous tenterons de faire dans le chapitre qui suit.

Les tableaux et les diagrammes qui suivent représentent les valeurs des porosités générées à partir des différentes diagraphies. Sur la base de formules de calcul présentées ci-dessus. Les résultats obtenus, nous servent de base à l'interprétation.

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques

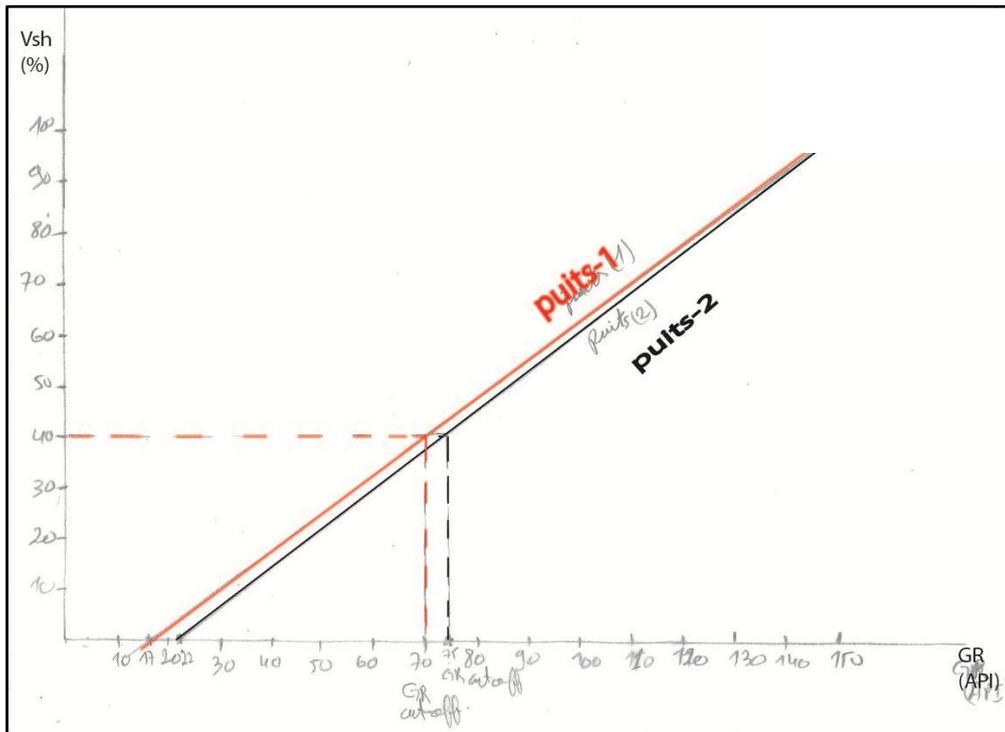


Figure 29 : Graphe qui montre la détermination du $GR_{cut-off}$ dans les deux puits

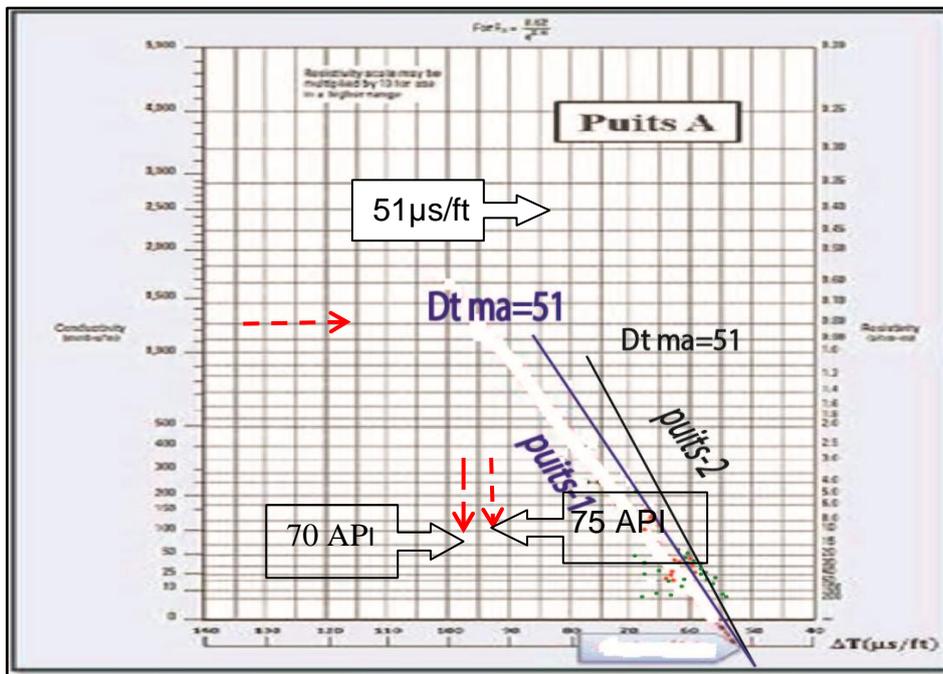


Figure 30 : Détermination du Δt matrice avec l'abaque de résistivité en fonction de Δt

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques

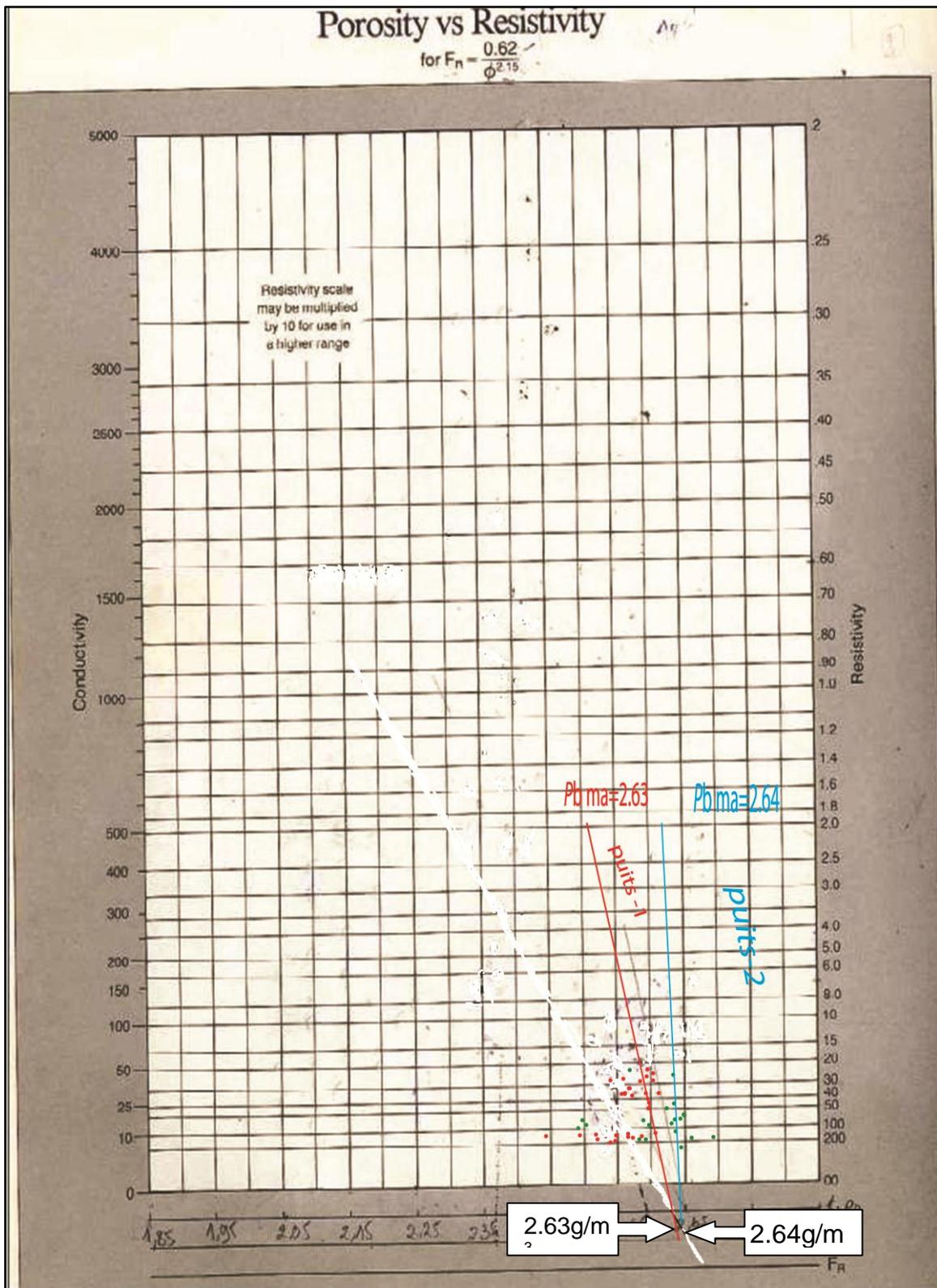


Figure 31 : Détermination de pb matrice avec l'abaque de résistivité en fonction de la densité

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques

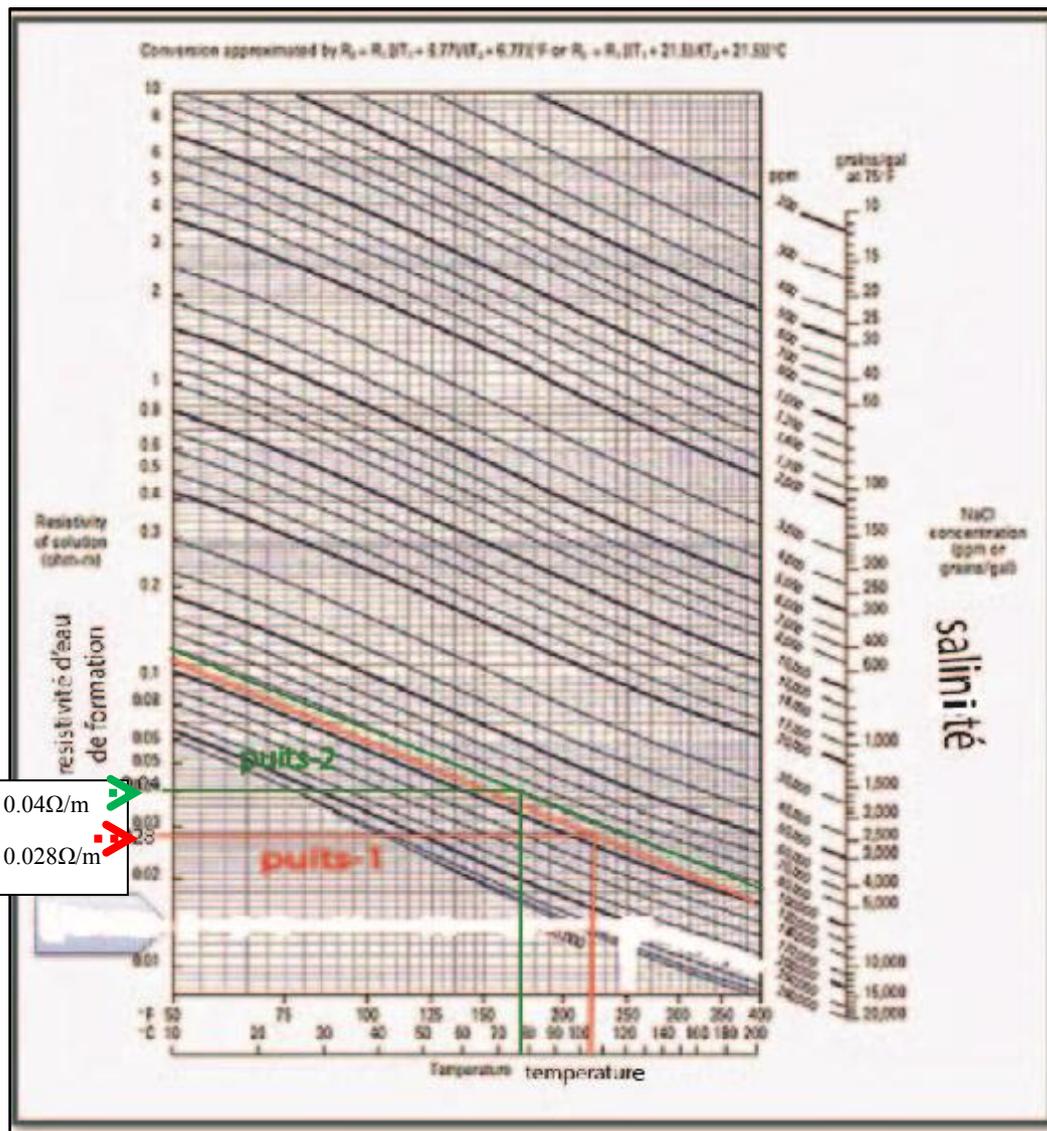


Figure 32 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation avec l'abaque GEN-9 de Schlumberger connaissant la salinité et la température de la formation.

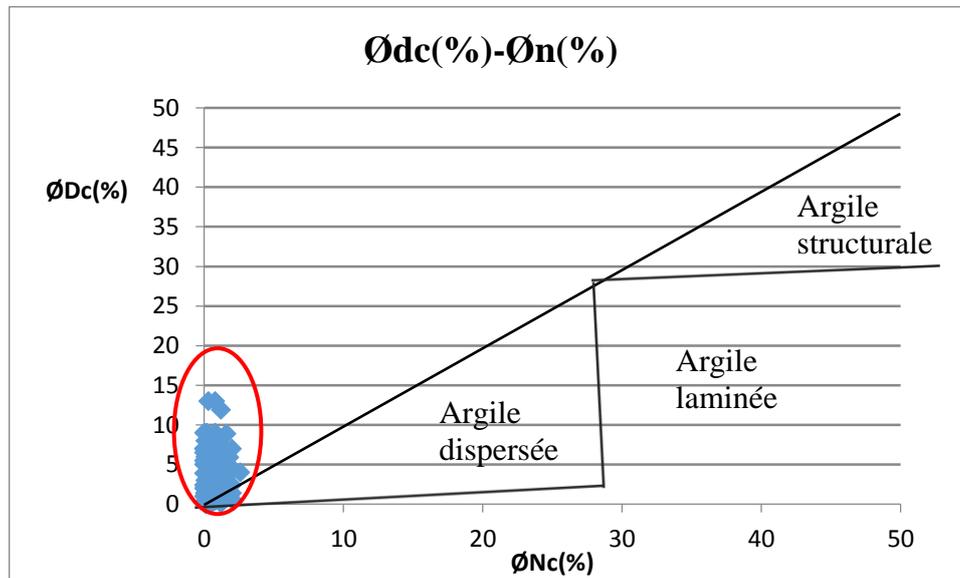


Figure 33 : Graphe qui montre des points concentré à l'origine de graphe et qui indique des argiles de type dispersées dans le puits 1

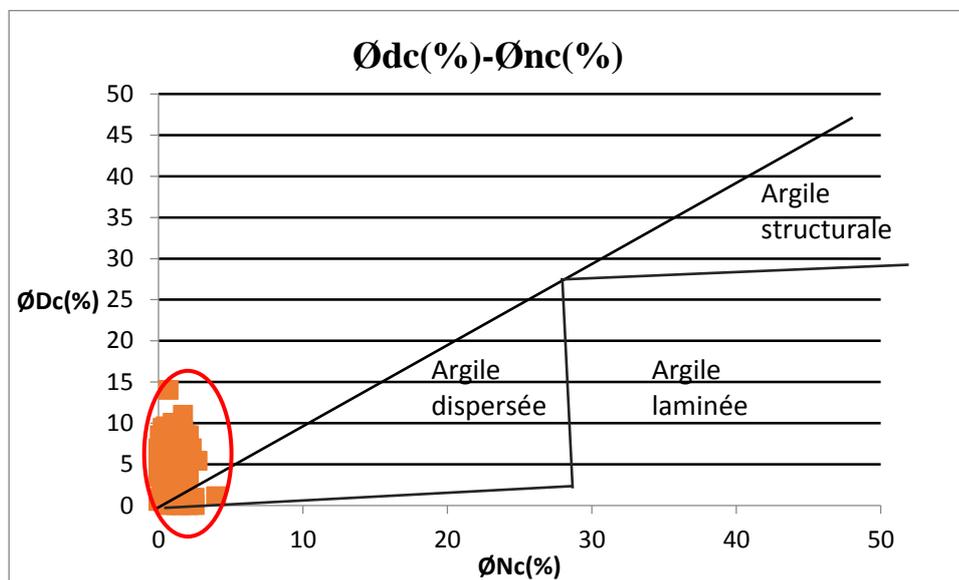


Figure 34 : Graphe qui montre des points concentré à l'origine de graphe et qui indique des argiles de type dispersées dans le puits2.

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques

Tableau N °1

Puits-1

Réservoir étudié : Dalle de M'kratta (1 836.5 m – 1 850.25 m)

profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	Description
1836,50	0,242	5,0	1,6	0,0	0	0,2	1,1	/	1,6	CP
1837,00	0,288	4,9	0,9	1,5	0,7	0,5	0,06	/	0,9	CP
1837,25	0,282	5,0	1,1	0,5	0,2	0,8	0,3	/	1,1	CP
1837,50	0,300	4,5	0,3	2,5	1,7	1,2	0,03	/	0,3	CP
1837,75	0,365	4,4	0,6	2,5	1,5	1,3	0,1	/	0,6	CP
1838,00	0,252	3,8	0,3	5,0	4,3	1,3	0,3	/	0,3	CP
1838,25	0,212	4,2	1,2	7,5	6,9	1,2	0,3	/	1,2	CP
1838,50	0,260	5,5	1,9	2,5	1,8	1,2	0,1	/	1,9	CP
1838,75	0,231	5,4	1,0	2,5	1,6	0,9	0,4	/	1	CP
1839,00	0,245	6,0	2,6	4,0	3,3	0,3	0,07	/	2,6	CP
1839,25	0,286	6,1	2,1	1,5	0,7	0,1	0,01	/	2,1	CP
1839,50	0,257	5,5	1,9	2,5	1,8	0,8	0,2	/	1,9	CP
1839,75	0,232	5,4	2,2	6,5	5,9	0,9	0	/	2,2	CP
1840,00	0,246	5,0	1,6	9,0	8,3	0,9	0,1	/	1,6	CP
1840,25	0,262	5,3	1,7	8,0	4,3	0,8	0,2	/	1,7	CP
1840,50	0,290	5,2	1,2	2,5	1,7	0,8	0,3	/	1,2	CP
1840,75	0,301	5,5	1,3	2,6	1,8	0,7	0,5	/	1,3	CP
1841,00	0,289	4,3	0,3	3,5	2,7	1,1	0	/	0,3	CP
1841,25	0,270	4,4	0,7	4,0	3,2	1,4	0,3	/	0,7	CP
1841,50	0,202	4,3	1,5	5,0	4,4	1,5	0,7	/	1,5	CP
1841,75	0,196	4,0	1,3	3,5	2,9	1,5	0,7	/	1,3	CP
1842,00	0,214	3,5	0,5	1,5	0,9	1,7	0,8	/	0,5	CP
1842,25	0,202	3,9	1,1	2,5	1,9	2,1	1,3	/	1,1	CP
1842,50	0,131	3,3	1,5	0,5	0,1	2,2	1,6	/	1,5	CP
1842,75	0,131	3,4	1,5	1,5	1,1	2,1	1,5	/	1,5	CP
1843,00	0,153	2,6	0,5	5,0	4,6	1,8	1,2	/	0,5	CP
1843,25	0,143	3,8	1,8	6,0	5,6	1,7	1,1	/	1,8	CP
1843,50	0,170	5,7	3,3	1,3	0,8	1,9	1,2	24	3,3	HC
1843,75	0,169	5,9	3,5	5,2	4,7	1,7	1	22	3,5	HC
1844,00	0,157	5,0	2,8	4,0	3,5	1,9	1,2	/	2,8	CP
1844,25	0,156	4,1	1,9	6,0	5,5	1,8	1,1	/	1,9	CP
1844,50	0,165	3,5	1,2	5,0	4,5	1,9	1,2	/	1,2	CP
1844,75	0,144	3,8	1,8	2,5	2,1	1,8	1,2	/	1,8	CP
1845,00	0,142	4,8	2,8	6,0	5,6	1,9	1,3	/	2,8	CP
1845,25	0,136	5,0	3,1	9,0	8,5	1,7	1,1	38	3,1	HC
1845,50	0,150	4,8	2,7	12	11,61	1,3	0,7	/	2,7	CP
1845,75	0,195	5,6	3,0	8,0	7,4	1,2	0,4	42	3	HC
1846,00	0,188	6,1	3,5	4,0	3,5	1	0,2	40	3,5	HC

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagaphiques

profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	Description
1846,25	0,197	4,5	1,8	6,0	5,4	1	0,2	/	1,8	CP
1846,50	0,158	6,2	4,0	7,0	6,5	0,9	0,2	31	4	HC
1846,75	0,191	7,1	4,4	5,5	5	1,1	0,3	28	4,4	HC
1847,00	0,200	6,3	4,2	7,0	6,4	1,1	0,3	34	4,2	HC
1847,25	0,187	4,9	2,3	7,0	6,1	0,7	0	/	2,3	CP
1847,50	0,209	6,0	3,1	5,5	4,9	0,5	0,3	40	3,1	HC
1847,75	0,215	5,5	2,5	5	4,4	0,9	0,06	/	2,5	CP
1848,00	0,212	5,9	3	3	2,4	1	0,1	48	3	HC
1848,25	0,224	5,4	2,3	3	2,4	1,1	0,2	/	2,3	CP
1848,50	0,219	5,4	2,4	4	3,4	1,3	0,4	/	2,4	CP
1848,75	0,178	4,6	2,1	5,5	5	1,3	0,6	/	2,1	CP
1849,00	0,205	4	1,1	5,5	4,9	1,2	0,4	/	1,1	CP
1849,25	0,224	4,7	1,6	0,5	0,08	0,8	0,1	/	1,6	CP
1849,50	0,208	5	2,1	0,5	0,04	0,9	0,08	/	2,1	CP
1849,75	0,172	5,7	3,3	4	3,5	1,3	0,6	26	3,3	HC
1850,00	0,178	5,7	3,2	3	2,5	1	0,3	23	3,2	HC
1850,25	0,218	6	3	3	2,4	1	0,1	24	3	HC

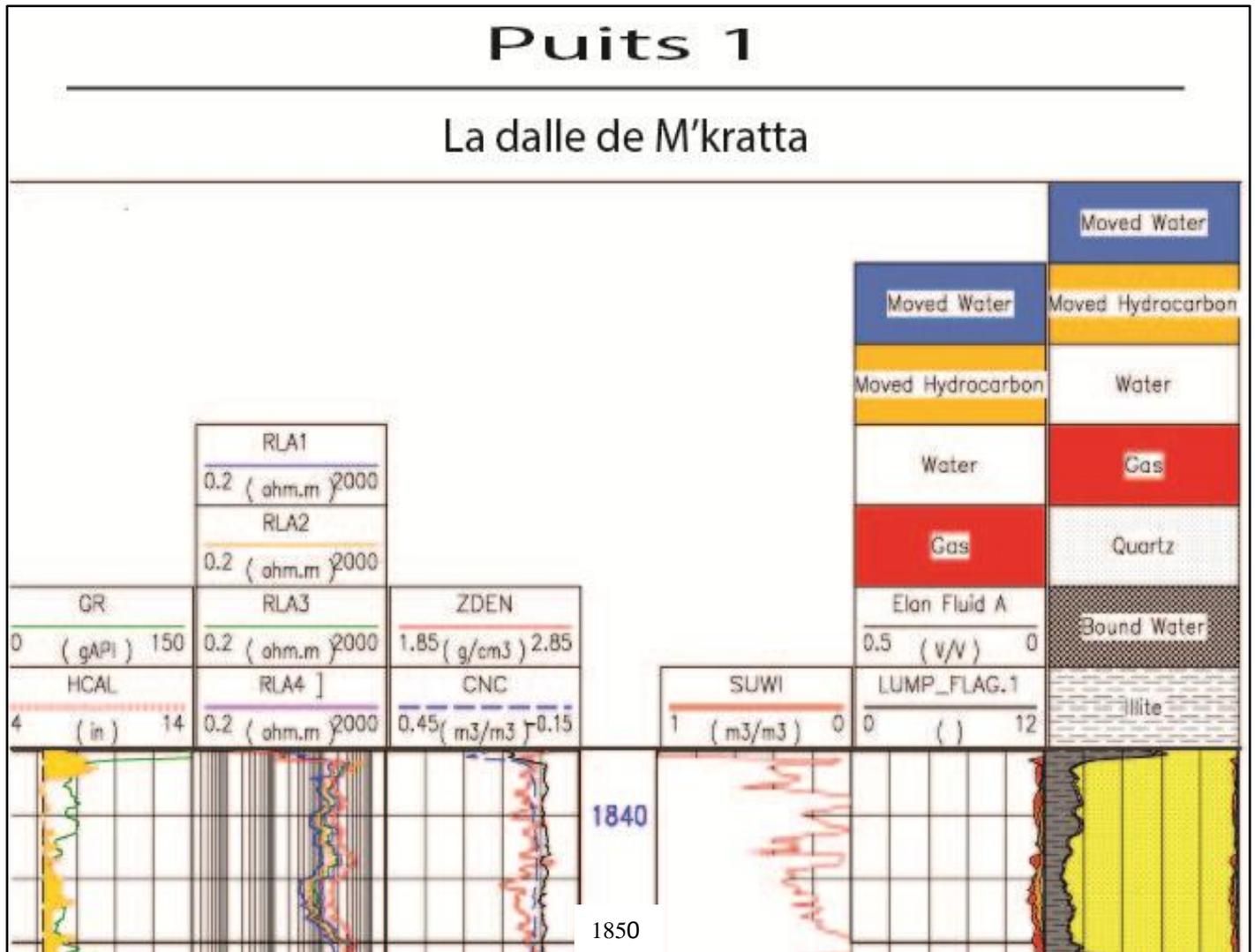


Figure 35 : Elan du réservoir de la dalle de M'kratta

Chapitre III : Etude des propriétés pétrophysiques des réservoirs de l'Ahnet à l'aide des méthodes diagraphiques

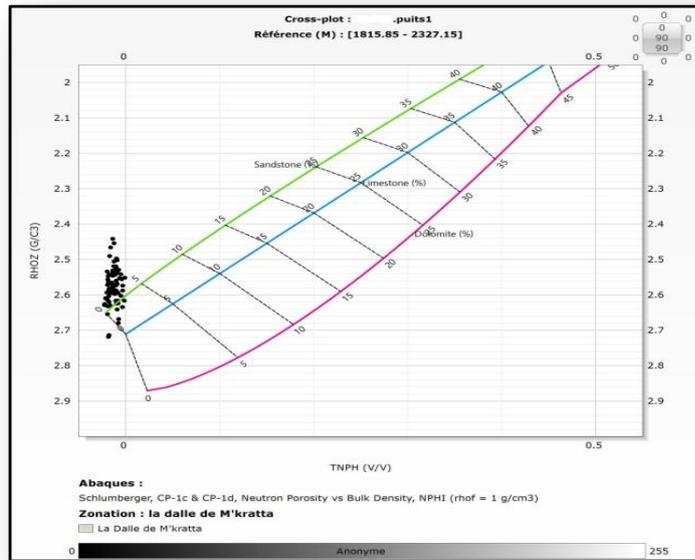


Figure 36 : Cross-plot (neutron-densité) des résultats obtenus dans le réservoir de la Dalle de M'kratta.

L'interprétation de ce cross-plot montre que de la dalle de M'kratta est constituée par des grès compacts à gaz qui est indiqué par la concentration des points autour de l'abaque des grès avec une faible densité. La densité de ces grès varie de 2.45 g/cm³ à 2.72 g/cm³ et la porosité neutron ne dépasse pas 0.1 %.

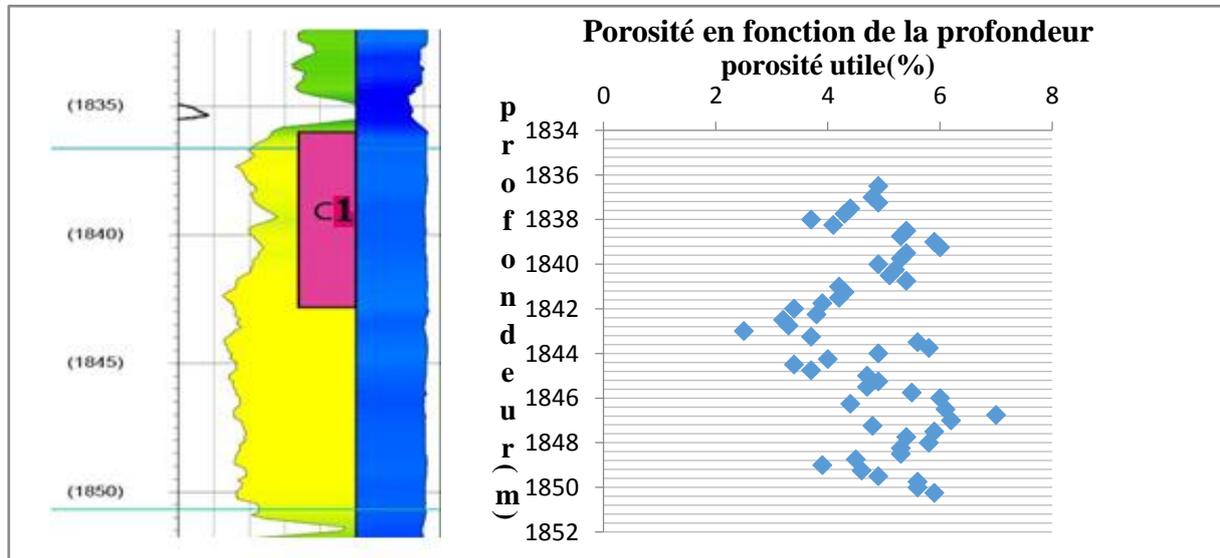


Figure 37 : Graphe de la porosité utile en fonction de la profondeur dans la dalle de M'kratta

Chapitre IV : Etude des fractures / fissuration par des techniques de l'imagerie FMI et UBI

Un réservoir fracturé est constitué de dépôts initialement continus qui, sous l'effet de la compaction, de la diagenèse et de la déformation, se sont fracturés. Aussi, l'étude des fractures en place et de la fracturation est très importante dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier, en ce sens qu'elles peuvent participer notablement à la porosité d'une formation (porosité secondaire) comme elles peuvent jouer un rôle indispensable dans l'amélioration de la perméabilité.

1. Définition et typologie des fractures

Une fracture désigne toute cassure de roche avec ou sans déplacement relatif des zones déformées. Une fracture dans une roche est caractérisée par deux lèvres et une ouverture qui se mesure perpendiculairement à celles-ci.

L'importance des fractures nous amène à parler de leur typologie. On distingue quelques types de fractures selon leur origine, leur état ou le processus qui a conduit à leur mise en place. Ce sont :

(1) Les fractures naturelles qui existent naturellement dans une formation géologique et parmi lesquelles on distingue trois sous-types :

- **les 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.

- **les fractures naturelles partiellement ouvertes** : ce sont des fractures qui sont colmatées partiellement mais qui constituent encore des vides.

- **les fractures naturelles colmatées** : ce sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.

(2) les fractures induites : ce sont des fractures provoquées involontairement par les différents outils de forage, soit par les vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes.

(3) les fractures provoquées : elles sont provoquées volontairement dans un réservoir à faible perméabilité, ou bien au sein des formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Ces fractures servent à augmenter la productivité du réservoir par la création d'une liaison entre les vides d'une formation qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice.

2. Détection des fractures

La détection des réseaux de fissure fait au cours des phases d'exploitation et de production dans les gisements de gaz et de pétrole. La caractérisation des fractures fait par :

- **Analyse et description des carottes**

Cette méthode directe permet l'étude des réseaux de fractures dans le réservoir pétrolier par la description de la carotte à l'œil nu ou, à l'échelle microscopique, par l'observation de lames minces. Cette étude nous permet de déterminer la répartition générale de fractures, le nombre, l'orientation ainsi que le type (fermée ou ouverte).

- *L'imagerie*

Introduite par Schlumberger au milieu des années 1980, l'imagerie a permis de perfectionner la caractérisation géologique des réservoirs. Aujourd'hui, elle est devenue un outil essentiel dans les forages d'exploration. Elle a pour avantage principal la possibilité de caractériser un réservoir en l'absence de carottes comme elle permet d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique pour obtenir la présentation complète du trou par image 360, la détermination des pendages et la détection des fractures et des failles, leurs types (ouvert ou colmaté), et leurs orientations. Pour ce faire, l'imagerie se fonde sur un certain nombre d'outils tels que la sonde *micro-image formation* (FMI) et l'outil d'imagerie ultrasonique ou *Ultrasonic Borehole Image* (UBI).

3. Les outils de l'imagerie

- *Micro-images des formations ou Formation Micro-Image (FMI)*

C'est un outil qui mesure les variations de la micro-résistivité des formations. Comme il est représenté sur la figure 38, la sonde du FMI possède huit (8) patins, quatre principaux et quatre auxiliaires pliants et chacun d'eux comporte vingt quatre électrodes montées en deux rangées (figure 39). Chaque électrode possède son propre isolateur, qui sert à améliorer la focalisation du courant et éliminer les interférences entre les courants d'émission.

Les patins pliants sont des compartiments mobiles extensibles permettant une géométrie variable de l'outil, ils effectuent des rotations autour d'un axe fixe sur la partie supérieur gauche des patins principaux.



Figure 38 : La sonde FMI (Schlumberger)

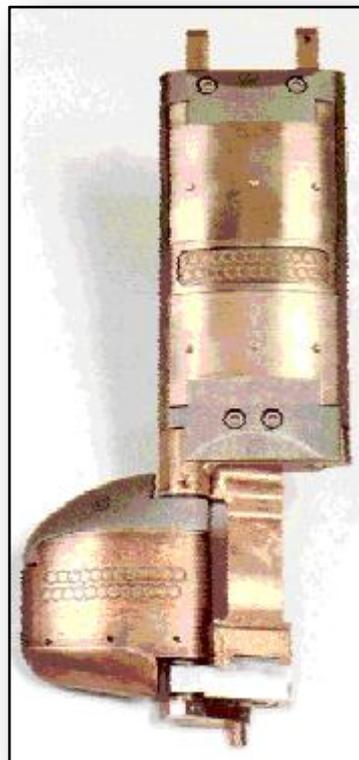


Figure 39: Géométrie d'un patin (Schlumberger)

- **Imagerie ultrasonique de trou de forage ou Ultrasonic Borehole Image (UBI)**

C'est un outil qui mesure les variations de l'amplitude d'un signal acoustique pour déterminer les fractures ouvertes ou fermées. Son principe de mesure sur base sur l'émission et la réception des ondes acoustiques pour produire une image. Il est utilisé dans les boues à base d'eau ou à base d'huile. L'outil est composé d'un transducteur qui permet de convertir l'énergie électrique en énergie acoustique (figure 40 et 41). La sonde est munie au sommet d'un outil d'orientation pour la détermination de la direction des différents paramètres (fracture, figures sédimentaire, pendage structural et stratigraphique) (voir figure 42)



Figure 40 : Transducteur de l'UBI (Schlumberger)



Figure 41 : Motif du transducteur du l'UBI (Schlumberger)

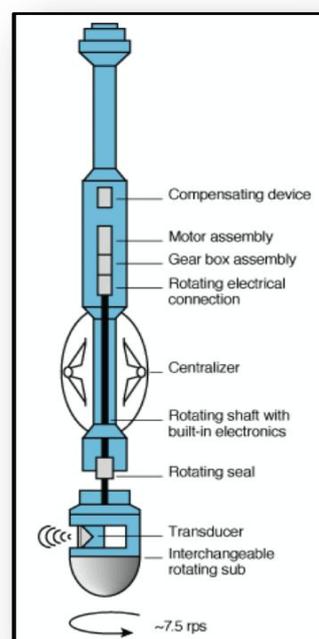


Figure 42 : La sonde UBI (Schlumberger)

4. Avantage des outils de l'imagerie

- **Avantages de l'outil FMI**
 - Détecter et mesurer les caractéristiques fines et petites
 - Détecter les caractères de l'anisotropie
 - Permettre une certaine souplesse dans le choix du système de boue.
- **Avantages de l'outil UBI**
 - Permet d'analyser les fractures et le régime de la contrainte ;
 - Non influencé par le type de la boue ;
 - Améliorer la résolution des images ;
 - Obtention clairement et facilement les images du fond du trou en temps réelle.

5. Interprétation théorique de l'imagerie

L'imagerie donne de précieuses informations sur le comportement dynamique du réservoir étudié. L'interprétation revêt les formes ou modes que nous décrivons ci-après.

➤ Interprétation sédimentologique

✓ *Interprétation des limites des bancs* (cf. Figure 43)

La réponse de l'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogique différentes. Dans les dépôts silicoclastiques, la couleur varie en fonction de la taille des grains et les grès sont reconnus par une couleur claire, par contre les argiles se reconnaissent par une couleur plus sombre.

Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal et sa réponse sera une ligne droite ou, un plan incliné dont la réponse sera une courbe sinusoïdale de faible amplitude.

✓ *Interprétation des surfaces d'érosion*

Les surfaces d'érosion peuvent être reconnues par deux types de caractères sur une image UBI :

- Soit par un changement brusque de couleur,
- Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable.

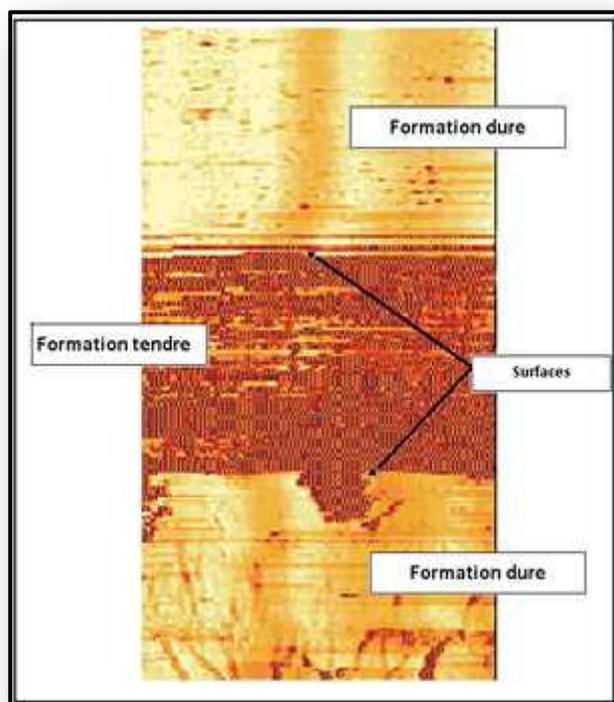


Figure 43 : Représentation des surfaces d'érosion dans l'imagerie. (Hadjadj, 2014)

➤ **Interprétation structurale**

✓ **Interprétation des structures naturelles**

L'imagerie permet de détecter les différents types de fractures dans les formations et d'en déterminer leur inclinaison et leur orientation.

Dans la majorité des cas, les fractures sont inclinées. Cette inclinaison contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'imagerie : si l'inclinaison est importante, l'amplitude sera forte mais si elle est faible, l'amplitude sera faible.

Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre ; par contre les fractures cimentées ont une couleur claire (figure 44).

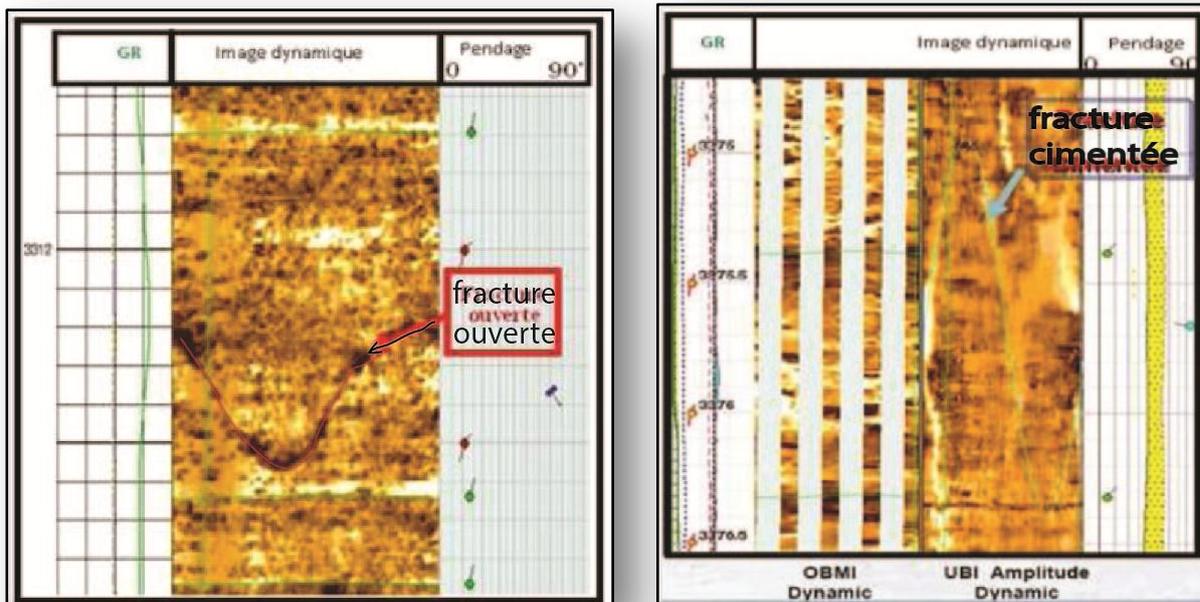


Figure 44 : Représentation des fractures ouvertes et des fractures fermées (Hadjadj, 2014)

➤ **Interprétation des structures tectoniques induites**

Les Break-outs sont rencontrés suivant l'axe de l'allongement maximum. Sur l'image, ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre (figure 45)

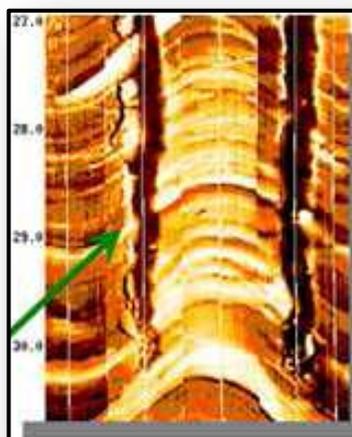


Figure 45 : Représentation des fractures induite (Hadjadj, 2014).

➤ **Interprétation 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 compartiment (figure 46).

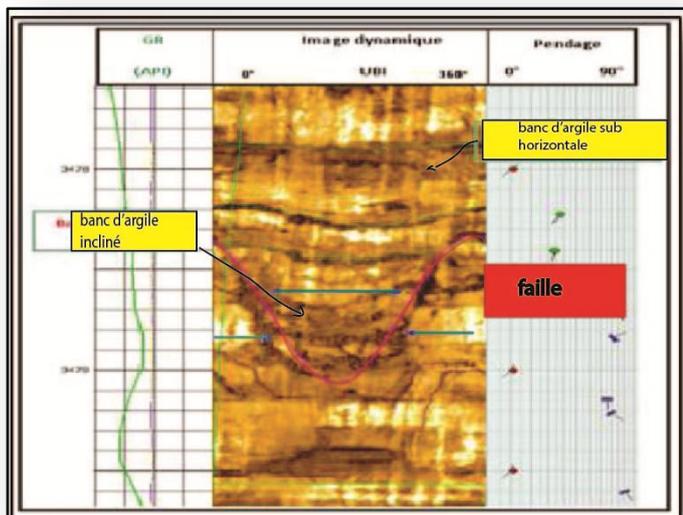


Figure 46 : Représentation des failles (Hadjadj, 2014).

6. Etude de la fracturation dans la zone étudiée

• **Puits -1**

➤ **Analyse sédimentologique**

Les images FMI montrent que les couches sédimentaires constitutives du réservoir sont horizontales à subhorizontales avec un pendage moyen de 15° (voir histogramme des pendages de la figure 47). Les couches ont une orientation principalement vers le SO et des orientations secondaires vers l'Ouest et l'OSO comme il est montré sur le diagramme des directions ou la rosace directionnelle de la figure 47.

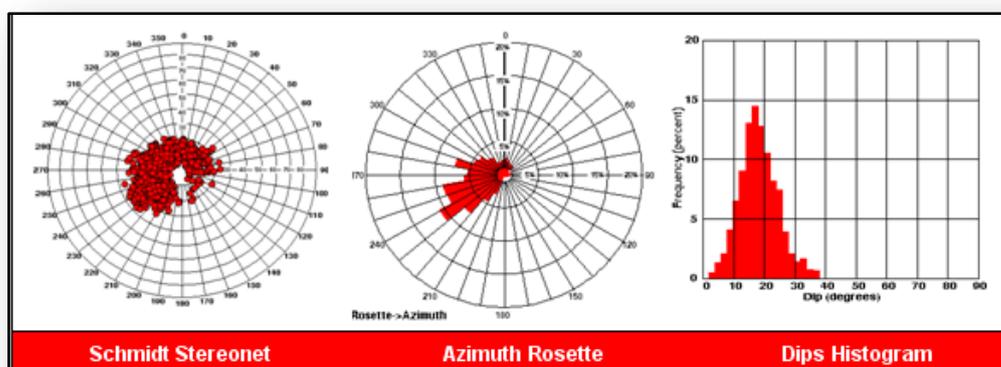


Figure 47 : Statistiques des couches sédimentaires par l'analyse de l'imagerie FMI (Sonatrach).

➤ **Analyse structurale**

Le diagramme des directions ou rosace directionnelle montre plusieurs couches structurales qui ont une direction principalement NE-SO avec un pendage de 10°, et de direction secondaire SSO-NNE.

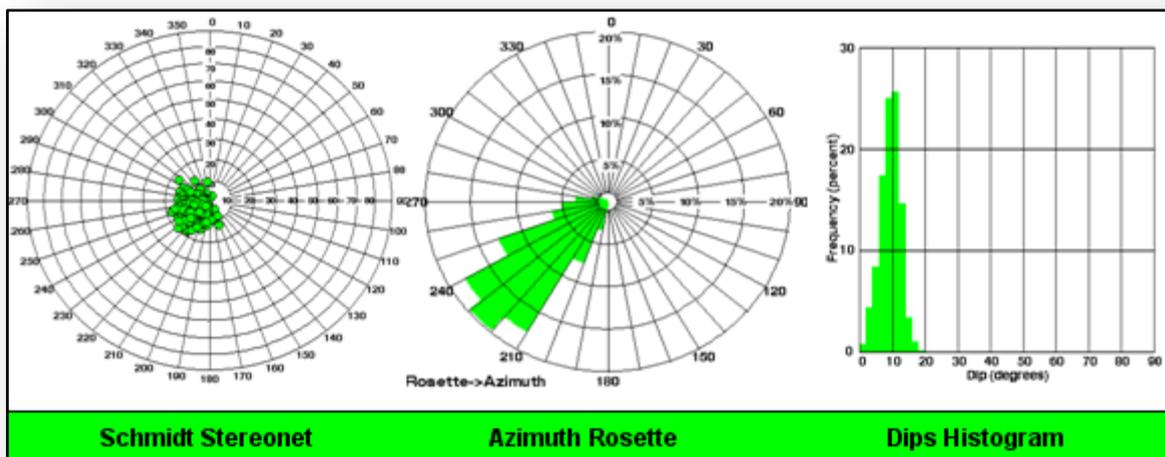


Figure 48 : Statistiques des couches structurales par l'analyse de l'imagerie FMI (Sonatrach).

✓ **Les fractures conductrices**

Les fractures naturelles conductrices sont au nombre de neuf (9) (voir figure 49), elles ont une direction principale NO-SE et une direction secondaire ONO-ESE avec des pendages qui varient de 40° à 90°.

Les fractures conductrices apparaissent avec une couleur sombre parce qu'elles absorbent beaucoup plus le courant électrique que la matrice environnante.

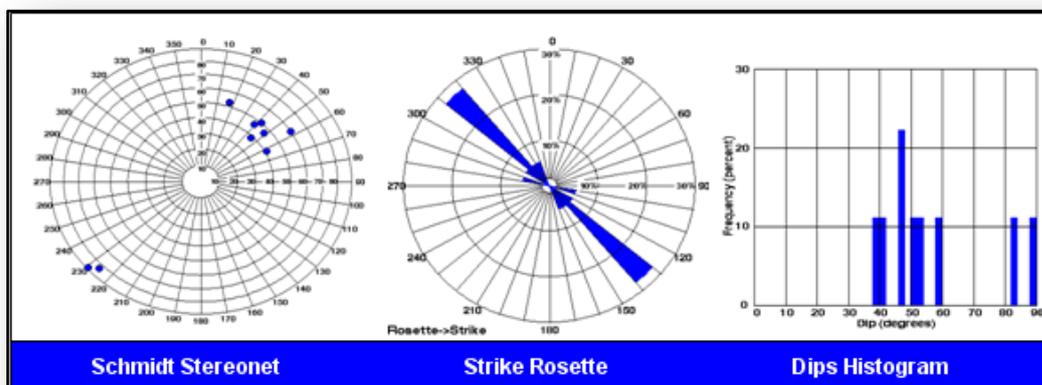


Figure 49 : Statistiques des fractures conductrices par l'analyse de l'imagerie FMI (Sonatrach).

✓ **Les fractures discontinues**

Elles sont au nombre de 29 avec une direction NO-SE (figure 50). Observées à l'outil UBI, ces fractures apparaissent avec une couleur sombre car elles absorbent beaucoup plus l'énergie acoustique que la matrice environnante.

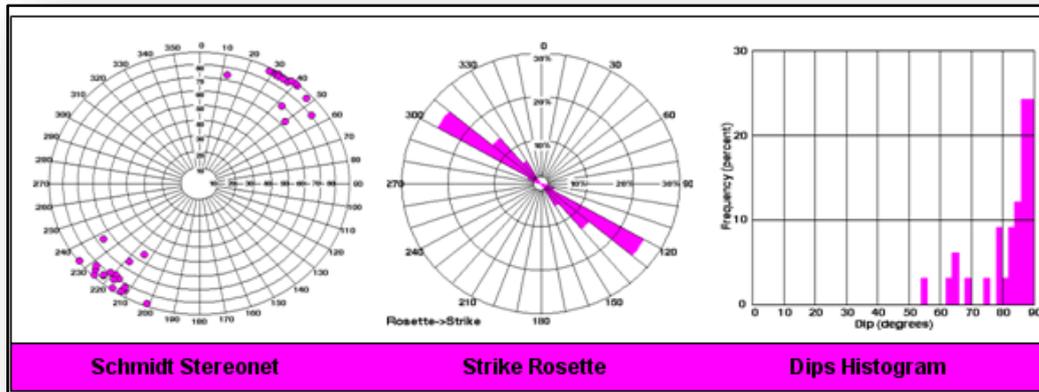


Figure 50 : Statistiques des fractures discontinues en faible amplitude par l'analyse de l'imagerie UBI (Sonatrach).

✓ **Les fractures induites**

Le diagramme en rosace montre des fractures induites de direction NNO-SSE. Ces fractures apparaissent sous forme de lignes verticales, étroites et discontinues de couleur sombre. Sur le diagramme des directions ou rosace directionnelle, les fractures induites sont représentées en couleur jaune sur la figure 51. L'analyse des fracture induite nous a permis de déterminer la direction de la contrainte maximal dans la région (σ_H) NO-SE (N120).

✓ **Les breakouts** : ils ont une direction NE-SO avec des pendages qui varient de 80° à 90°. Ils sont représentés sur le diagramme des directions de la figure 51 en couleur noire. L'analyse des breakouts nous a permis de déterminer la direction de la contrainte minimale dans la région (σ_h) NE-SO (N045).

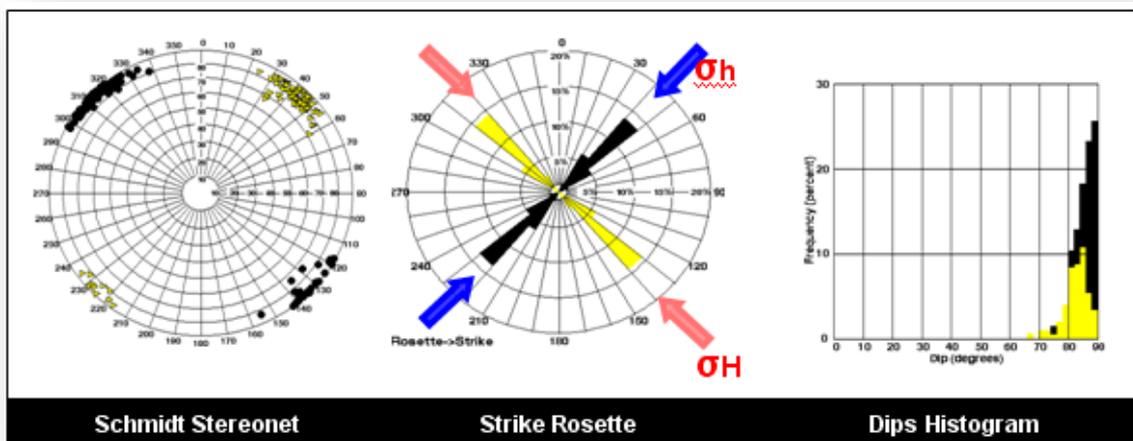


Figure 51 : Statistiques des fractures induites et Breakouts par l'analyse de l'imagerie UBI (Sonatrach).

✓ *Les fractures réactivées*

Dans l'Ordovicien les failles de socle ont été réactivées dans plusieurs directions, mais la tendance principale est vers le SO avec un pendage qui varie de 0 à 30° comme il est montré sur les résultats de la figure 52 obtenus par l'outil FMI.

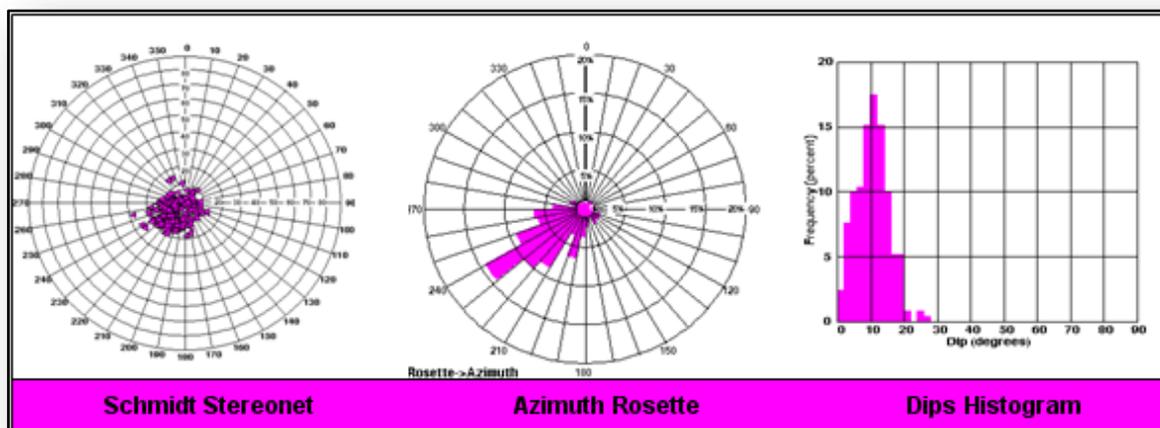


Figure 52 : Statistiques des fractures du socle réactivé par l'analyse de l'imagerie FMI (Sonatrach.)

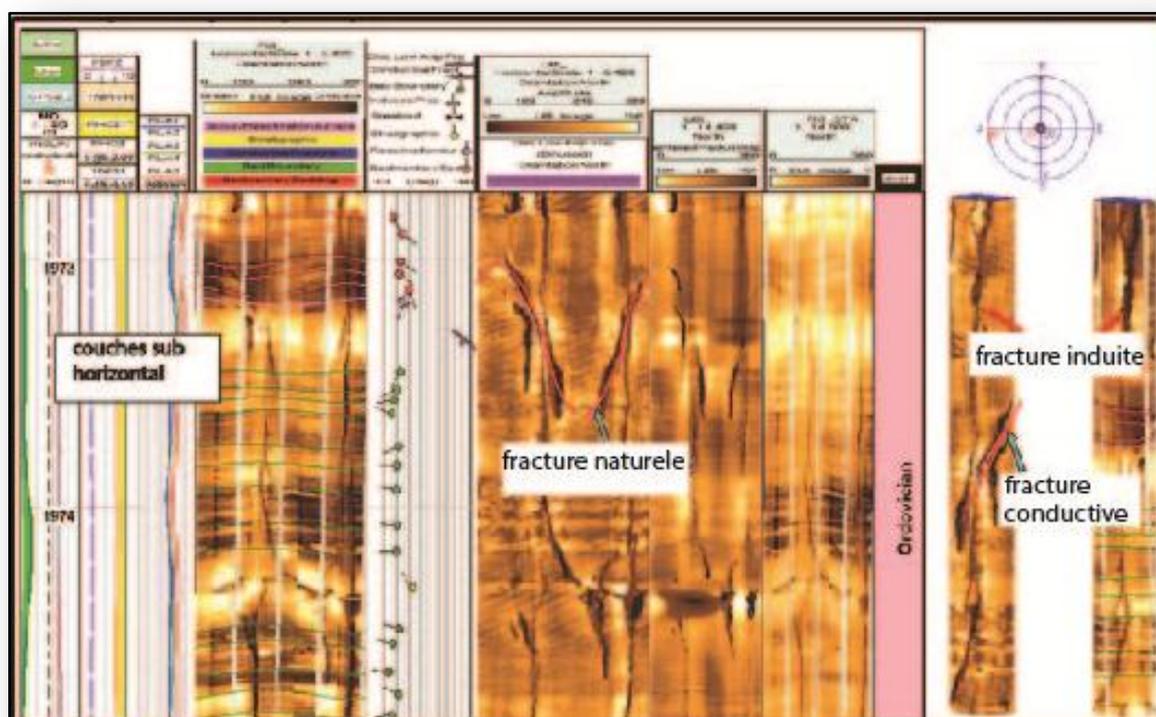


Figure 53 : Imagerie FMI et UBI montrant les limites des bancs et les différents type de fractures dans l'Ordovicien (Schlumberger)

La figure 53 représente une image obtenue par les outils d'imagerie FMI et UBI dans l'Ordovicien de la région de Djebel Mouïma Sud réservoir de grès d'El Golea (puits-1). Sur

cette figure on trouve les différentes réponses diagraphiques devant le réservoir (GR, Sonique, densité, résistivité). L'image obtenue par l'outil FMI nous donne des informations sur l'inclinaison des couches sédimentaire qui sont sub horizontale (les limites des couche sont indiquées en couleur vert).

Sur l'image obtenue par l'outil UBI on voit des formes sinusoïdales de couleur noire qui représentent des fractures naturelles conductrices orientées NE-SW et des fractures induites par les outils de forage qui sont indiquées par un trait vertical de couleur noir.

Commentaires sur les résultats :

- Aucune faille ne traverse ce puits ;
- Absences des failles colmatées
- Abondances des fractures ouvertes discontinues dans la formation des grès d'El Golea. C'est sur les images FMI et UBI qu'ont été observées ces fractures d'apparence sinusoïdale, de couleur noire, orientées NE-SW.

Conclusion

Dans le puits-1 il ya deux familles de fractures une de direction NE-SO et l'autre de direction NO-SE. Il apparaît également que la densité des fractures conductrices est relativement réduite, ce qui n'est pas pour améliorer naturellement les propriétés pétrophysiques des formations réservoirs tout pour la porosité et la perméabilité.

Dès lors, pour améliorer la production dans ce puits il faudrait améliorer les propriétés pétrophysiques du réservoir en augmentant la porosité et la perméabilité par la fracturation hydraulique ou l'exploitation en forage horizontal.

Conclusion générale

Le thème étudié concerne la partie Sud Orientale du bassin de l'Ahnet, notamment ses réservoir d'âge ordovicien.

L'Ordovicien étant classé comme compact (tight) de par les faibles valeurs de sa perméabilité et une porosité médiocre.

La zone étudiée est celle de Djebel Mouïma Sud et Oued Tessararet qui représente un des meilleurs exemples des réservoirs compacts dans le bassin de l'Ahnet.

Les données des diagraphies sonique et GR nous ont permis de générer les valeurs des porosités qui nous ont permis de tracer une courbe de porosité et de perméabilité qui ont confirmée le caractère compact ou tight de ces réservoirs.

Afin d'étudier la continuité latérale du réservoir Ordovicien, nous avons procédé à une corrélation diagraphique et lithologique entre les deux puits 1 et 2 (distants de 35 Km environ) ce qui a confirmé qu'il s'agissait bien du même réservoir, la corrélation était relativement bonne en terme d'épaisseur utile et de propriétés réservoirs qu'on comparait ou qu'on corrèle.

Ce travail de corrélation a été consolidé par une approche basée sur l'analyse séquentielle effectuée dans l'objectif de faire ressortir l'architecture et la relation entre différents niveaux sédimentaires entre eux et ça en relation aussi avec l'environnement de dépôt.

Nous avons également considéré le volet structurels pour en investiguant la fracturation sur la base des données d'Imagerie de puits.

Annexes

Tableau N° 2

Puits-1

Réservoir étudié : Grès d'El Goléa (1 853 m – 2 089 m)

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
1853	21	7,5	4,6	2,5	1,9	1,9	1	24	4,6	HC
1854	12	9,5	7,8	10	9,6	0,32	0,1	18	7,8	CP
1855	13	1,7	0,08	5	4,6	0,55	0,04	/	0,08	CP
1856	11	3	1,4	4	3,7	0,8	0,3	/	1,4	CP
1857	31	8,5	4,2	6,5	5,9	0,2	0	30	4,2	HC
1862	29	6	2	1	0,2	0,43	0	/	2	CP
1867	31	5	0,7	1	0,1	0,15	0,05	/	0,7	CP
1868	30	6,5	2,3	1,5	0,7	1,3	0,1	/	2,3	CP
1901	22,6	5,8	2,7	3	2,4	1,6	0,7	/	2,7	CP
1902	22,7	5,4	2,2	1,5	0,9	1,8	0,9	/	2,2	CP
1906	26,1	2,5	1	5,1	4,4	1,6	0,5	/	1	CP
1923	26,3	5,5	1,8	0,6	0,1	1,26	0,2	/	1,8	CP
1954	39	9	3,6	0,2	0,8	1,39	0,1	28	3,6	HC
1968	13	6,5	4,7	4	3,6	1,81	1,3	23	4,7	HC
1975	5	5,5	4,8	2,5	2,3	0,17	0,02	21	4,8	HC
1979	15	10,5	8	7,5	0,4	1,01	0,4	26	8	HC
1983	33	11,5	6,9	6	5,1	1,39	0,1	19	6,9	HC
1987	7	9	8	3,5	3,3	1,23	0,9	24	8	HC
1991	4	9	8	5,5	5,4	0,18	0,02	15	8	HC
1995	15	8	5,9	5,5	5,1	0,36	0,2	23	5,9	HC
2002	4	9	8	8	7,9	0,91	0,7	20	8	HC
2003	4	7	6,4	6	5,9	0,13	0,02	24	6,4	HC
2007	4	8	7,4	15	14,9	0,87	0,7	12	7,4	HC
200	4	5,5	4,9	5,5	5,4	1,61	1,4	21	4,9	HC
2011	6	6,5	5,6	6	5,8	0,59	0,3	13	5,6	HC
2015	19	6	3,3	5,5	5	1,08	0,3	46	3,3	HC
2019	18	7	4,5	6	5,5	0,18	0	22	4,5	HC
2020	4	7,5	6,9	2,5	2,4	0,25	0,9	20	6,9	HC
2021	32	7	2,6	14	13,2	0,33	0	/	2,6	CP
2022	28	7	3,1	1,5	0,7	0,42	0	33	3,1	HC
2023	19	7	4,3	10	9,5	0,11	0,06	24	4,3	HC
2024	4	5,5	4,9	4,5	4,4	2,66	2,5	27	4,9	HC
2025	12	7	5,3	7,7	7,3	0,86	0,3	17	5,3	HC
2026	7	6,5	5,5	7,7	7,5	1,16	0,8	24	5,5	HC
2027	7	5,5	4,5	6	5,8	0,75	0,4	13	4,5	HC
2028	7	5,5	4,5	7,7	7,5	2,01	1,7	20	4,5	HC
2029	22	7	4	7,7	7,1	0,09	0,07	15	4	HC
2030	10	7,5	6	6	5,7	0,58	0,1	20	6	HC
2031	7	7,5	6,5	6	5,8	0,54	0,2	13	6,5	HC

Annexes

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
2032	4	7,5	6,9	6	5,9	0,74	0,5	14	6,9	HC
2033	8	7,5	6,4	5,5	5,2	0,69	0,3	16	6,4	HC
2034	34	7,5	2,8	6	5,1	0,24	0,08	/	2,8	CP
2035	7	7,5	6,5	1,3	1,1	0,04	0,02	16	6,5	HC
2036	4	6	5,4	5,5	5,396	0,56	0,4	25	5,4	HC
2037	8	7	5,9	6	5,9	0,23	0,08	23	5,9	HC
2038	34	6	1,3	6	5,1	0,07	0,02	/	1,3	CP
2039	6	7	6,1	5,5	5,3	0,84	0,6	19	6,1	HC
2040	11	7	5,4	0	0	0,32	0,1	19	5,4	HC
2045	25	8	4,5	4,5	3,8	0,48	0,4	26	4,5	HC
2050	7	7	6	10	9,8	0,87	0,5	19	6	HC
2055	21	8	5,1	8	7,4	0,37	0,04	23	5,1	HC
2060	27	5,5	1,8	4	3,3	0,49	0,05	/	1,8	CP
2065	18	4	1,5	6	5,5	1,41	0,7	/	1,5	CP
2070	20	5	2,2	5,5	4,9	0	0	/	2,2	CP
2075	30	6	1,8	4,5	3,7	0,51	0,06	/	1,8	CP
2080	35	6	1,2	6	5	1,04	0,3	/	1,2	CP
2085	21	7	4,1	5,5	4,9	1,2	0,3	30	4,1	HC

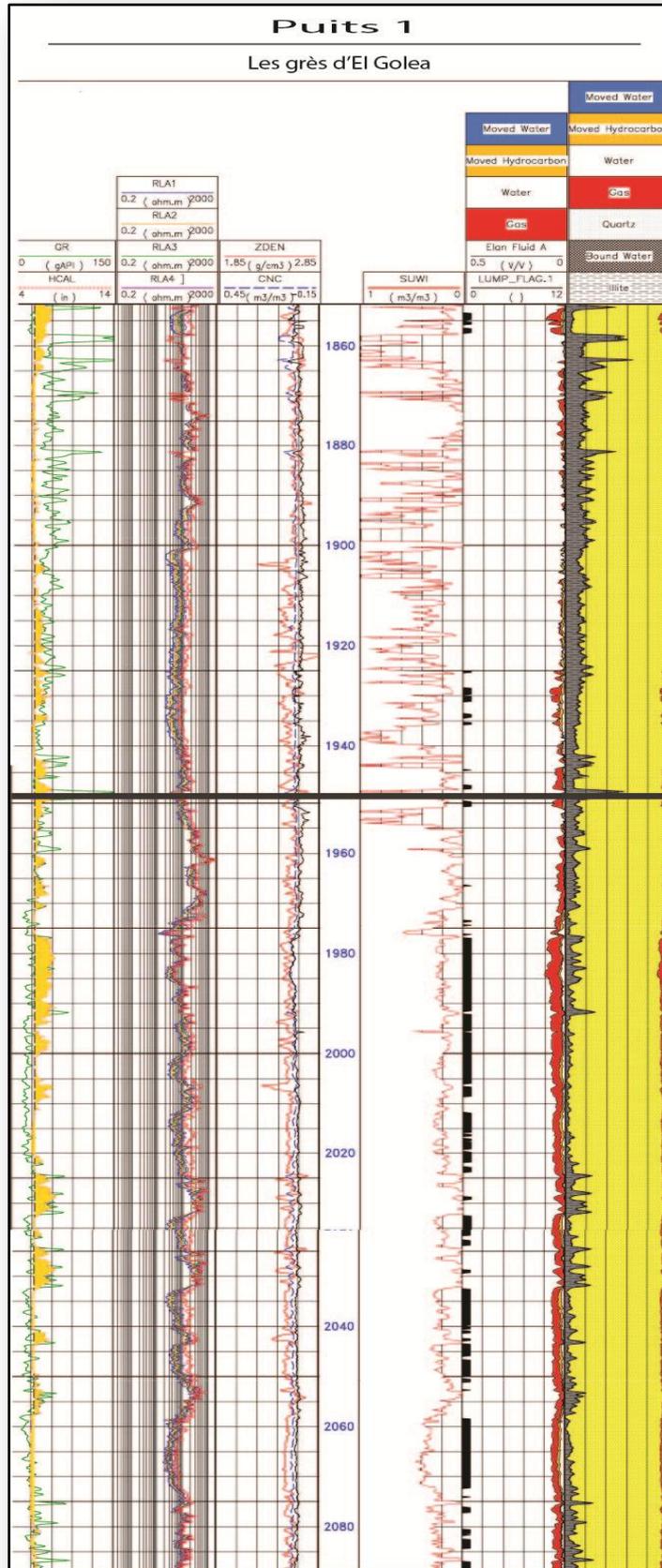


Figure 54 : Elan du réservoir des grès d'El Golea.

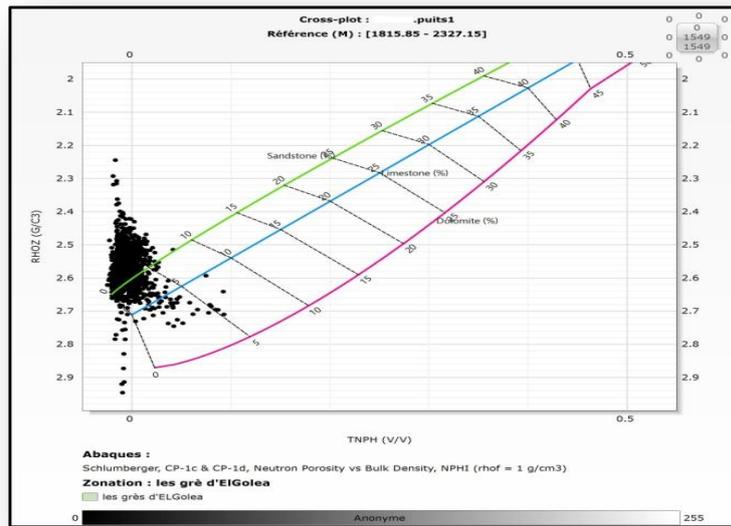


Figure 55 : Cross-plot (neutron-densité) des résultats obtenus dans le réservoir des grès d'El Goléa.

Le cross-plot montre que les grès d'El Goléa sont compacts à gaz à ciment carbonaté et dolomitique. Sur le cross-plot on remarque que le nuage de points concentre autour de l'abaque des grès mais on remarque également des points qui s'accroissent autour de l'abaque de calcaire et de dolomie. Ces grès sont caractérisés par des porosités faibles ne dépassant pas 1% et des densités qui atteignent 2.9 g/cm^3 .

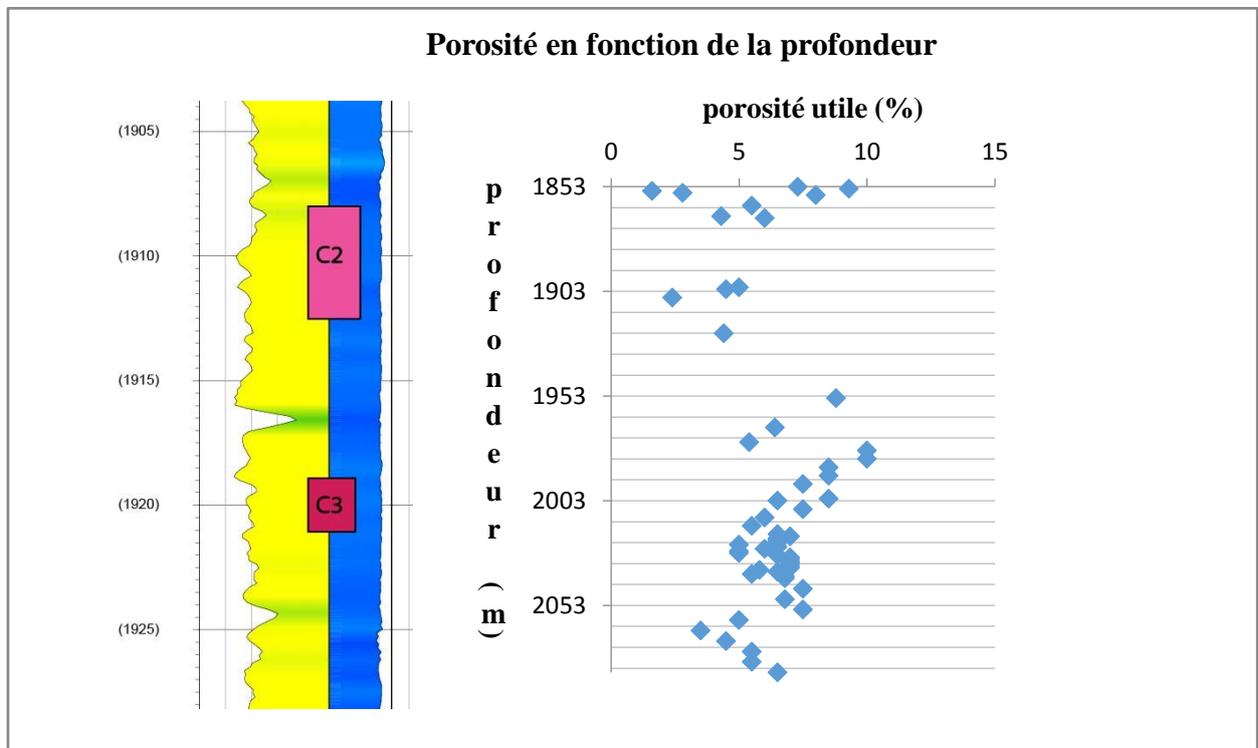


Figure 56 : Graphe de la porosité utile en fonction de la profondeur dans les grès d'El Goléa

Tableau N° 3

Puits-1

Réservoir étudié : Grès d'Oued Saret (2 089 m – 2 146 m)

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	Description
2095	18	4	1,5	4,5	4	0,43	0,1	/	1,5	CP
2103	33	5	0,4	3,5	2,6	0,18	1,1	/	0,4	CP
2104	28	5	1,1	2,5	1,7	0,01	1	/	1,1	CP
2105	35	5,5	0,7	2	1	0,7	0,6	/	0,7	CP
2106	37	5,5	0,3	1,5	0,5	0,17	1,2	/	0,3	CP
2107	33	5,5	0,1	2,5	1,6	0,43	0,8	/	0,1	CP
2108	29	8,5	4,5	5,5	4,7	0,17	0,9	21	4,5	HC
2109	24	7	3,7	9	8,3	0,15	0,7	25	3,7	HC
2110	36	6	1	1	0,06	0,47	0,9	/	1	CP
2111	34	5,5	0,8	0,5	0	0,17	1,1	/	0,8	CP
2112	19	5,5	2,8	3,5	3	0,96	0,2	/	2,8	CP
2113	26	5	1,4	0	0	0,59	0,4	/	1,4	CP
2114	26	6	2,4	6	5,3	0,8	0,2	/	2,4	CP
2117	14	3	1	5	4,6	0,35	0,1	/	1	CP
2118	29	2,5	1,4	2	1,2	0,5	0,6	/	1,4	CP
2119	18	4	1,5	7,5	7	0,03	0,6	/	1,5	CP
2120	35	4	0,8	1,3	0,3	0,4	0,9	/	0,8	CP
2122	29	5,5	1,5	0,6	0,1	0,6	0,5	/	1,5	CP
2124	24	4	0,7	3,5	2,8	0,5	0,4	/	0,7	CP
2125	17	4	1,6	2,5	2	0,4	0,2	/	1,6	CP
2127	25	5	1,5	2,4	1,7	0,9	0,7	/	1,5	CP
2131	22	4	0,9	2,4	1,8	1	0,1	/	0,9	CP
2135	30	6,5	2,3	2,5	1,7	0,1	1	/	2,3	CP
2137	30	5	0,8	2,4	1,6	0,8	0,3	/	0,8	CP
2139	23	3	0,1	1,3	0,7	0,4	0,4	/	0,1	CP
2140	23	4	0,8	7	6,4	0,1	0,7	/	0,8	CP
2141	22	4	0,9	4	3,4	0,2	0,6	/	0,9	CP
2142	30	4	0,1	3,2	2,4	1,5	0,3	/	0,1	CP
2143	34	4	0,6	1,6	0,7	0,4	0,9	/	0,6	CP
2144	29	4	0	7,5	6,7	0,7	0,4	/	0	CP
2145	23	5	1,8	2,4	1,8	1,9	1	/	1,8	CP

Puits 1

Les grès d'Oued Sarete

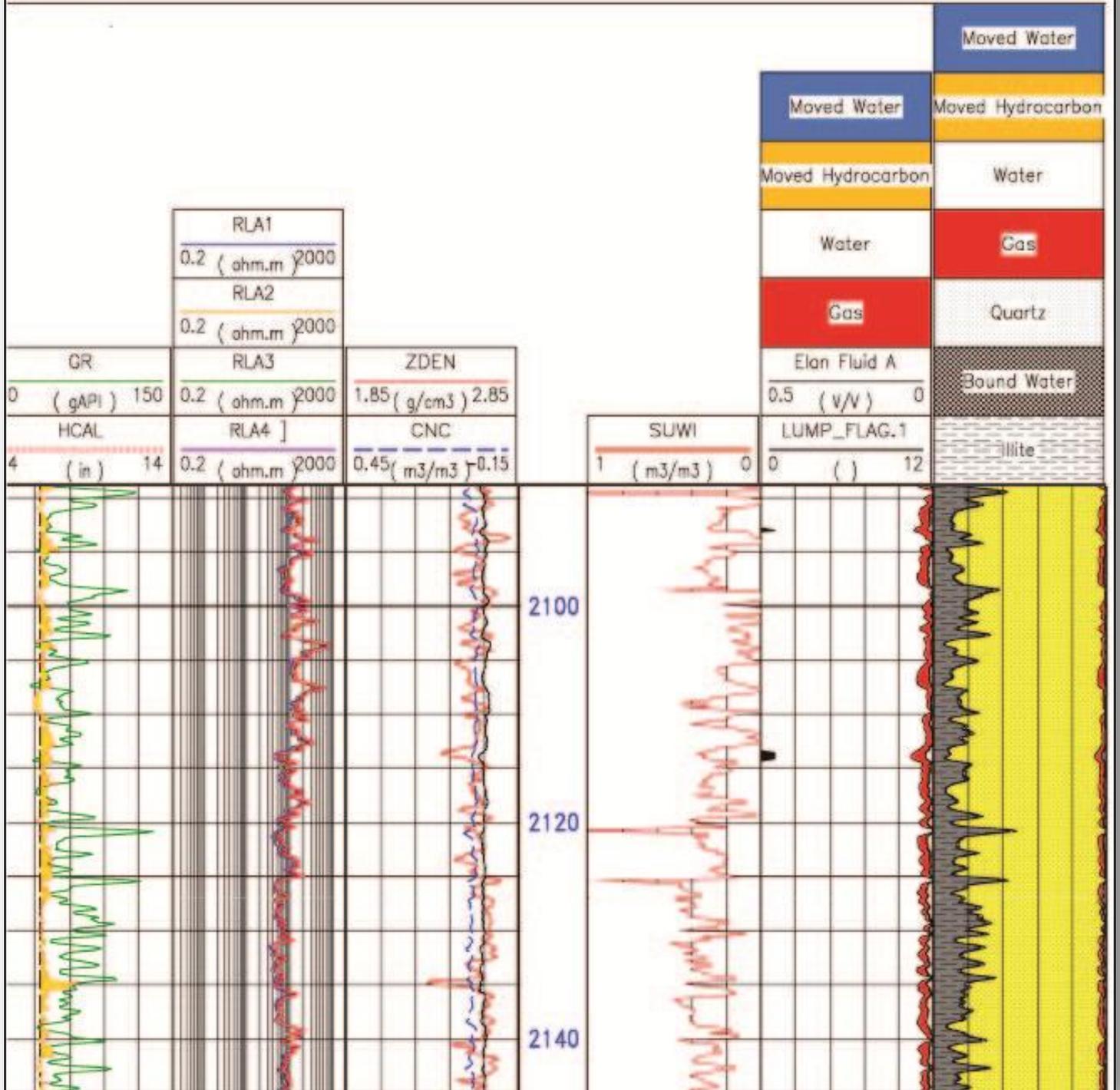


Figure 57 : Elan du réservoir des grès d'Oued Saret.

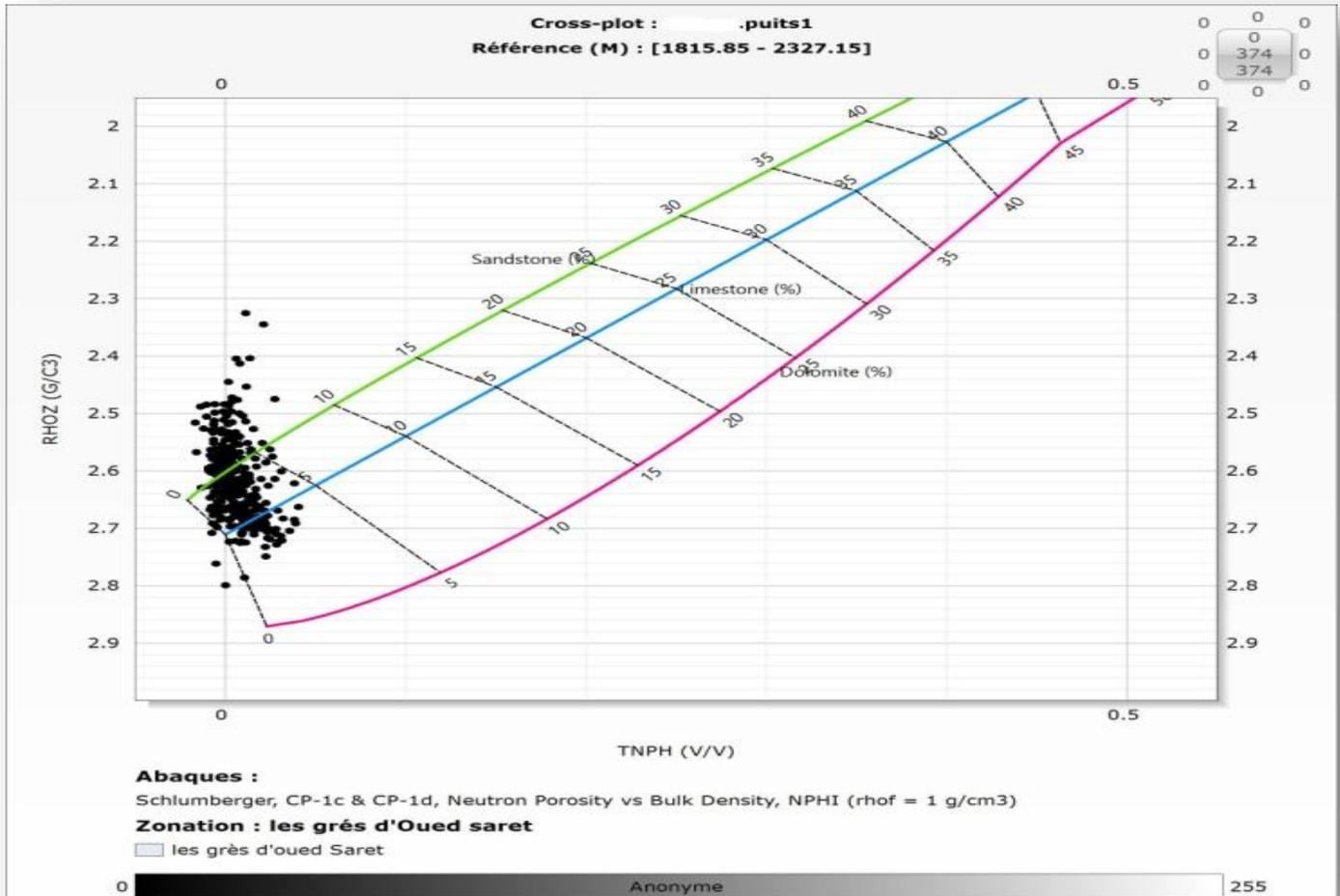


Figure 58 : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir des grès d'Oued Saret.

Le cross-plot du niveau des grès d'Oued Saret dans le puits-1 montre que ces grès sont compacts parce que la porosité est très faible, et par endroit ils sont à ciment carbonaté. La porosité neutron dans ces grès varie de - 0.8% à 0.75% et les densités vont de 2.33 g/cm³ à 2.8 g/cm³.

Tableau N°4

Puits-1

Réservoir étudié : Quartzites d'El Hamra (2 223.25 m – 2 244.75 m)

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
2224	27	4,5	0,8	1,5	0,7	0,1	1	/	0,8	CP
2225	24	4	0,7	1,5	0,8	0,2	0,7	/	0,7	CP
2226	27	4,5	0,8	1,5	0,7	0,4	0,1	/	0,8	CP
2227	29	6	2	2	1,2	1,4	0,27	/	2	CP
2234	17	4,5	2,2	1,5	1	0,1	0,6	/	2,2	CP
2237,5	31	3	1,2	3	2,1	0,5	0,7	/	1,2	CP
2237,8	25	3	0,4	3	2,3	0,6	0,4	/	0,4	CP
2238	22	3	0	2	1,4	0,23	0,6	/	0	CP
2238,3	23	3	0,2	1,5	0,9	0,2	0,7	/	0,2	CP
2241	19	4	1,4	2	1,5	0,9	0,16	/	1,4	CP
2241,3	18	4	1,5	1,5	1	0,8	0,1	/	1,5	CP
2241,5	20	4	1,3	0,5	0,02	0,7	0,1	/	1,3	CP
2241,8	23	4	0,8	1,5	0,9	0,7	0,2	/	0,8	CP
2242,5	27	4	0,3	1,5	0,7	0,6	0	/	0,3	CP

Puits 1

Quartzite de Hamra

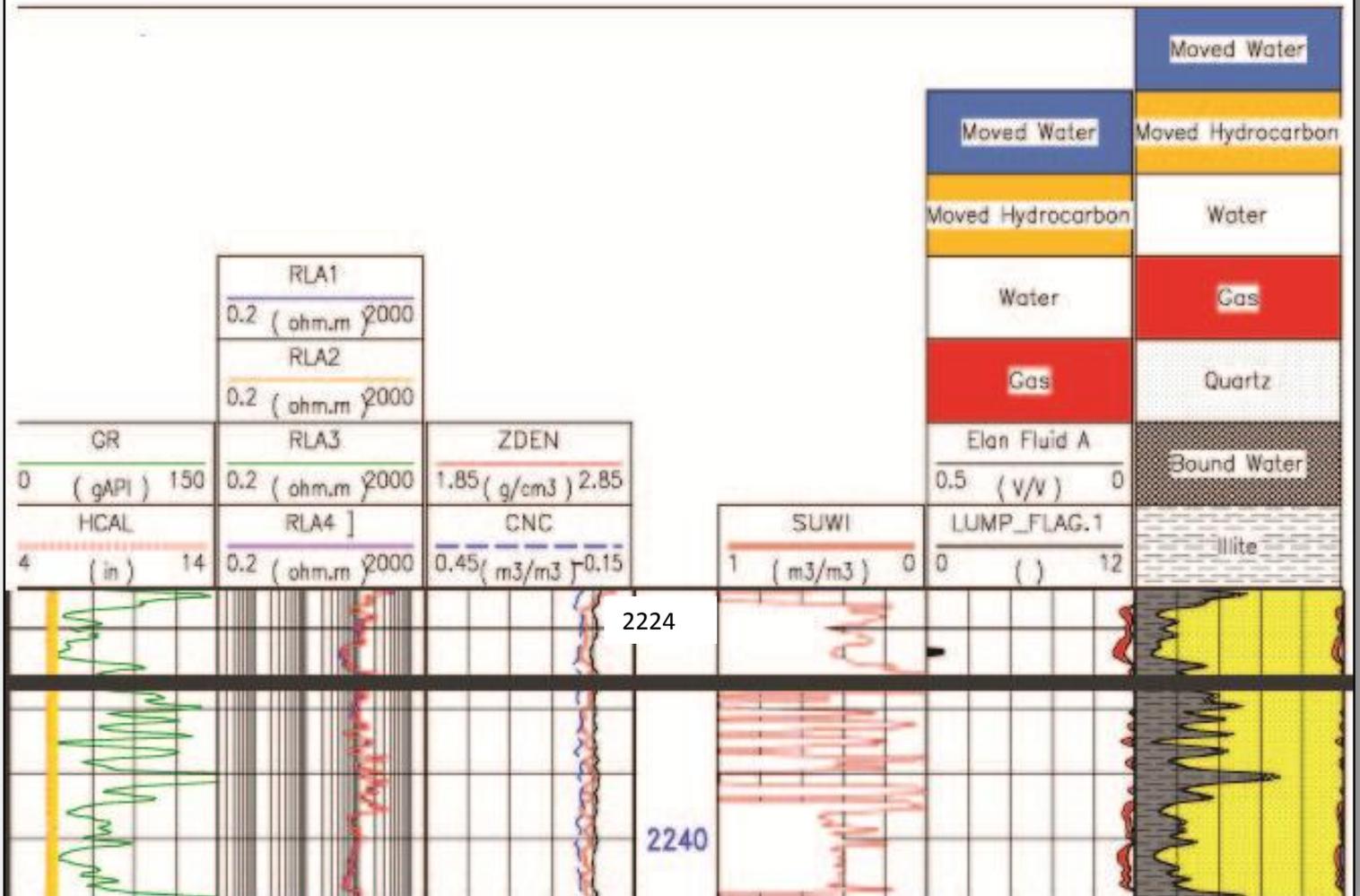


Figure 59 : Elan du réservoir de quartzite de Hamra.

Annexes

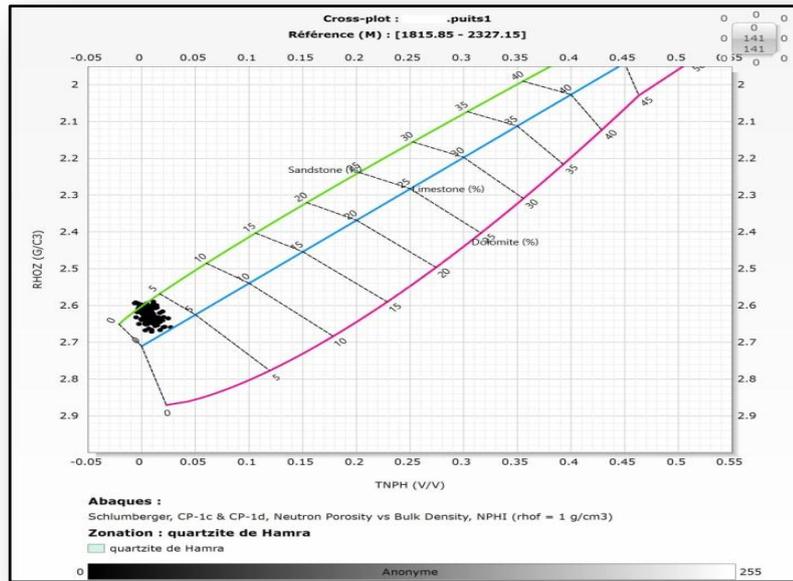


Figure 60 : Cross-plot (neutron-densité) des résultats obtenus dans le réservoir de quartzite du Hamra.

D'après ce cross-plot, les quartzites de Hamra sont représentés par des grès compacts avec une porosité neutron ne dépassant pas les 5% et la densité comprise entre 2.61 g/cm³ et 2.66 g/cm³.

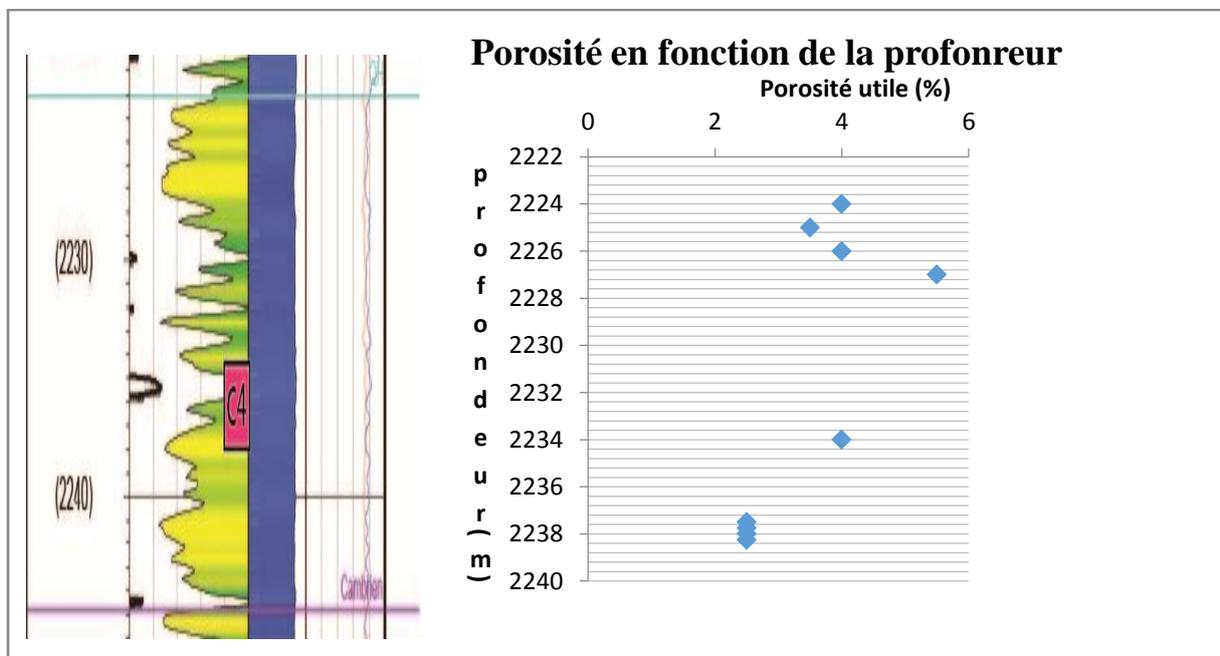


Figure 61 : Graphe de porosité utile en fonction de la profondeur dans le réservoir des Quartzites de Hamra

Annexes

Tableau N° 5

Puits-2

Réservoir étudié : Dalle de M'kratta (1 667 m – 1 678.5 m)

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	Description
1667	17,7	2,3	0,1	1,2	1,1	1,4	0,7	/	0,1	CP
1667,25	11,2	2,2	0,6	0,6	0,5	1,5	1,1	/	0,6	CP
1667,5	6,3	2,5	1,6	0,6	0,5	2,1	1,9	/	1,6	CP
1667,75	5	2,3	1,6	1	0,9	2,1	1,9	/	1,6	CP
1668	16,7	3,5	1,2	1,2	1,1	1,2	0,6	/	1,2	HC
1668,25	13,9	3,3	1,3	2,5	2,4	1	0,5	/	1,3	HC
1668,5	14,1	3,7	1,7	0,6	0,5	1,5	0,9	/	1,7	HC
1668,75	12,6	3,5	1,7	2,2	2,1	1,7	1,2	/	1,7	HC
1669	8,1	4,1	3	3,5	3,4	1,8	1,5	38	3	HC
1669,25	9,8	3,8	2,4	1,5	1,4	1,7	1,4	/	2,4	HC
1669,5	9	3,8	2,5	1,5	1,4	1,7	1,4	/	2,5	HC
1669,75	7,4	4,4	3,3	1,5	1,4	1,7	1,5	32	3,3	HC
1670	6,6	4,9	4	2,2	2,1	1,8	1,6	22	4	HC
1670,25	3	4,4	4	1,5	1,4	1,9	1,8	24	4	HC
1670,5	2,7	3,3	3	1	0,9	2	1,9	40	3	HC
1670,75	5,4	3,1	2,3	1	0,9	2	1,8	/	2,3	HC
1671	13,2	3,1	1,2	1,2	1,1	1,8	1,3	/	1,2	HC
1671,25	13,2	3,2	1,3	1,2	1,1	1,5	1,04	/	1,3	HC
1671,5	12,4	3,9	2,2	1,2	1,1	1,5	1,08	/	2,2	HC
1671,75	12,9	5,2	3,4	1	0,9	1,6	1,1	/	3,4	HC
1672	12,3	5,4	3,7	3,5	3,4	1,4	0,9	/	3,7	HC
1672,25	7,8	4,7	3,6	3,5	3,4	1,4	1,1	/	3,6	HC
1672,5	5,3	4,3	3,5	0	0	1,7	0,2	/	3,5	HC
1672,75	7	2,5	1,5	1,2	1,1	2	1,7	/	1,5	CP
1673	7	2,5	1,5	0,6	0,5	2	1,8	/	1,5	CP
1673,25	5,7	2,8	2	0	0	2	1,8	/	2	CP
1673,5	4,3	2,7	2,1	1	0,9	2	1,9	/	2,1	CP
1673,75	10,5	3,3	1,8	0	0	1,9	1,5	/	1,8	HC
1674	14,5	3,7	1,7	0,6	0,5	1,5	1,05	/	1,7	HC
1674,25	13,5	3,7	1,8	0,6	0,5	1,3	0,8	/	1,8	HC
1674,5	8,5	3,9	2,7	1,2	1,1	1,5	1,1	/	2,7	HC
1674,75	10,5	3,7	2,2	2,5	2,4	1,6	1,2	/	2,2	HC
1675	19	3,5	0,8	1,9	1,8	1,3	0,6	/	0,8	HC
1675,25	27,4	3,8	0	2,5	2,4	1,1	0,1	/	0	HC
1675,5	2	3,3	3	1,9	1,8	1	0,3	/	3	HC
1675,75	6,3	3,3	2,4	0,6	0,5	1,4	1,2	44	2,4	HC
1676	10,5	4	2,5	0	0	1,8	1,4	/	2,5	HC

Annexes

profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	Description
1676,25	22,5	3,9	0,8	1,9	1,8	1,1	0,3	/	0,8	HC
1676,5	13,5	4,3	2,4	1,2	1,1	0,9	0,5	/	2,4	HC
1676,75	9,2	5,4	4,1	2,8	2,7	1,5	1,1	/	4,1	HC
1677	8,3	6,5	5,3	5	4,9	1,5	1,2	19	5,3	HC
1677,25	4,8	6,5	5,8	5,5	5,4	1,5	1,3	14	5,8	HC
1677,5	3,9	6,3	5,7	3,9	3,8	1,8	1,6	16	5,7	HC
1677,75	5	5,7	5	1,5	1,4	1,8	1,7	17	5	HC
1678	11,5	5	3,4	1	0,9	1,8	1,4	20	3,4	HC
1678,25	15,2	3,8	1,7	1	0,9	1,3	0,7	25	1,7	HC
1678,5	17,4	4,4	2	1,5	1,4	0,9	0,3	/	2	HC

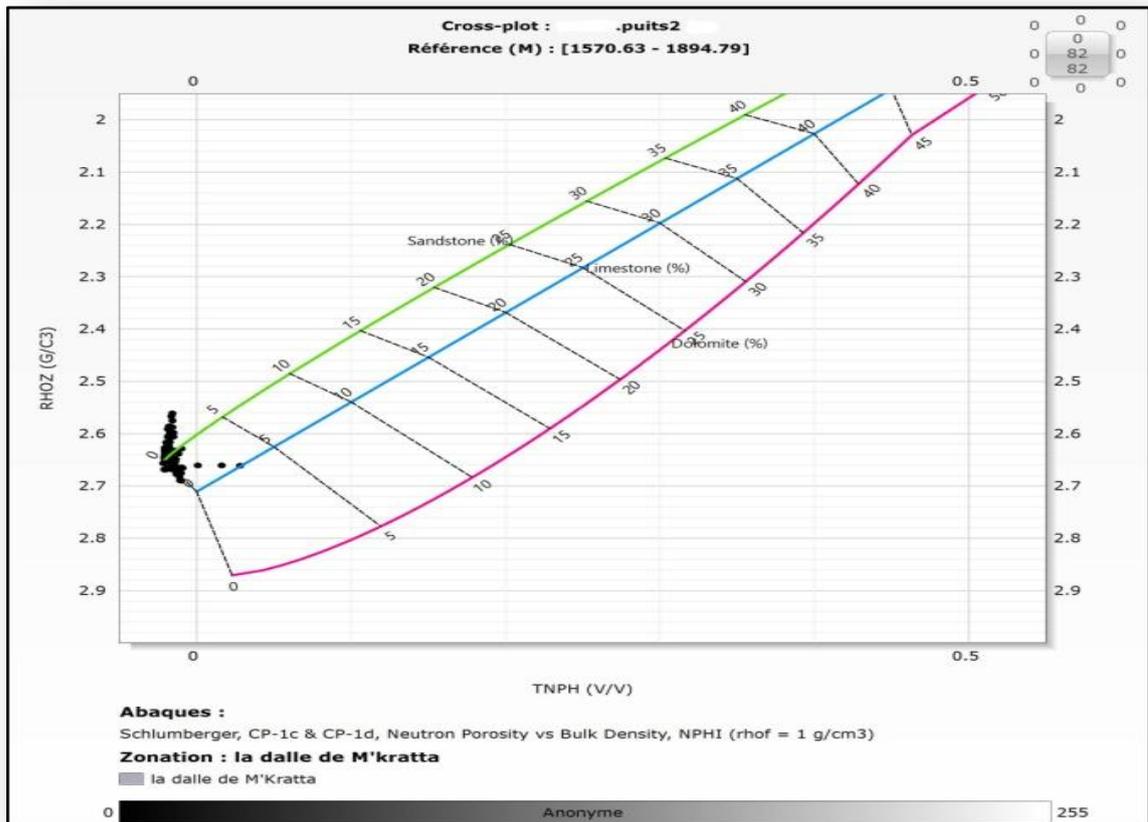


Figure 63 : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir de la Dalle de M'kratta.

Le cross-plot de la dalle de M'kratta, montre des grès compacts à gaz. Leurs densités varient de 2.55 g/cm³ à 2.7 cm³ et la porosité neutron ne dépasse pas 0.1 %, mais elle peut atteindre les 0.5% par endroit.

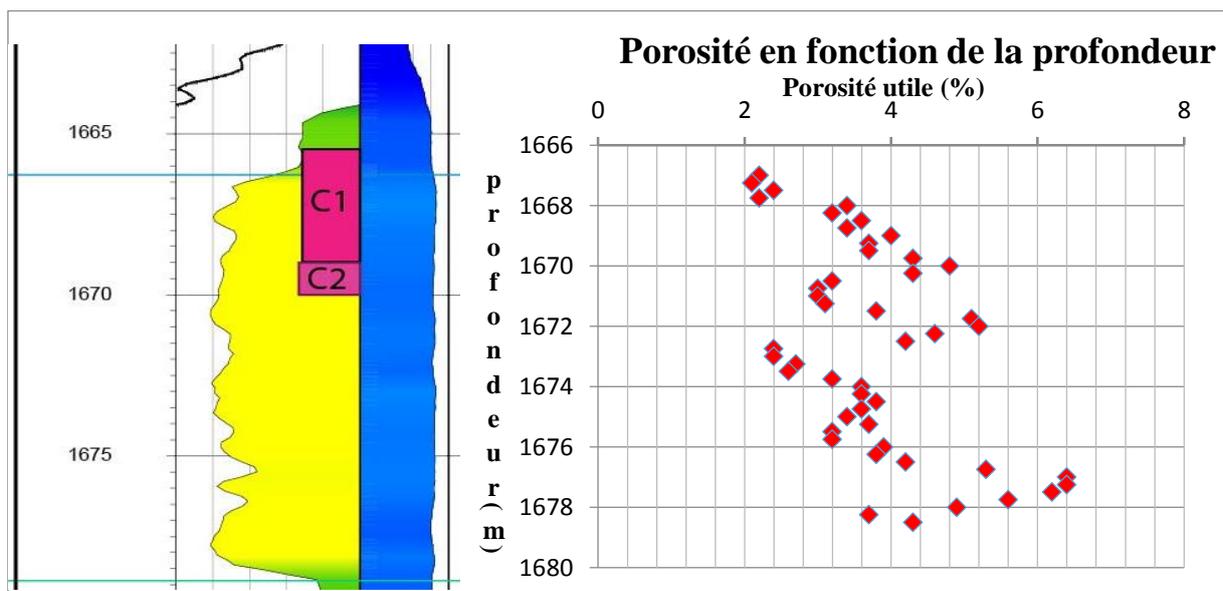


Figure 64 : Graphe de la porosité utile en fonction de la profondeur dans le réservoir de la dalle du M'kratta.

Tableau N° 6

Puits-2

Réservoir étudié : Grès d'El Goléa (1 684 m – 1 732 m)

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
1684,3	31	3,2	1	1,2	1,1	1,8	1,7	/	1	HC
1684,5	28	2,5	1,3	3,2	3,1	1,7	1,8	/	1,3	CP
1685	28	1,5	2,3	1	0,9	1,6	1,5	/	2,3	CP
1685,5	7	4,25	3,2	0,6	0,5	1,9	1,8	25	3,2	HC
1686	3	4,25	3,8	3,5	3,4	1,9	1,8	22	3,8	HC
1686,5	3	5	4,5	4	3,9	1,9	1,8	17	4,5	HC
1687	6	5	4,1	4,5	4,4	2	1,9	19	4,1	HC
1687,5	7	3,25	2,2	1,25	1	2,2	2,1	/	2,2	HC
1688	1	3,5	3,3	1	0,9	2,2	2,1	48	3,3	HC
188,5	3	5,25	4,8	1	0,9	2,1	2	40	4,8	HC
1689	8	5,25	4,1	1	0,9	2,1	2	16	4,1	HC
1689,5	2	3,5	3,2	2	1,8	2	1,9	27	3,2	HC
1690	3	3,5	3	1	0,8	1,8	1,7	34	3	HC
1690,5	21	3,5	0,6	0	0	1,7	1,6	/	0,6	HC
1691	10	3,5	2,1	4	3,8	1,7	1,6	/	2,1	HC
1691,5	5	3,5	2,8	2	1,9	1,9	1,8	/	2,8	HC
1692	8	3,5	2,4	2,25	2	1,4	1,3	/	2,4	HC
1694	29	10,5	6,5	4,5	4,4	1,9	1,8	42	6,5	HC
1693	20	8,25	5,5	5,5	5,4	0,5	0,4	46	5,5	HC
1694,5	29	8,25	4,2	2	1,9	0,8	0,7	50	4,2	HC
1695	14	10,5	8,5	5	4,8	0,4	0,3	25	8,5	HC
1695,5	13	12	10,2	7	6,9	2,4	2,3	21	10,2	HC
1696	10	9	7,2	7,5	7,4	1,1	1	40	7,2	HC
1696,5	8	9	7,9	8,75	8,5	0,8	0,7	24	7,9	HC
1697	31	11	6,7	8,25	8	1,2	1,1	32	6,7	HC
1697,5	28	9,5	5,6	6,25	6	1,8	1,7	50	5,6	HC
1698	7	3,5	2,5	5	4,8	1,1	1	/	2,5	HC
1698,5	9	9	7,7	7	6,9	1,8	1,7	12	7,7	HC
1699	4	10,5	9,9	10,5	10	0,8	0,7	13	9,9	HC
1699,5	9	8,25	7	15	14	2,8	2,7	24	7	HC
1700	13	7,5	5,7	10	9,6	0,8	0,7	33	5,7	HC
1700,5	17	8,25	5,9	5,5	5,4	0,8	0,7	46	5,9	HC
1701	14	9	1	5,5	5,4	0	0	25	1	HC

Annexes

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
1701,5	7	9,5	7	11,25	11	1,2	1,1	19	7	HC
1702	14	7,5	8	5,5	5,4	0	0	41	8	HC
1702,5	13	8,25	5,5	5,5	5,4	0,6	0,5	35	5,5	HC
1703	26	9,5	6,4	7,5	7,4	1,5	1,4	40	6,4	HC
1703,5	32	9	5,9	4,5	4,3	2,2	2,1	49	5,9	HC
1705	19	9,5	4,6	5,5	5,2	1,8	1,7	50	4,6	HC
1705,5	12	7,5	6,9	5	4,8	0,6	0,5	30	6,9	HC
1706	35,5	8,25	5,8	3,5	3,4	0,9	0,8	49	5,8	HC
1706,5	19	9	3,3	4,5	4,4	0,1	0	34	3,3	HC
1708,5	27	8,25	6,4	4,5	4,4	0,8	0,7	49	6,4	HC
1709	26	9,5	4,5	7,5	7,3	0,8	0,7	45	4,5	HC
1709,5	12	10,5	5,9	9,5	9,2	1,7	1,6	33	5,9	HC
1711	29	10,5	8,8	10	9,6	1,2	1,1	43	8,8	HC
1711,5	32	9	6,5	7,5	7	0,2	0,1	49	6,5	HC
1712	18	9	4,6	6,25	6	1,2	1,1	50	4,6	HC
1712,5	35,5	9	6,5	6,25	6	0,3	0,2	49	6,5	HC
1713	25	9,5	4	7	6,8	0	0	40	4	HC
1713,5	15	8,25	6	8,25	8	0,4	0,3	45	6	HC
1714	11	10,5	6,2	9,5	9,3	0,1	0	22	6,2	HC
1714,5	12	9	8,9	7	6,5	0,4	0,3	29	8,9	HC
1716	14	10,5	7,3	7,5	7,4	0,5	0,5	29	7,3	HC
1716,5	15	9,5	8,5	7,5	7,4	0,1	0,1	38	8,5	HC
1717	9	9,5	7,4	7	6,9	0,8	0,7	30	7,4	HC
1717,5	7	11	8,2	8,75	8,5	0,2	0,1	19	8,2	HC
1718	19	7	10	7	6,8	0,6	0,5	49	10	HC
1718,5	17	9,5	4,4	7,5	7,4	2,2	2,1	40	4,4	HC
1719	32	11,25	7	9,5	9,4	2	1,9	30	7	HC
1719,5	30	10,5	6,8	8,75	8,5	0,9	0,8	41	6,8	HC
1720	22	9,5	6,3	7,5	7,4	0,7	0,6	50	6,3	HC
1720,5	25	9,5	6,4	7	6,8	0,4	0,3	50	6,4	HC
1721	22	9,5	6	8,25	8	1	0,9	49	6	HC
1721,5	20	10,5	6,4	8,75	8,5	0,6	0,5	38	6,4	HC
1722	20	10,5	7,7	7	6,9	1,7	1,6	33	7,7	HC
1722,5	31	11	7,7	7	6,9	1,2	1,1	49	7,7	HC
1723	13	10,5	6,7	8,25	8	1,4	1,3	28	6,7	HC
1723,5	26	11,25	8,7	9,5	9,4	0,9	0,8	42	8,7	HC
1724	28	9,5	7,6	9,5	9,4	2,1	2	50	7,6	HC
1724,5	38	10,5	5,5	7	6,8	1,6	1,5	45	5,5	HC

Annexes

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
1725	26	9,5	5,9	7	6,8	0,3	0,2	50	5,9	HC
1725,5	7	9	8	7	6,8	0,9	0,8	30	8	HC
1726	31	9,5	5,2	7,5	7,4	0,3	0,2	45	5,2	HC
1726,5	21	9	6,1	6,25	6	0,3	0,2	50	6,1	HC
1727	13	8,25	6,4	4,5	4,3	1,1	1	28	6,4	HC
1727,5	28	8	4,1	5,5	5,4	1,1	1	42	4,1	HC
1728	21,5	9	6	5,5	5,4	0,5	0,4	50	6	HC
1728,5	21,5	8,25	5,3	8,25	8	0,8	0,7	40	5,3	HC
1729	23	8,25	5,1	6,25	6	0,1	0	45	5,1	HC
1729,5	3	7	6,5	6,25	6	0,4	0,3	50	6,5	HC
1730	11	9,5	7,9	8,25	8	0,2	0,1	13	7,9	HC
1730,5	8	8	6,9	8,25	8	0,5	0,4	40	6,9	HC
1732	13	7	5,2	6,25	6	1,1	1	29	5,2	HC

Annexes

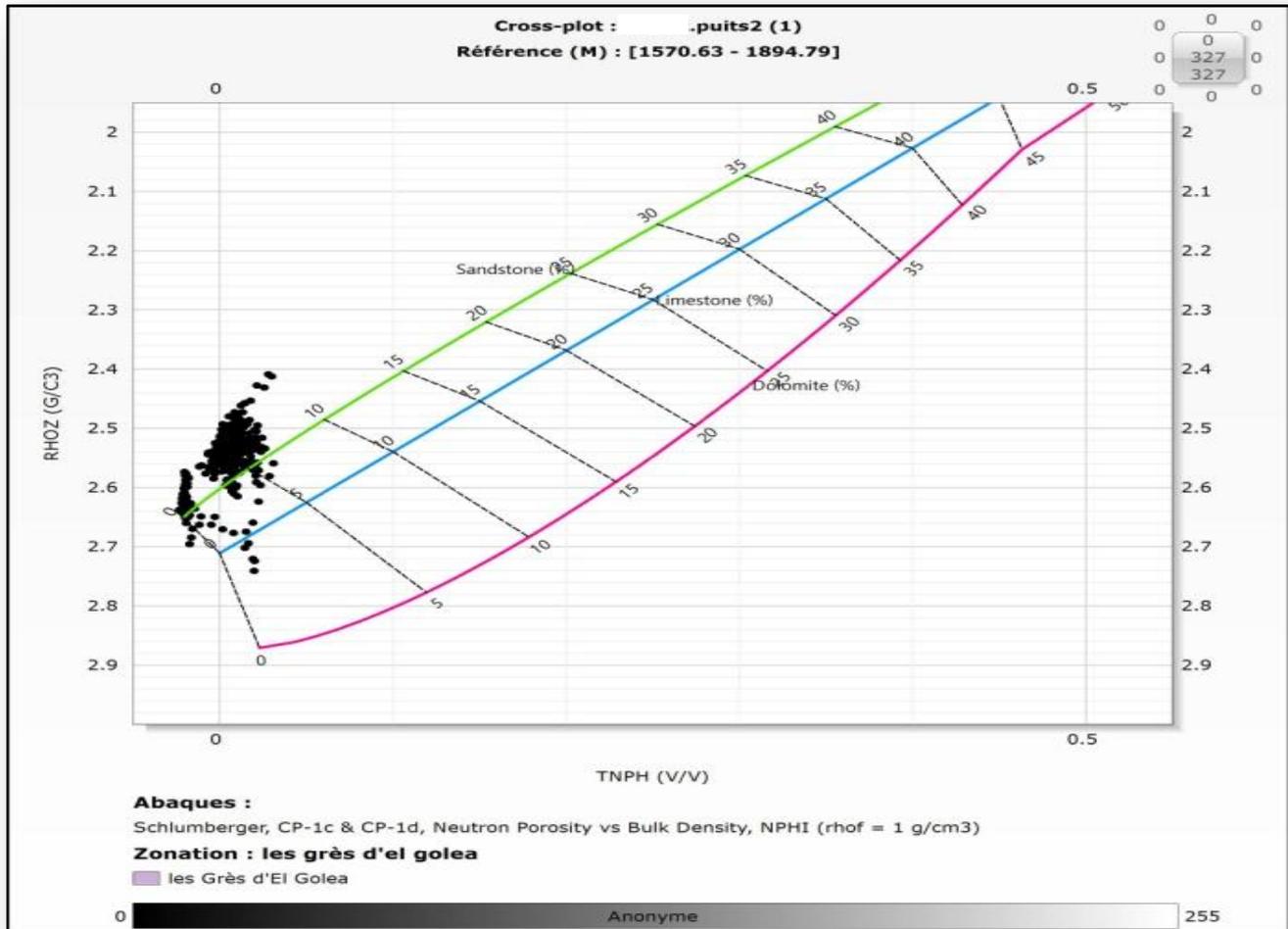


Figure 66 : Cross-plot (neutron-densité) des résultats obtenus dans le réservoir des grès d'El Goléa.

Ce cross-plot montre que les grès d'El Golea sont compacts à gaz et à ciment carbonaté et dolomitique. Ces grès sont caractérisés par des porosités faibles qui ne dépassent pas 0.5% et des densités qui atteignent 2.75 g/cm³.

Tableau N° 7

Puits-2

Réservoir étudié : Grès d'Oued Saret (1 734 m – 1 755.25 m)

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
1735	38	10	4,7	8	7,3	1,3	1,1	50	4,7	HC
1735,5	28	9,5	5,6	6	5,5	0,9	0,8	45	5,6	HC
1736	19	10	7,4	7	6,6	1,2	1	30	7,4	HC
1736,5	27	10,5	6,8	9	8,5	1,8	1,5	50	6,8	HC
1740	21	8,5	5,6	6	5,6	0,4	0,3	45	5,6	HC
1740,3	24	8,5	5,2	6	5,6	0,8	0,7	41	5,2	HC
1740,5	28	9	5,1	7	6,5	1,8	1,5	50	5,1	HC
1740,8	34	10,5	5,8	7	6,4	2,1	2	70	5,8	Eau
1941	34	10,5	5,8	6	5,5	2,3	2	60	5,8	Eau
1741,3	34	10,5	5,8	6	5,5	2,8	2,5	60	5,8	Eau
1741,5	32	11	6,6	9,5	8	4,2	4	75	6,6	Eau
1743,5	27	8,5	4,8	6	5,5	0,6	0,5	43	4,8	HC
1743,8	32	8,5	4,1	9	8	0,5	0,4	45	4,1	HC
1744	33	8,5	3,9	8	7	1	0,9	45	3,9	HC
1744,3	37	7,5	2,3	7	6,5	0,9	0,8	/	2,3	CP
1744,5	26	7,5	3,9	5	4,5	0,3	0,2	45	3,9	HC
1744,8	37	7	1,9	4	3,5	0,7	0,6	/	1,9	CP
1745	26	7,5	3,9	4	3,5	0,3	0,2	40	3,9	HC
1749,5	37	8,5	3,4	5	4,5	1,2	1	40	3,4	HC
1749,8	34	9,5	4,8	10	8	1,8	1,5	60	4,8	Eau
1750	37	10,5	5,4	9	8	2,5	2,3	60	5,4	Eau
1750,3	39	9,5	4,1	7	6,5	2,8	2,5	45	4,1	HC
1750,5	37	9,5	4,4	6	5,5	2,1	1,9	45	4,4	EAU
1750,8	35	9	4,2	5	4,5	1,7	1,5	45	4,2	EAU
1751	26	8,5	4,9	7	6,5	1,8	1,7	50	4,9	HC
1751,3	22	8,5	5,4	6	5,5	1,1	1	55	5,4	Eau
1751,5	23	8,5	5,3	6	5,5	0,8	0,7	50	5,3	HC
1751,8	22	7,5	4,4	5	4,5	1,4	1,3	40	4,4	HC
1752	24	7	3,7	4,7	4	0,8	0,7	40	3,7	HC
1752,3	25	7	3,5	4,7	4	0,8	0,7	45	3,5	HC
1752,5	38	8,5	3,2	6	5,5	1,4	1,2	45	3,2	HC
1752,8	35	9	4,2	6	5,5	0,9	0,7	45	4,2	HC
1753	39	9	3,6	6	5,5	1,1	1	40	3,6	HC
1753,3	32	9	4,6	7	6,5	1,3	1,1	45	4,6	HC

Annexes

Profondeur	Vsh (%)	Øs (%)	Øsc (%)	Ød (%)	Ødc (%)	Øn (%)	Ønc (%)	Sw (%)	Ø utile (%)	description
1753,5	30	8,5	4,3	7	6,5	1,3	1,1	45	4,3	HC
1753,8	39	9	3,6	7	6,5	1,2	1	40	3,6	HC
1754	31	10,5	6,2	5	4,5	1,2	1	45	6,2	HC
1754,3	39	8,5	3	4,7	4	1,1	0,9	40	3	HC
1754,8	32	12,5	8	4,5	4	1,4	1,2	35	8	HC
1755	30	5	0,8	4	3,5	1,8	1,5	/	0,8	CP
1755,3	30	4	0,1	4,5	4	2,4	2	/	0,1	CP

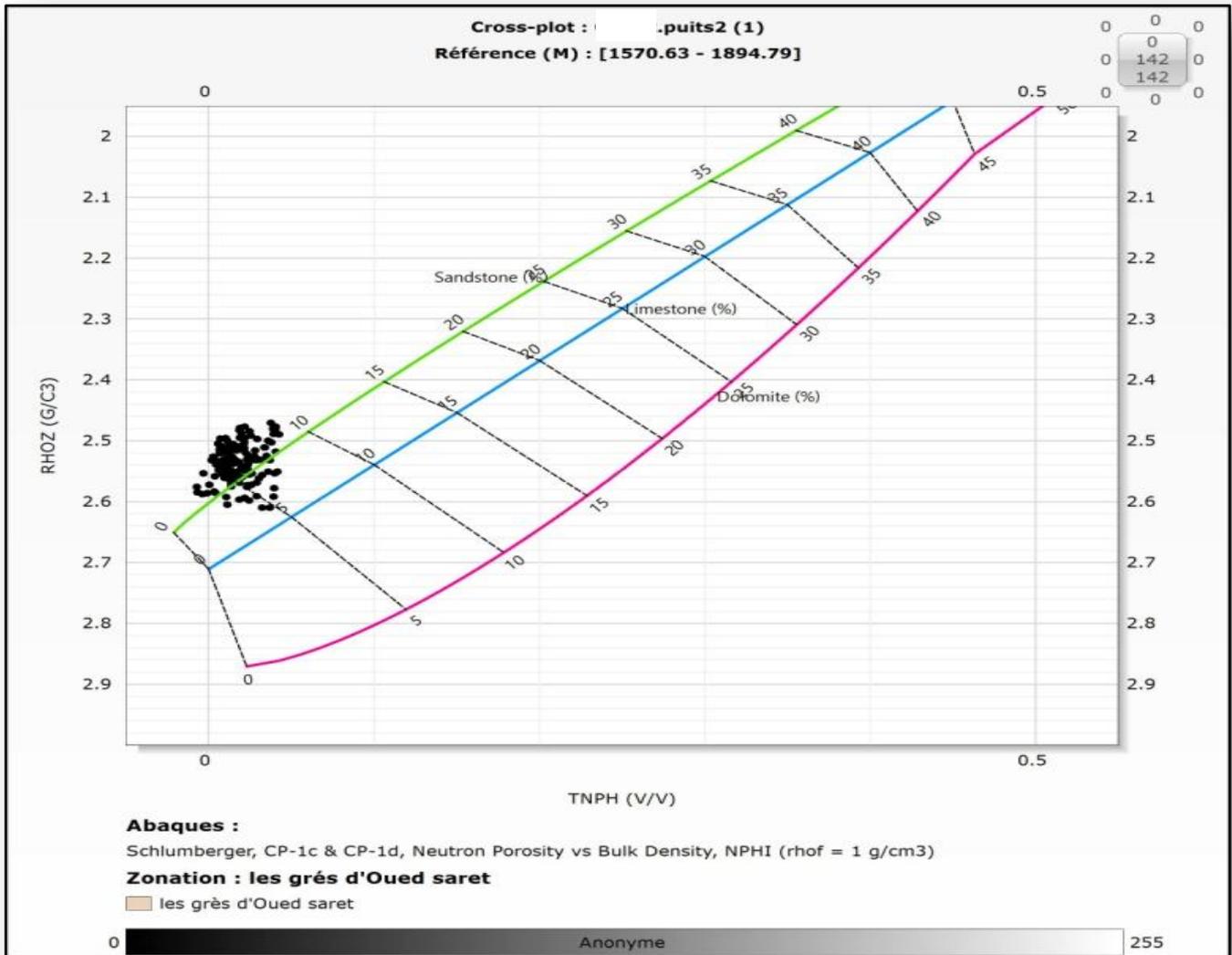


Figure 68 : Cross-plot (neutron-densité) des résultants obtenus dans le réservoir des grès d'Oued Saret.

Le cross-plot au niveau des grès d'Oued Saret dans le puits-2 montre qu'ils sont compacts, et par endroit à ciment carbonaté. La porosité neutron dans ces grès varie de -0.8% à 0.75% et les densités vont de 2.46 g/cm³ à 2.62 g/cm³.

références bibliographiques

Références bibliographiques

ACHOUR K. 2008. « *Etude de la fracturation dans les réservoirs de l'Ordovicien du gisement de gaz de Garet el Guefoul bassin de l'Ahnet* », Boumerdas 2008.

ASSES A. 2015. "The shale gas reservoir of the Ahnet basin" (Saharian platform Algeria.) Mémoire de fin d'étude setenu au département de chimie et des Hydrocarbures, Université Boumerdas.

BAALI A. 2014. « *Le passage Turonien –sénonien dans le plateau de Tademaït, Bio stratigraphie et sédimentologie* ».mémoire de Magister setenu au de département des sciences la Terre et de l'Univers Tlemcen.

ABED Lyes, 2003. « *Etude structurale et cartographique de l'Anticlinal de Timimoun* ». Mémoire de Mastère setenu au département des sciences de la terre, de la Géographie et de l'Aménagement du Territoire. Boumediene

BEGHOUL MED SAÏD, 1991. « *Apport et contribution de l'analyse de diagraphie à la connaissance d'un bassin sédimentaire application au bassin de Timimoun* ». Mémoire de master setenu au département des Science de la Terre et de l'Univers, Boumerdas.

BOUNSIAR M. 1998. « *Evolution de potentiel pétrolier de la zone de jonction cuvette de Saa-Ahnet* ». Mémoire de master setenu au département des Science de la Terre et de l'Univers, Boumerdas.

FABRE Jean, 1976. *Géologie du Sahara occidental et central*

HADJADJ, 2014. « *Caractérisation d'un réservoir compacte en vue d'une optimisation de production cas du champ de Hassi Dzabat* ». Mémoire de master setenu au département des sciences de la Terre et de l'Univers .Ono, Ouargla.

HARBADI Ghania, 2003. « *Étude de la séquence diagenitique des grès de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet –Timimoun et son influence sur la distribution des qualités réservoirs* ». Mémoire de master setenu au département des Science de la Terre et de l'Univers, Boumerdas.

HASSAINE Nour el Hoda, 2016. « *Étude des fracturations naturelle dans les réservoirs ordoviciens (étude de cas de Garet el Guefoul, bassin de l'Ahnet)* ».mémoire de fin d'étude setenu au département des Science de la Terre et de l'Univers. Ouargla.

MEZLAH. 2006. « *Les mud-mouds de Dévonien moyen du bassin de l'Ahnet et ses régions limitrophes (sud ouest algérien) sédimentologie. Diagenèse* ».Ecole Mines, Paris

MELLES Ouahiba, 1995. « *Étude des réservoirs fracturés par la technique des outils d'imagerie (FMS et FMI) application sur le bassin de l'Ahnet* ».mémoire de master setenu au département des Science de la Terre et de l'Univers, Boumerdas.

SLAMA Abd el Madjid, 2014. « *Les dépôts argilo-gréseux-micro conglomératique Emsien dans la région d'Aoulef el Areb (bassin de l'Ahnet Sahara centrale)* ».mémoire de fin d'étude setenu au département des Science de la Terre et de l'Univers, Boumerdas.

Sonatrach, 1999 rapport, « *Approche sur la fracturation des réservoirs Cambro-ordovicien de l'Ahnet oriental* »

Wec.2007: "Well evaluation conference Algeria".