

N° d'ordre :

Ministère de l'Enseignement Supérieur & de la Recherche Scientifique

Université Mohamed Ben Ahmed Oran 2

Faculté des Sciences de la Terre & de l'Univers

Département des Sciences de la Terre

Laboratoire de Paléontologie Stratigraphique & Paléoenvironnement

Mémoire

Présenté pour l'obtention du Grade

De Master II en Sciences de la Terre

Option : **Paléo-environnement et Géodynamique des Bassins Sédimentaires**

Thème

Analyse des séquence électrique et synthèse lithostratigraphique du trias argileux gréseux supérieur de la région Houd Berkaoui Nord- Est

Par

Mlle KACHOU Amina

Mlle BACHIR Asma

Soutenu le / 10 /2018 devant la commission d'examination :

SATOUR LindaMaître de Conférences.....Présidente
MOUSSA KacemProfesseurEncadreur
RADJA Mohamed..... Ingénieur SONATRACH.....Co-Encadreur
BAICHE Abdelkader.....Maître AssistantExamineur

Oran, 2018

Plant de travail

Introduction générale

Chapitre I : Généralité.

Chapitre II : Evolution spatiotemporelle de la serie triasique.

Chapitre III : Synthèse électroséquentielle et détermination des milieux de dépôt.

Chapitre IV : Etude pétrophysiques et caractérisation du réservoir.

Conclusion générale.

Remerciement

Je tiens à remercier et à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour l'expérience enrichissante et pleine d'intérêt qu'elles m'ont fait vivre durant ces deux semaines au sein de la direction régionale Haoud Berkaoui ou chacun a su trouver un peu de temps pour m'aider dans mon stage.

Au cadres de faculté des sciences de la terre et de l'univers département des Sciences de la terre, Le Doyen Monsieur **SEBANE ABBES**, Le Chef du Département Monsieur **ATIF KHEIR-EDDINE** et Mr MOUSSA Kacem ; qui ont assuré la procédure du réaliser le stage, ce qui est encore encourageant aux étudiants pour leur formation et pour leur intégration en domaine professionnel. Notre profonds remerciements dédiés spécialement à Mr : Chef Division EP, **Mr. Kamel BOUDOUDA** pour leur approbation de stage, pour l'accueil et la confiance que m'a accordée le collectif de l'HBK dès nos arrivés. Je tiens à remercier tout particulièrement a notre co-encadreur **Mr : RADJA Med**, qui nous témoigner toutes nos reconnaissances au stage de l'EP, aussi, pour nous avoir intégré rapidement au sein de la division et accordé toutes leur confiance, pour le temps qu'ils nous ont consacré tout au long de cette période, sachant répondre à toutes mes interrogations, sans oublier leur participation au cheminement de ce rapport. D'autre part je remercie également les services qu'ils nous ont fournis durant la période de stage.

Enfin, nous tenons à exprimer notre satisfaction d'avoir pu travaillé dans des bonnes conditions et un environnement agréable.

Résumé

Le pétrole est un combustible fossile, non renouvelable très important dans l'industrie mondiale, donc il est nécessaire de le consommer avec une rationalisation. Ce mémoire intitulé « étude de réservoir TAGS au champ de Haoud Berkaoui » a pour étude la structure géologique du gisement, les caractéristique pétrophysiques, et mettre évidence l'extension du réservoir. Ces études ont déterminé des quantités considérables, qui encouragent les pétroliers à continuer l'exploitation de ce gisement.

Par l'intégration des données disponibles, soit obtenues par l'interprétation diagraphique des logs et les analyses conventionnelles sur carottes (porosité, saturation en eau, perméabilité, ect.); une étude pétrophysique était nécessaire pour évaluer qualitativement le réservoir triasique T1+T2.

Mots clés : Berkaoui, puits, diagraphie, pétrophysique, saturation en eau T1+T2 Aquifère.

ملخص

هذه بترشيد استهلاكه يجب لذلك ، العالمية الصناعة في متجدد غير مهم أحفوري وقود هو النفط الهيكل دراسة هي "Haoud Berkaoui حقل في TAGS الخزان دراسة" بعنوان الأطروحة الدراسات هذه حددت وقد .الخزان امتداد وإظهار ، البتروفيزيائية والخصائص ، للودائع الجيولوجي الوديعة هذه تعدين مواصلة على الناقلات يشجع مما ، كبيرة كميات

التقليدية والتحليلات log سجل تفسير طريق عن عليها الحصول تم التي ، المتاحة البيانات دمج خلال من الخزان نوعي لتقييم ضرورية بيتروفيزيائية دراسة ؛ (.إلخ ، النفاذية ، الماء تشبع ، المسامية) النوى على T1 + T2 الثلاثي

T1 + T2 Aquife عاملا عيشة ، تايزيزيفورتبلا ، باشذلاً عطق ، رابلاً ، ويأكرب :تالادلا تاملكلا

ABSTRACT

Oil is a fossil fuel, non-renewable, very important in the global industry, so it is necessary to consume it with a rationlization.

This thesis entitled study for the T1+T2 reservoir, field Berkaoui Has study the geological structure of the deposit, petro physical, and revealed the extent of the reservoir. These studies identified significant quantities, so that encourage the investros to continue the exploitation of this deposit.

Using integrated available data, obtained either by log interpretations or conventional core analyzes (porosity, water saturation, permeability, ect.) ; a petrophysical study is our objective to qualitatively evaluate the unique Triassic reservoir.

Key words : Berkaoui, wells, logging, petrophysical, water saturation, TAG. Goofy warehouse.

Liste des sigles et abreviations

API : American Petroleum Institute

C° : Degré Celsius

DH : Discordance Hercynienne

GR : Gamma Ray

HBK : Haoud berkaoui

HU : La haute utile

PHIE : Porosité effective

RHOZ : Densité

SI : série inférieure ST : Surface transgressive

SW : Saturation en Eau

T° : Température

T1+T2 : Trias

T1 : Trias Argileux Gréseux 1

T2 : Trias Argileux Gréseux 2

TAGS : Trias Argileux Gréseux supérieur

TNPH : Neutron Porosité

V : Volume

Vsh : Volume d'argile

WOC : Water contact Oil

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Le gisement de Haoud Berkaoui découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) au le forage OKJ 101situ au sommet de la structure. De la dépression de Oued Mya, il est situé au Sud-Est de Hassi R'Mel.

Ces formations à hydrocarbures sont d'âge triasique dont les séries argilo-gréseuses sont : T2, T1 et la série inférieure. La série inférieure étant le réservoir principal T2 et T1 sont des réservoirs secondaires. La profondeur moyenne est de 3550 m.

La différence de la production des puits répartis sur le champ, constituent l'un des objectifs principaux de l'entreprise SONATRACH à atteindre ces dernières années.

Comprendre le changement et le comportement des paramètres du réservoir nous permettra de mieux évaluer les capacités du Trias Argilo-gréseux supérieur (TAGS).

Le problème majeur de la région est l'hétérogénéité des propriétés pétrophysiques (épaisseur, porosité et perméabilité), qui est à l'origine du problème des résultats de forage des puits qui sont parfois productifs et parfois non productifs.

Celui-ci porte sur l'étude géologique et diagraphique du réservoir du Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) du champ de Haoud Berkaoui partie nord –est du bassin d'Oued Mya.

L'objectif de ce travail de recherche est de proposer une image à trois dimensions des formations géologiques sous-jacentes, en l'occurrence la roche réservoir et voir le développement du champ et l'extension de TAGS, et leur capacité qui se fait par une section contenant des nouveaux puits implantés.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs paramètres vont être introduits, à savoir la perméabilité, la porosité, les épaisseurs utiles,...etc.

Déterminés les paramètres géologiques qui seront tirés par les analyses et l'interprétation statistique des paramètres pétrophysiques données contrôlant la qualité du réservoir.

Dans les chapitres qui suivent, on va présenter les différentes méthodes utilisées dans la détermination des paramètres géologiques.

Toutes les données obtenues seront introduites dans le logiciel Surfer pour tracer les cartes requises, pour cela , nous avons utilise des données de 28 puits dans la zone nord–est du gisement de Haoud berkaoui.

CHAPITRE I :

GENERALITES

I.INTRODUCTION

La plate forme saharienne est située au Sud de l'Algérie alpine et qui appartient Au Craton Nord-africain, elle comprend un socle précambrien sur lequel repose En discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

La province triasique, dite également, la province Nord orientale du Sahara, située dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne.

La superficie approximative de cette province est de : 300.10^3 km², elle a fait l'objet de plusieurs études et contient les plus grandes découvertes en Algérie. Cette province est comprise entre le bassin de Grand Erg oriental à l'Est et la frontière tunisienne, la flexure Sud Atlasique au Nord et le Grand Erg occidental à l'Ouest, au Sud elle est limitée par le domaine d'existence des formations triasiques : c'est une ligne sinueuse qui va de l'Est de bassin de Bechar jusqu'au Nord du bassin d'Illizi.

La province triasique est un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plateforme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque sont affectés par la discordance hercynienne. Les formations du Trias par lesquelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur le Paléozoïque.

Dans la moitié occidentale de cette province, les accumulations d'hydrocarbures découvertes à ce jour peuvent être regroupées en quatre ensembles :

-A l'Est, le gisement de Hassi Messaoud et ses périphéries,

-A l'Ouest, le gisement de Hassi R'mel,

Entre ces deux gisements géants, on distingue :

-La région d'Oued Noumer,

-L'axe du sillon d'Oued Mya.

II. Aperçu géographique et géologique

A. Contexte géographique

1. Situation géographique du bassin d'Oued Mya

La région de Houd- Berkaoui représente l' une des principales zones d' hydrocarbures du Sahara algérien .Elle fait partie du bloc 438 situé au Nord de la dépression de Oued-Mya.Cette région se trouve à une trentaine Kilomètres au Sud-Oeust de la wilaya d'Ouargla,elle se positionne ainsi entre les deux région de Hassi Massaoud et de Hassi R'Mel à 700 Km au Sud-Est de la capitale, Alger et à environ 100 Km à l'Ouest de Hassi-Massaoud à une altitude de 220 mètre (figure 1)

Figure.1 : Situation géographique de la région d'étude Haoud-Berkaoui Source : (Sonatrach/ exploration 1995).

Cette région est importante en raison de sa part de production en hydrocarbures du pays. Elle s'étend du Sud-Est de Gardaia jusqu'au champ extreme Boukhzana près de la route de Touggourt. La zone pétrolière de Houd-Berkaoui comprend trous champs importants : champs Berkaoui (HBK) ;champ de Benkahla (BKH) ;champ de Guellala (GLA),ainsi que d'autre petits champs périphiriques.

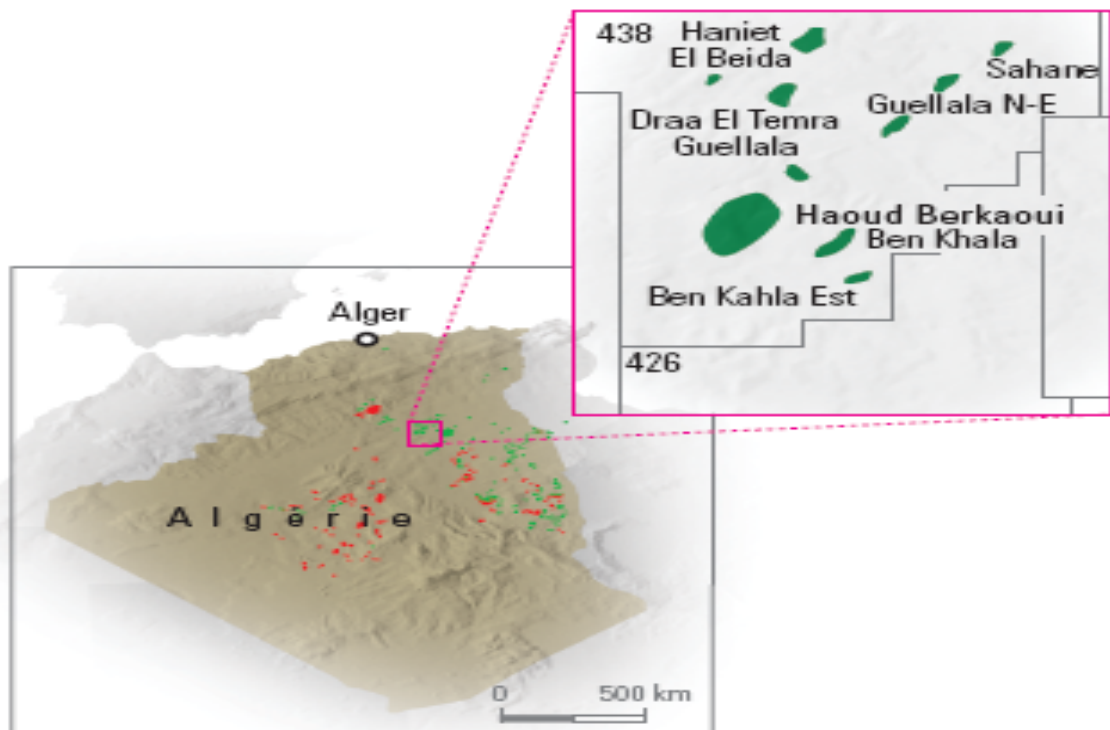


Figure. 1 : Situation géographique de la région d'étude.

GENERALITE

2. Situation géographique de secteur d'étude

La zone d'étude située dans le flanc Nord- Nord / Est du champ de Berkaoui, sa superficie dépasse de 60 Km². Limitée au nord par le champ de Erg Earma ; à l'Est par le champ de Guellala Sud- Ouest et au sud par le flanc Est de Berkaoui est caractérisée par l'existence des puits de OKJ et partie des OKN.

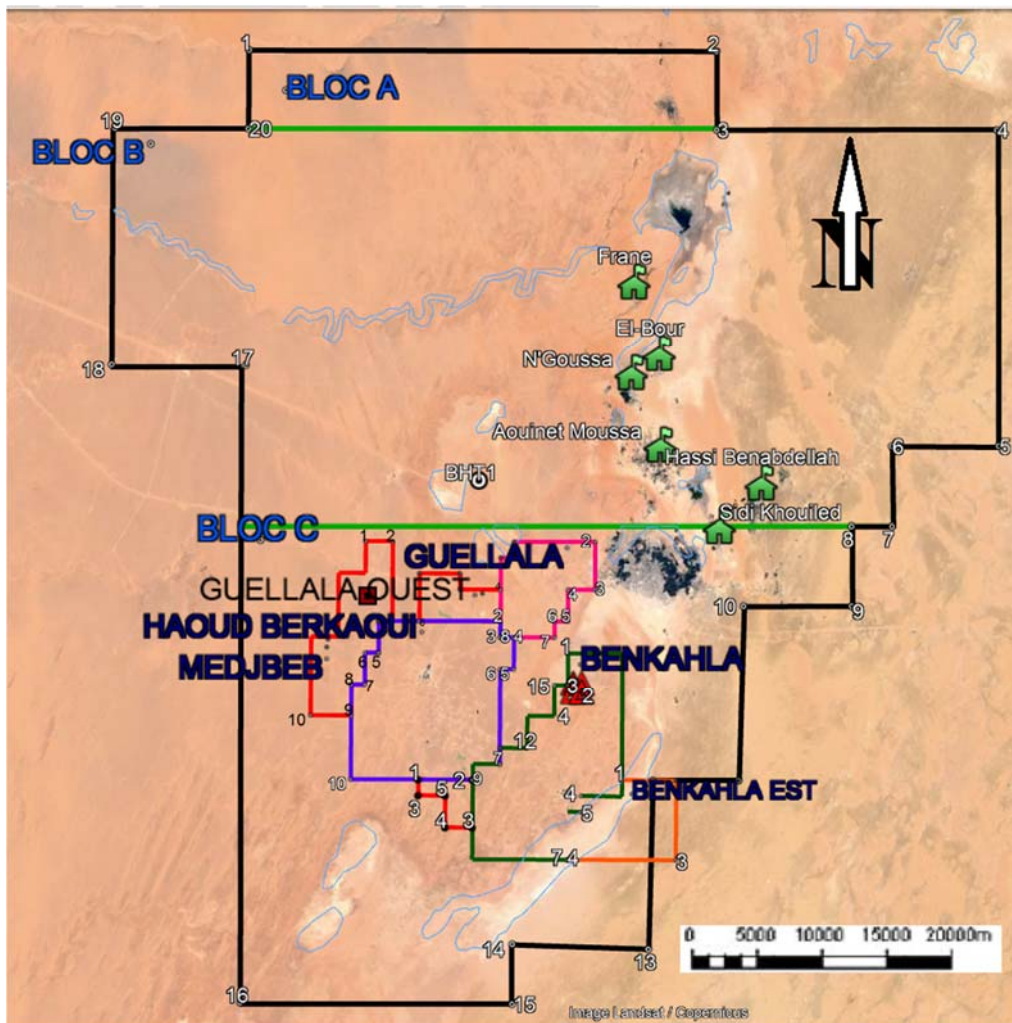


Figure. 2 : Situation géographique du secteur d'étude.

B .Contexte géologique

1 Situation géologique du bassin d'Oued Mya

La région d'Oued Mya se situe dans la partie nord du Sahara algérien ; elle se localise plus précisément dans la province centrale. Cette région a la configuration d'une dépression, allongée d'orientation Nord.Est-Sud.Ouest acquise au cours du Paléozoïque ; elle est limitée :

GENERALITE

- ✓ Au Nord par la zone haute de Djemaâ-Touggourt constituée de terrains d'âge cambrien et ordovicien reposant sur un socle rhyolitique antécambrien;
- ✓ Au Nord-Ouest, le môle de Talemzane –Hassi- R'mel;
- ✓ Au Sud-Est, le môle de Hassi- Messaoud qui se prolonge au Nord par la zone haute de Touggourt;
- ✓ A l'Est, on note la présence d'un axe positif constitué par la dorsale d'El-Agreb, El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Hassi Messaoud au Nord.

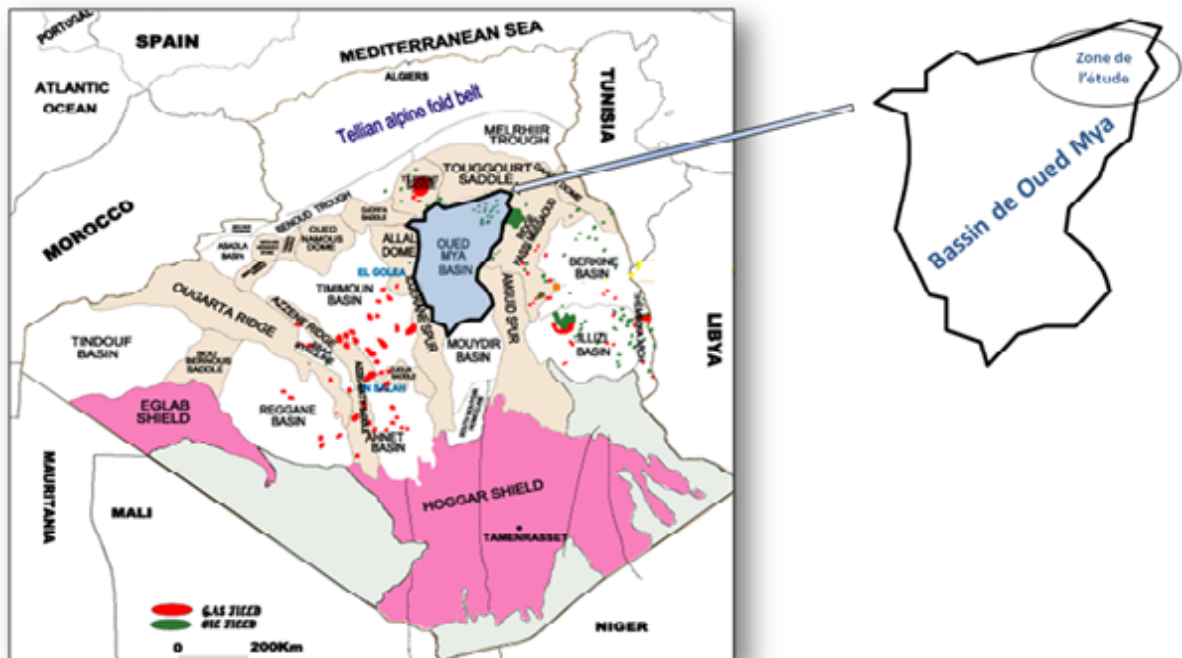


Figure.3 : Situation géologique de bassin d'Oued Mya (WEC Algérie. 2007).

La région de Houd-Berkaoui fait partie du bassin de l'Oued Mya, elle se situe au Nord de la dépression d'Oued Mya (figure. 1). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidente orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg-Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 km, sa largeur varie de 25 à 30 km au Sud-Ouest et de 8 à 10 km au Nord- Est.

Dans la moitié occidentale du bassin triasique, les accumulations d'hydrocarbures découvertes à ce jour peuvent être regroupées en 4 ensembles:

- ✓ A l'Est, le gisement de Hassi-Messaoud et sa périphérie;

- ✓ A l'Ouest, le gisement de Hassi- R'mel.

Et entre ces deux gisements géants, on trouve :

- ✓ La région d'Oued Noumer;
- ✓ L'axe du sillon d'Oued Mya, dans le bloc 438, avec notamment les gisements de Houd-Berkaoui, Guellala et Benkahla.

2. Aperçu lithostratigraphique de la région d'étude.

La région de Benkahla et Benkahla sud du point de vue géologique fait partie du contexte géologique de bassin d'Oued Mya, caractérisée par une épaisse série sédimentaire, composée par des formations paléozoïques, mésozoïques et cénozoïques, recouvertes par un remplissage quaternaire.

2.1. Le Paléozoïque.

La série paléozoïque, présente dans la région d'Oued Mya, est limitée au Paléozoïque inférieur, du Cambrien au Dévonien inférieur.

Un seul sondage OKS-55 a atteint le socle précambrien, à une profondeur de 4197,5 m, les autres sondages sont terminés dans le Silurien après l'avoir traversé d'une vingtaine de mètres.

La présence des paléo-môles dans cette série qui est traduit au cours de l'histoire paléozoïque par des épaisseurs des formations réduites par rapport aux autres bassins sahariens, par des variations de faciès en relation avec les zones hautes et localement par la présence des discordances au sein du Paléozoïque.

Le paquet paléozoïque est représenté par les séries cambriennes, les séquences terminales ordoviciennes recouvertes par les argiles radioactives du Silurien, dont l'épaisseur moyenne oscille entre 50 et 70 m.

La période dévonienne inférieure est caractérisée par la mise en place d'une grande séquence argilo-silteuse, dans laquelle s'insèrent des niveaux gréseux.

Le Dévonien est développé sur presque la totalité de la zone centrale du bassin et disparaît par érosion (période hercynienne) à l'Est, à l'Ouest, et au Nord vers les bordures des hauts de Hassi Messaoud et de Djemâa-Touggourt.

2.1.1. Le Cambrien :

C'est une série grésilo-conglomératique, d'origine fluviale, celle-ci est bien connue dans la région d'Oued Mya, où les réservoirs productifs d'huile sont classiquement subdivisés en

GENERALITE

plusieurs membres lithologiques différents, par leur qualité réservoir, on distingue : R3, R2, Ra, Ri.

Cette série est composée dans l'ensemble de grès quartzitiques blancs, fins à moyens, à ciment siliceux et à nombreux feuillets d'argiles vertes plus fréquents vers le sommet.

2.1.1.1. Le membre R3 :

Constitué par une base de roches gréseuses grossières et conglomératiques, à rares passées d'argiles de couleur vert gris, à beige ou blanche. Le ciment argileux est abondant et souvent quartzitique.

2.1.1.2. Le membre R2 + Ra :

Sa composition générale est représentée essentiellement par des grès quartzitiques et des quartzites à fine granulométrie, renfermant des passées de conglomérats, d'argiles compactes de couleur gris clair et brun beige, selon la saturation de ces dernières en huile. Au-dessus des roches gréseuses, on trouve des petites quantités de conglomérats à des passées fréquentes d'argiles micacées.

2.1.1.3. Le membre Ri :

Ce membre est considéré comme étant la zone de transition et de passage entre le Cambrien et l'Ordovicien, formé de quartzites blancs et roses à granulométrie fine à moyenne. Le ciment est kaolinito-siliceux, et suivant la direction Ouest, il devient illito-siliceux.

2.1.2. L'Ordovicien :

Marquant le début d'une transgression marine, l'Ordovicien se compose de bas en haut : d'argiles d'El Gassi, les grès d'El Atchane, les quartzites de Hamra, les grès d'Ouargla, les argiles d'Azzel, les grès d'Oued Saret et les argiles microconglomératiques et la dalle de M'krata.

Figure 4 : Colonne lithostratigraphique du bassin d'Oued Mya (WEC Algérie. 2007, modifié)

GENERALITE

On y distingue :

2.1.2.1. Les argiles d'El Gassi :

Sont des argiles noires et parfois grises foncées, indurées et silteuses, légèrement pyriteuses, avec des passées de grès blancs, moyennement consolidés, contenant de la glauconie. On y rencontre aussi des débris de brachiopodes bitumineux, légèrement feuilletés.

2.1.2.2. Les grès d'El Atchane :

Sont des grès quartzitiques à quartzites, gris foncés, très fins à fins, à glauconie et à de nombreux minéraux lourds, avec des intercalations d'argiles noires.

2.1.2.3. Les quartzites de Hamra :

Ce sont des grès quartzitiques à quartzites, généralement avec des fissures, gris, blancs, fins à moyens, à grains sub-arrondis, mal classés, avec de nombreuses passées d'argiles fossilifères.

2.1.2.4 Les grès d'Ouargla :

Représentés par des alternances de grès blancs, fins à moyens, sub-anguleux à subarrondis, avec des argiles de couleur gris noir, indurées, silteuses et micacées, légèrement carbonatées, ils atteignent une épaisseur de 110 m.

2.1.2.5. Les argiles d'Azzel :

Cette formation est représentée principalement par des argiles de couleur gris foncé à gris noir, indurées, légèrement silteuses, micacées, parfois carbonatées, on remarque aussi des grès et des grès quartzitiques.

Le terme d'argiles d'Azzel recouvre les différents faciès à dominante argileuse de L'Ordovicien moyen, incluant les argiles de Tiférouine, se développant largement vers L'Ouest. Les mauvaises caractéristiques de ce réservoir ordovicien suggèrent un piégeage in situ de l'huile générée par cette roche mère d'argile d'Azzel.

2.1.2.6. Les grès d'Oued Saret :

Dans la partie basale, cette formation est représentée par des grès fins de couleur gris brun, translucides, légèrement dolomitiques et pyriteux, avec de l'argile silteuse. La partie supérieure est représentée par des grès fins, de couleur gris foncé, quartzitiques, argileux et pyriteux

2.1.2.7. Les argiles microconglomératiques :

L'Ordovicien supérieur est caractérisé à l'échelle saharienne par des environnements de dépôt à influences glaciaires qui, dans ce secteur très septentrional, se traduisent surtout par le

GENERALITE

dépôt des argiles microconglomératiques, constitué d'argiles marines, noires, indurées, micacées, pyriteuses, à gains de quartz sub-anguleux à anguleux, lâchés par des icebergs au cours de leur dérive et leur fonte. La partie médiane de cette série est caractérisée par la présence d'un banc gréseux.

2.1.2.8. La dalle de M'krata :

Les quelques mètres de grès qui se développent plus ou moins régionalement au toit des argiles microconglomératiques et sous les argiles radioactives du Silurien, constituent la dalle de M'krata. Il est classiquement admis que ces grès sont l'équivalent de la dalle terminale de l'Ordovicien.

Le faciès réservoir de cette dalle semble d'extension extrêmement limitée, il est soit très réduit en épaisseur (0 à 3 m seulement dans de nombreux forages), soit généralement fin à très fin, silteux et quartzitique.

Le développement local des grès pourrait correspondre à des barres littorales et provenir d'un vannage des débris détritiques sur ces zones en relation avec les courants.

2.1.3. Le Silurien :

Représenté à la base par des argiles transgressives, hautement radioactives, grises, à noires, micacées, fossilifères et très pyriteuses. La partie sommitale est régressive, représentée par une alternance de grès et d'argiles, les argiles finales constituant la zone de transition sont à structures et lits de psammites.

Latéralement ce faciès est constant, mais la présence des bancs gréseux dépend de la profondeur d'érosion avant le dépôt de la série inférieure.

Parfois ces argiles siluriennes deviennent plus marneuses à calcaire organogène, avec la présence de dolomie fortement argileuse. La formation des argiles radioactives du Silurien constitue la roche mère principale de la région et présente de très bons paramètres géochimiques, l'excellent potentiel pétrolier initial de cette roche-mère s'applique à l'ensemble de la formation puissante de 50 à 70 m, ce qui est tout à fait remarquable pour une roche mère d'une telle richesse. La majorité des auteurs ont classé ces argiles noires comme étant roches mères génératrices d'énormes quantités d'hydrocarbures, qui ont ensuite migré vers les roches magasins du Trias argilo-gréseux, son épaisseur moyenne est de l'ordre de 200 m environ.

2.2. Le Mésozoïque :

Reposant en discordance sur les terrains paléozoïques, le Mésozoïque transgressif est bien développé dans la province triasique, cet horizon caractéristique marqué par la

GENERALITE

discordance hercynienne a été identifié et marqué par la sismique, communément appelé horizon «X» par les sismiciens.

2.2.1. Le Trias :

Composé de deux (2) termes : l'un inférieur terrigène, d'origine continentale, constituant le réservoir principal du gisement de Haoud Berkaoui, son épaisseur est d'environ 225 m, connu sous l'appellation de Trias argilo-gréseux, et l'autre supérieur salifère correspond aux argiles et évaporites du Trias et du Lias, dans le bassin triasique, elles assurent la couverture des réservoirs gréseux du Trias et, parfois en discordance, celle des réservoirs paléozoïques. Leur épaisseur dépassant parfois les 2000 m et leur lithologie en font une excellente couverture.

2.2.1.1. La série inférieure (SI) :

Reposant en discordance sur le substratum paléozoïque, elle constitue le principal réservoir des gisements de Houd Berkaoui, Guellala, Ben Kahla et d'une grande partie du bloc 438, cette série géologique est constituée d'alternances de grès grossiers à la base, de grès moyens à fins, de grès fins à très fins au sommet, à ciment carbonaté et siliceux et à fréquents niveaux conglomératiques constitués de galets d'argile grise et d'argile brun rouge et verte, parfois gris vert, pyriteuse à la base, de taille centimétrique rarement décimétrique.

Cette série est généralement ordonnée en séquences sédimentaires d'ordre décimétrique à métrique, allant du plus grossier à la base au plus fin au sommet. Les argiles tantôt vertes au sommet, tantôt grises, sont de l'ordre du centimètre et finement laminées.

Dans la série inférieure (SI) du Trias de gisement de Houd Berkaoui, sur 16 puits observés ; les séquences sont semblables à une séquence de type grano-décroissant, ainsi on y distingue :

- A la base : des débris et des galets d'argile, formant des lits micro- conglomératiques à stratification oblique à subhorizontales, avec des grains hétéroclites de quartz subanguleux.
- Dans la partie médiane : des grès à grains moyens, arrondis à sub-arrondis, avec des films d'argile et des joints siliceux, en majorité, les grains de quartz sont blancs à beige, à stratification oblique à horizontale.
- La partie supérieure : elle est constituée de dépôts fins, silts et argiles rougeâtres avec des plages et filonnets de dolomite, quelques plages et taches d'argile verdâtres (observées dans le puits OKJ60).

GENERALITE

L'ensemble gréseux de la a une épaisseur relativement constante de 45 à 52 m. Il se biseaute très rapidement vers le Sud/Sud-Est au niveau du champ de Ben Kahla : 19 m à OKR31 ; 8 m à OKS55 et 2,5 m à OKT06.

2.2.1.2. La série éruptive :

Cette série se développe entre le toit de la série inférieure (SI) et le mur de l'argilogréseux du Trias T1. Son développement maximal est centré sur le bloc 438 où l'épaisseur atteint 143 m à Guellala, 0 à 80 m à Ben Kahla, et enfin 0 à 70 m à Haoud Berkaoui. Il s'agit de la superposition de différentes coulées de basaltes ou d'andésites, et localement de leurs équivalents latéraux, en particulier des argiles à cinérites de 1 à 5 m d'épaisseur, ou des faciès d'altération.

Cette série éruptive correspond à un épisode de volcanisme aérien, peut être localement sous-aquatique (spillites), en liaison avec le jeu des failles majeures (notamment le trend Sud-Ouest/Nord-Est : Haoud Berkaoui-Guellala), sous l'effet des mouvements en distension du Trias, contre coupés de l'ouverture de la Téthys.

D'un point de vue pétrolier, la série éruptive est compacte et classiquement considérée comme couverture, bien que son étanchéité soit discutable au niveau des failles de forts rejets ou à la faveur des zones fracturées, et/ou de discontinuités locales, comme sur Haoud Berkaoui. En réalité, si cette couverture était réellement étanche, il serait difficile d'expliquer la présence des hydrocarbures dans les réservoirs du T1 du bloc 438, où l'éruptif est régionalement présent.

2.2.1.3. Le Trias gréseux T1 :

Contrairement à la série inférieure (SI), le Trias T1 est peu développé dans la région du bloc 438, avec une épaisseur moyenne de 26 m pour l'ensemble du champ de Haoud Berkaoui, il comprend de bas en haut d'une zone gréseuse et d'une zone argilo-dolomitique brêchique d'environ 10 m d'épaisseur. Cette formation se développe fortement sur un axe situé plus à l'Ouest, au niveau d'Oued Noumer, et surtout vers le Nord où son épaisseur dépasse 160 m. Cette distribution des épaisseurs est étroitement influencée par la mise en place de la série éruptive au détriment du dépôt du T1 dans la région d'Oued Mya.

Dans la région du bloc 438 se développe les faciès argilo-gréseux du Trias T1, proprement dit au-dessus de la série éruptive. Les chenaux gréseux sont de faibles épaisseurs et les

GENERALITE

faciès argileux prédominant (épaisseur des grès/épaisseur totale : <50%). Dans ce secteur, se développe un réseau de drainage marginal dans un environnement de dépôt à influences margino-littorales : des chenaux méandriques se déposent dans des faciès de plaine d'inondation très développés, localement à influence évaporitique de type Sebkhah (ou Playa)

Au Sud du bloc 438, et sur un vaste secteur à l'Est, les faciès argileux sont pratiquement les seuls représentés : les argiles de la fin de la séquence transgressive du T1, ayant débordé sur la marge du bassin de sédimentation. Il faut noter que le T1 est totalement absent à Benkahla.

Les résultats pétroliers montrent que le T1 présente localement de l'intérêt, il est productif d'huile sur certains forages des gisements de Haoud Berkaoui, Guellala, N'Goussa, Kef El Argoub, Haniet El Beida et Draa El Tamra.

La qualité du réservoir T1 est extrêmement variable entre puits proches, ceci est lié à :

- Une cimentation salifère partielle ou totale du réservoir (diagenèse synsédimentaire).
- La disparition locale des grès (en relation avec l'environnement du dépôt).

L'importance de ces zones à cimentation salifère du réservoir est assez bien montrée sur les gisements de Haoud Berkaoui et de Guellala, reconnues par de nombreux sondages. Dans ces cas, la hauteur utile du réservoir peut varier très rapidement entre 0 et 15 m.

2.2.1.4. Le Trias gréseux T2 :

L'unité T2 correspond à la dernière séquence détritique du Trias, gréseuse à la base avec un grès fin de couleur brun rouge, feldspathique, argilo-dolomitique, salifère et argilosilteux au sommet, avec une argile de teinte brun rouge.

Dans le bloc 438, les épaisseurs sont relativement réduites et conditionnées par la présence des reliefs éruptifs, ainsi que les variations suggèrent un possible contrôle structural, notamment par le jeu de la faille majeure orientée Nord-Est/Sud-Ouest de Haoud Berkaoui, dans lequel l'épaisseur du T2 est assez variable de 13 à 33 m avec une moyenne de 22 m.

Au niveau de ce bloc, les grès du T2 sont relativement peu développés et surtout fortement affectés par une cimentation salifère précoce colmatant à l'échelle régionale le réservoir. Ceci conduit à envisager de grandes périodes dominées par un environnement lagunaire évaporitique, entrecoupées de périodes d'apport, durant lesquelles peuvent.

GENERALITE

S'installer quelques cours d'eau tributaires alimentant la zone en grès fins à très fins qui seront par la suite cimentés par le sel.

Les faciès du T2 sont encore plus fins et plus silteux que ceux du T1, et montrent une nette évolution de la séquence vers les dépôts du Trias argileux et salifère sus-jacents. Bien que les grès de base soient assez bien développés, surtout en direction du Nord-Ouest.

Ces grès sont sans intérêt réservoir notable à l'échelle de toute la zone, bien que de l'huile n'a été produite à partir du T2 que sur deux (2) forages, notamment OKJ21 sur Houd Berkaoui et NGS1 sur la structure du N'Goussa, avec des débits de l'ordre de 4 m³/h.

2.2.1.5. Le Trias argileux salifère :

Cette formation constitue la couverture des principaux réservoirs triasiques, elle se compose de bas en haut de trois (3) ensembles : a. Les argiles inférieures :

Ce sont des argiles renfermant du sel et de l'anhydrite, ces dernières se trouvent soit dans les fissures, soit localisées sous forme de passées de l'ordre de décimètre, leurs épaisseurs avoisinent une vingtaine de mètres (20 m).

b. Le Trias argileux salifère :

Son épaisseur est de l'ordre de 40 à 50 m, contenant du sel à intercalations d'argiles en diagraphie appelé repère D2, corrélable sur l'ensemble de la région.

2.2.2. Le jurassique :

C'est une épaisse série laguno-marine de 1450 mètres d'épaisseur en moyenne. Elle est à prédominance évaporitique devenant argilo-gréseuse dans sa partie supérieure.

Le Jurassique est subdivisé en trois termes distincts :

2.2.2.1. Lias argileux :

Alternance d'Argile brun rouge, tendre à plastique et de sel incolore à rose.

2.2.2.2. Le Lias (S1 +S2) :

Son épaisseur moyenne avoisine 85 m, formé d'alternances de sel massif et d'anhydrite blanche avec des passées d'argile localement dolomitique, ce Lias se compose d'un banc repère appelé « Horizon B » ou S1 et d'un Lias S2 composé de sel massif.

GENERALITE

2.2.2.3. Lias S3 :

Se compose de sel translucide de couleur blanc rosâtre, massif, tendre, avec des fines passées d'argiles brun rouges, salifères, indurées et feuilletées, son épaisseur moyenne égale à 300 m.

2.2.2.4. Le Dogger :

On distingue un Dogger lagunaire à la base épais de 120 m, et un autre argileux dans la partie sommitale avec une épaisseur moyenne de 150 m.

2.2.2.5. Le Malm :

C'est une formation composée d'alternances de calcaire dolomitique et de grès, épaisse de 230 m

2.2.3. Le Crétacé :

On distingue de bas en haut :

2.2.3.1. Le Néocomien :

Epais de 160 m, il constitue un ensemble argileux à intercalations gréseuses et carbonatées.

2.2.3.2. Le Barrémien :

Son épaisseur moyenne égale à 325 m, formé de sable fin à grossier, sub- anguleux à arrondi, mal classé, de teinte beige à brun rouge, avec d'intercalations d'argile silteuse et de calcaire dolomitique.

2.2.3.3. L'Aptien :

Représente la barre carbonatée dolomitique et microcristalline, se trouvant entre les deux masses grésos-sableuses continentales de l'Albien et du Barrémien, sur lequel il est discordant, en d'autres termes, la limite inférieure de l'Aptien a été prise à la base de la barre carbonatée qui se situe au-dessus de la discordance autrichienne, tandis que la limite

Supérieure se situe au-dessus de cette barre. D'environ 20 à 30 m d'épaisseur, ce dépôt marin caractérisé d'une plateforme à grande étendue reposant généralement sur l'ensemble du Barrémien dans la province triasique.

GENERALITE

Du point de vue lithologie, l'Aptien de la plateforme saharienne se développe sous deux faciès :

- ✓ Un faciès généralement plus carbonaté, avec des carbonates francs couvrant la partie nord et centrale de la plateforme saharienne ;
- ✓ Un faciès argilo-sableux dans la partie sud et sud-ouest. Dans le champ du Haoud Berkaoui, la barre de l'Aptien est représentée par une alternance de dolomies, d'argile et de calcaire à très rares intercalations de sables et de marnes silteuses.

2.2.3.4. L'Albien :

C'est un ensemble de grès et d'argile d'une épaisseur de 450 m à 470 m en moyenne, admettant quelques intercalations dolomitiques.

2.2.3.5. Le Cénomaniens :

Au-dessus des grès continentaux albiens, viennent en transgression les calcaires marins du Cénomaniens, épais d'environ 130 m. Ces calcaires alternent avec des argiles et des évaporites anhydritiques constituées de bancs dont l'épaisseur varie entre 1 et 5 m. Cette alternance témoigne d'un régime marin peu profond où les régressions sont responsables du dépôt d'évaporites et d'argiles gypsifères. La transgression cénomaniens est très vraisemblablement, venue du Nord-Est, comme le montre l'épaississement de la série et l'augmentation du pourcentage des carbonates dans cette direction. Sa limite inférieure est nette lorsque les argiles et les évaporites cénomaniens reposent directement sur le faciès sableux franc de l'Albien, mais lorsque le passage se fait par l'intermédiaire du Vraconien, une limite inférieure du Cénomaniens a été adoptée correspondant aux évaporites ou aux dolomies. La limite supérieure est aussi nette et correspond à l'apparition des bancs calcaires ou dolomitiques massifs du Turonien.

Une variation de faciès est notée du Sud au Nord :

Dans la partie sud, on trouve un Cénomaniens essentiellement constitué d'argiles et de marnes alternant avec l'anhydrite et parfois même du sel, les carbonates sont rares.

Dans la partie nord, au contraire, les carbonates deviennent plus abondants et alternent avec les évaporites, les argiles sont plus rares. Ce changement de faciès s'accompagne d'un épaississement de la série vers le Sud.

2.2.3.6. Le Turonien :

Son épaisseur moyenne peut atteindre 60 m, il est constitué d'un dépôt marin de calcaire crayeux, beige, légèrement dolomitique au sommet et de fines passées de marne

Grise, tendre à pâteuse. Au Turonien, le régime marin s'est stabilisé, permettant le dépôt d'une barre calcaire homogène atteignant par endroits, plus de 100 m d'épaisseur. La transgression marine turonienne est venue comme la précédente, du Nord-Est. Du Sud au Nord, le Turonien passe d'un faciès légèrement lagunaire (marnes vertes à anhydrites du Tadmaït et Tinhert) à un faciès marin franc. Cette variation de faciès s'accompagne d'un épaissement des sédiments.

2.2.3.7. Le Sénonien :

Il comprend les formations suivantes :

a. Le Sénonien carbonaté :

D'une épaisseur de 190 m au sommet, affecté par l'érosion tertiaire du Mio-Pliocène, constitué de calcaire blanc fossilifère, tendre et microcristallin, souvent dolomitique.

b. Le Sénonien lagunaire :

d'une épaisseur de 400 m à la base, comprenant le Sénonien proprement dit épais de 250 m environ, à alternance d'anhydrite massive, blanche, microcristalline et de dolomie de couleur gris-clair, ainsi que le Sénonien salifère épais de 210 m environ, composé de sel massif incolore à intercalations d'anhydrite et d'argile

2.3. Le Cénozoïque :

Dans la région étudiée, le Mio-Pliocène est le seul étage représentant le Cénozoïque, reposant en discordance sur le Mésozoïque. Son épaisseur est voisine de 60 m, composé d'une série grés-carbonatée au sommet admettant de rares intercalations d'argile et de grès à sa base, ces grès vont du grossier au fin, sub-arrondis à sub-anguleux.

3. L'évolution structurale du bassin d'Oued Mya.

La structuration du bassin d'Oued Mya résulte de l'interférence de trois cycles orogéniques qui sont comme suit :

3.1. Le cycle orogénique calédonien :

Il est marqué par les phases suivantes :

Phase de distension (Cambro-Ordovicien) : cette phase de distension est à l'origine de l'étirement de la croûte continentale, accompagné de subsidence tectonique et plus tard thermique. Il est important de souligner que la venue importante de roches volcaniques est en faveur de l'importance de la distension.

Phase tectonique : il s'agit d'une phase très importante à l'échelle de la plateforme saharienne. Ses mouvements se font sentir le long des accidents subméridiens.

GENERALITE

Phase ardennaise : elle est marquée essentiellement par une remontée du niveau relatif de la mer. Le Sahara méridional se trouve ainsi inondé avec la mise en place de dépôts d'argiles noires à graptolites.

3.2. Le cycle orogénique hercynien : Il comprend dans l'ordre chronologique, les mouvements tectoniques du Dévonien supérieur et les mouvements post famennien. Dans les travaux de BEICIP-Sonatrach (1992), le cycle hercynien est subdivisé en deux phases majeures.

- ✓ Les mouvements hercyniens précoces (Conrad. J, 1984) : ils traduisent vraisemblablement les premiers mouvements positifs sur l'emplacement actuel des Monts d'Ougarta.
- ✓ Les mouvements hercyniens majeurs : c'est une phase tectonique très importante dans l'histoire géologique de la région.

Les cycles calédonien et hercynien sont les éléments responsables du schéma structural régional acquis au moment des dépôts triasiques, ce qui a provoqué le soulèvement de la dorsale Agreb-Hassi Messaoud, suivi par une intense érosion des zones hautes, servant de source d'apport pour la série inférieure (SI) .

3.3. Le cycle orogénique Alpin II est responsable de la réactivation de plusieurs structures et accidents, notamment les structures de distension. L'inversion du régime tectonique s'est effectuée au Mésozoïque, et elle a entraîné la subsidence du bassin d'Oued Mya vers le Nord-Est. Les mouvements compressifs autrichiens du Crétacé inférieur ainsi que le cycle alpin ont engendré des plissements, des inversions structurales et des érosions. Les mouvements de ces trois cycles étaient à l'origine des contraintes surtout distensives et ont engendré des accidents majeurs subméridiens, qui ont joué un rôle important dans la distribution de la sédimentation durant le Paléo-Mésozoïque.

GENERALITE

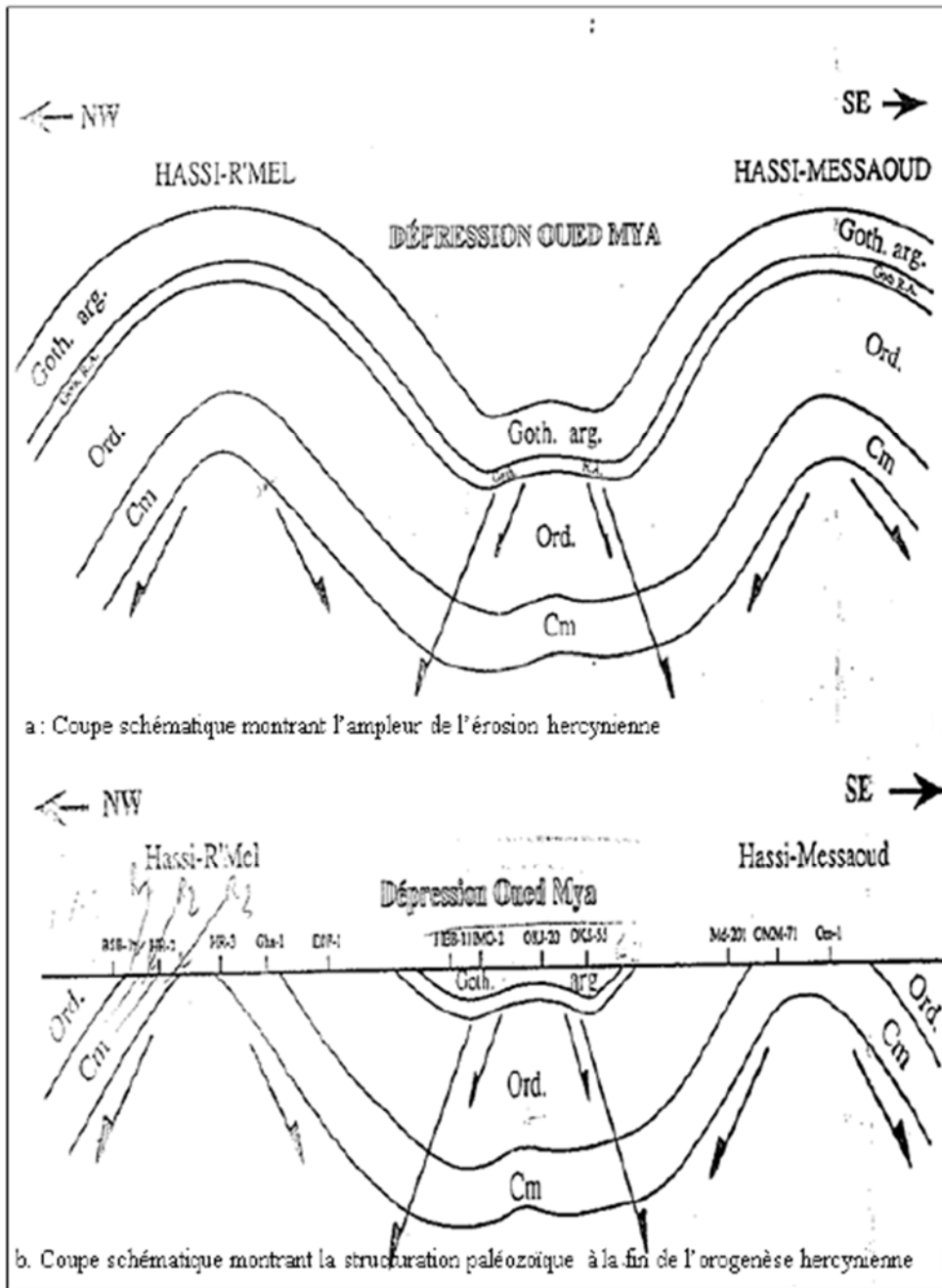


Figure.5. : Evolution structurale de la dépression de l'Oued Mya et de ses environs (S. Bayarassou, 1994).

GENERALITE









ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
	PALEOGENE EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE	 N.O.90	Jeu en invers sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE	(ALPIN PRECOCE)			
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en invers sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en invers sur les failles NE-SW	
	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW
		Moyen			(variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Inferieur	PHASE		
	SILURIEN	CALEDONNIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	ORDOVICIEN				
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)		

Figure.6: Les différentes phases tectoniques qui subit le bassin d'Oued Mya (Boudjema 1987)

4. Situation géologique locale

La structure de Houd Berkaoui se situe au Nord-est de la dépression d'Oued Mya, dans la partie la plus subsidence orientée Nord-est/Sud-ouest, séparée du bourrelet d'Erg

GENERALITE

STRATIGRAPHIE		PROF(m)	LITHO	Descripti-	Couvr	PROGRAMME DE FORAGE	PROGRAMME BOUE
TER	MioplIOCène	Surf		Sables&Grès Grès&Calc		4" x 1 5/8" / 8 3 1/2" x 1 3/8" / 8	I / Boue Bentonitique D : 1.0
	Sén Carbon-			Calc&Dolom-		17" 1/2 x 1 3/8" / 8	II / Boue Emuls.Invers D : 1.26
CRETACE	Sén Anhydr-			Anh&Calc&A		12" 1/4 x 9" 5/8	
	Sén Salifère	401		Sel&Arg&Calc		6" 1/2 x 7"	
	Turonien	595		Calc&Marme-			
	Cénomanién	664		Anh&Arg&Cal			
	Albien	795		Arg&Grès&D			
	Aptien	1286		Calc&Marme-			
	Barrémien	1307		Grès&Arg&C			
	Néocomien	1625		Arg&Grès&C			
	Malm	1803		AlbGrès&Arg			
JURASSIQUE	Dogger Argil-	2037		Grès&Arg&C			
	Dogger Lagu-	2180		Arg&Anh&C			
	Lias Anhydr-	2287		Anhydr-&Calc			
	Lias Salifère	2550,5		Sel&Arg			
	Lias Horiz"B"	2604		Calc&Arg&Anh			
	Lias S1+S2	2633		Sel&Arg			
	Lias S3	2859		Sel&Arg			
	Lias Argileux	3066		Arg&Sel			
TRIAS	Argilo-Sal S4	3130		Alb&Sel&Arg			
	Argiles Infér-	3174,5		Argiles			
	T2	3193		Grès&Arg			
	T1	3223,5		Grès&Arg			
	Roches Erup-	3237,5		Eruptif			
	Série Inf (SI)	3265		Grès&Arg			
PALEOZOIQUE INF	Devonien Inf	3312		ArgGris-N			
	Silurien	3423,5		ArgRaufoa			
	(O)D-M'kratta	3485,5		Grès Qz			
	(O)Arg microc.	3497,5		Argiles			
	Grès de Oued Saret	3593		Grès+Arg			
	Argiles d'Azzel	3648		Argiles			
	Grès de Ouargla	3694		Grès+Arg			
	Quartz de Hamra	3830,5		GrèsQzF			
	Grès d'elAtchane	3926		GrèsQz&Arg			
	Argiles d'El gassi	3975		Argiles			
Profond-Finale	3984,5						

La colonne lithostratigraphique de la série triasique de secteur d'étude

La série triasique Caractérisée par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires. Son importance économique (réservoir principal) a rendu indispensable son étude stratigraphique et sédimentologique détaillée

. Le carottage systématique, dont il a fait l'objet lors des forages d'exploration et développement, et l'enregistrement de jeux complets de diagraphe, donnent un volume de données important.

Son étude a fait l'objet de travaux souvent non publiés de sociétés pétrolières et de quelques publications comme : « G. BUSSON, 1970, 1972 ; A. ACHAB, 1970 ; M. Ait HAMOUDA, 1979 ».

La sédimentation représente par une grande variété de faciès, en fonction de leur lieu de sédimentation et de leur éloignement par rapport aux différentes sources d'apport. Cette

GENERALITE

complexité sédimentaire se traduit dans la nomenclature utilisée pour la description de ces séries dont la corrélation spatiale et chronologique est établie à partir des données palynologiques (BOUDJEMA, 1987).

Le Trias est découpé en formations allant de la base vers le sommet :

Trias argileux gréseux inférieur (série inférieure) :

La Série inférieure représente le réservoir principal triasique, il est constitué de un ou deux termes en fonction de sa position structurale. Dans le Sud-Est (sur le dôme de Hassi Messaoud) les roches éruptives reposent directement sur le substratum faillé paléozoïque, tandis que vers le Nord-Ouest la série se complète dans sa base par un matériel détritique pour devenir complètement argilo-gréseuse au Nord de Kef El Argoub.

La série intermédiaire

Dans la zone intermédiaire, la série est représentée par

- ✓ Une alternance d'argile silteuse brune à verte, et de grés blanc, brun-rouge à verdâtre fin, d'origine fluviale, en provenance du Sud-Est (Relief de Hassi Messaoud) .
- ✓ Une épaisse série de roches éruptives gris-foncé à vert-sombre, dures et parfois brun-rouge lorsqu'elles sont altérées (BOUDJEMA, 1987).

L'unité T1

Dans laquelle sont développés de très intéressants réservoirs dans la partie Ouest du bassin (réservoirs B et C). Au contraire, dans le sillon d'Oued Mya, les niveaux réservoirs de cette unité sont fortement réduits (réservoir T1) au-dessus d'une série éruptive très développée dans ce secteur en relation avec les jeux en distension des trends structuraux majeurs. Cette unité est l'équivalent du Trias carbonaté du bassin de Berkine et des réservoirs du Trias intermédiaire de la région de Rhourde Nous.

L'unité T2

Dans laquelle se développe le réservoir « A » particulièrement important au niveau du gisement de Hassi R'mel et rapidement dégradé par ailleurs, en particulier par cimentation salifère généralisée au niveau du bloc 438.

Cette unité est l'équivalent du Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) qui présente son développement maximal dans la région de Rhourde Nous.

Trias argilo-salifère : De bas en haut, il comporte deux termes :

GENERALITE

Argile inferieur : Une série d'argiles brun-rouge tendres, parfois indurées, légèrement dolomitiques et salifères au sommet ;

Trias salifère (S4) : Une série de sel blanc à translucide avec passées d'argile brun-rouge plastique. Ce niveau est surmonté par le Lias argileux qui comprend parfois à sa base le niveau dolomitique.

Au plan tectonique local

Le gisement de Haoud-Berkaoui a la forme structurale d'un vaste brachyanticlinal (anticlinal dont la section par un plan horizontal n'est guère plus longue que large), allongé dans la direction Nord-Sud, il est situé dans le permis d'El M'zaid, au niveau du bloc 438, ce permis correspond à la moitié Est du paléo-synclinal paléozoïque et du système à hydrocarbures d'Oued Mya, orienté globalement SSW-NNE.

Dans la partie sud, la vaste structure de Haoud-Berkaoui présente deux (2) directions structurales principales : NNE et NE, deux (2) failles subméridiennes définissent un horst central, leur rejet peut atteindre 150 m au sommet de la structure, ce dernier s'estampe de part et d'autre pour n'atteindre enfin que la vingtaine de mètres.

La structure de Haoud-Berkaoui est élargie respectivement sur son flanc sud-est formant une structure secondaire correspondant aux tops des puits :

OKN451 et OKN441.

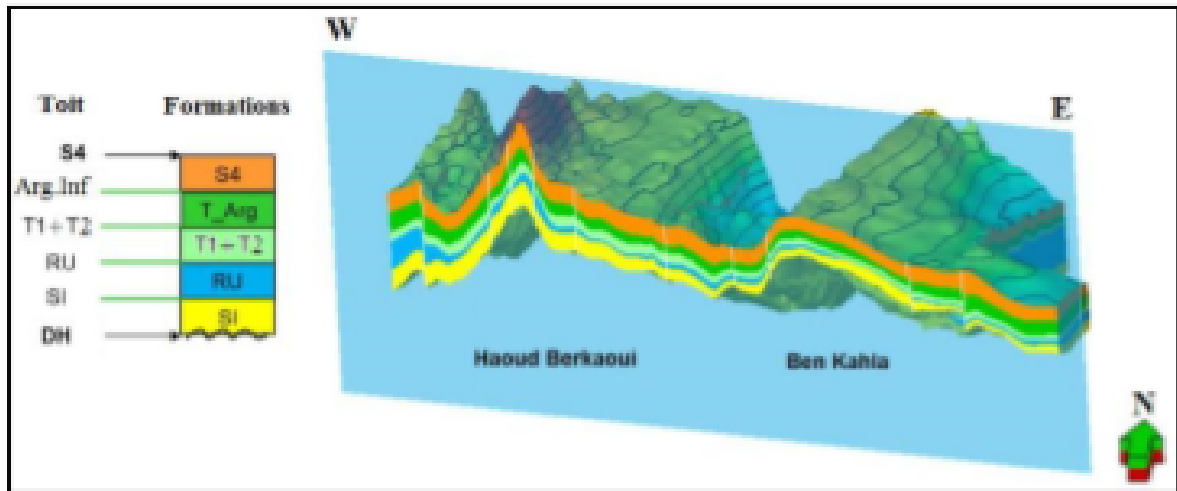


Figure. 8 : Une coupe de model de trias (BEICIP- FRANLAB 2012)

III. L'intérêt pétrolier du bassin d'Oued Mya

Le bassin d'Oued Mya fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs champs d'huile et de gaz dans les grès du Trias, qui constituent le principal objectif pétrolier.

Le champ géant de Hassi R'mel renferme du gaz à condensat avec un anneau d'huile, et les champs de Haoud Berkaoui, Benkahla et Guellala renferme de l'huile. Plusieurs autres découvertes d'huile ont été faites dans le bassin, principalement dans les grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien et des grès du Dévonien inférieur.

L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du Trias, toute fois, la compréhension des résultats pétroliers obtenus à ce jour et des guides pour l'exploitation doivent être recherchés dans l'évolution Paléozoïque de ce bassin.

Les roches mères

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Cette excellente roche mère est en phase à huile depuis le Crétacé supérieur. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies.

Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.

Les roches réservoirs

Les principaux réservoirs dans le bassin de l'Oued Mya sont constitués par les grès fluviaux du Trias qui incluent :

GENERALITE

- ✓ Réservoir de Série Inférieure dans le centre du bassin "d'une grande partie du bloc 438" : Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala, Garet Echouf et dans le Sud de Hassi R'mel. L'épaisseur totale de la Série Inférieure est en moyenne de 50 à 70 m. Les porosités moyennes de la Série Inférieure sont de 9 à 12 % et les perméabilités peuvent dépasser les valeurs de 100 mD.
- ✓ Réservoir de T1 dans le Nord de la partie centrale du bassin : Haoud Berkaoui et Guellala et dans Hassi R'mel (membres B et C).
- ✓ Réservoir de T2 dans la région de Hassi R'mel (membre A).

L'épaisseur totale des deux ensembles T1 et T2 est en moyenne de l'ordre de 100 m et augmente vers le Nord, où elle peut dépasser les 200 m. Les porosités moyennes des réservoirs T1 et T2 sont de 15 à 20 % et les perméabilités moyennes sont supérieures à 200 mD.

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra considérés comme objectif principal depuis la récente découverte d'huile dans la structure de Haoud Berkaoui (cas des puits BKP).

Les réservoirs secondaires sont :

- ✓ Les grès du Dévonien inférieur, les grès quartzitiques de l'Ordovicien (dalle de M'Kratta, Les grès : d'Oued Saret, d'Ouargla, d'El Atchane) et les grès du Cambrien
- ✓ Les grès et carbonates du Moscovien au Nord-Ouest du bassin et les carbonates du Jurassique au Nord-Est (WEC Algérie, 2007).

Les roches couvertures

La couverture est assurée à l'échelle régionale par l'épaisse série évaporitique du salifère S4 du Trias, et les niveaux S3 à S1 du Lias. Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques peuvent constituer des couvertures à l'échelle locale.

Les roches éruptives quand elles sont assez épaisses et non fracturées, constituent une bonne couverture locale pour le réservoir Série Inférieure. Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

Les pièges

Le piégeage dans le bassin de l'Oued Mya est de type :

- 1) Structural : caractérisée par une de faible amplitude ;
- 2) Stratigraphique : biseau et point bar des réservoirs de la série inferieur et du T1 ;
- 3) Mixte : cas du champ de Benkahla..

La migration

Les hydrocarbures générés, surtout dans la partie Nord-Est du bassin de l'Oued Mya la plus affaissée, ont migré vers les zones hautes où a eu lieu le piégeage, la migration s'est effectuée

de l'Ouest vers Hassi Messaoud, et du Nord vers le Sud dans les champs de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud.

L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles, latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs.

Le timing entre la mise en place de la couverture salifère fin Trias, début Jurassique, et début de la génération des hydrocarbures au Crétacé moyen, implique le fait que toute la quantité d'hydrocarbures générée soit accumulée et piégée dans ce même bassin en l'absence de fuites (WEC Algérie, 2007).

IV. NOTION SUR LA DIAGRAPHIE

Introduction

Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement continu des variations des paramètres physiques et pétro physiques en fonction de la profondeur. Le premier enregistrement a été réalisé en 1926 par les frères Conrad et Marcel SCHLUMBERGER.

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé) et on distingue dans ce cas deux types de diagraphies :

- Les diagraphies instantanées, qui sont réalisées pendant le forage.
- Les diagraphies différées, qui sont réalisées à la fin du forage.

Elles rendent aussi possible les corrélations de puits à puits, donc le suivi des horizons lithologiques entre les sondages, et fournissent une image en trois dimensions des structures géologiques. C'est pourquoi elles revêtent une importance qu'on ne peut plus ignorer de nos jours pour une synthèse géologique.

Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent en quelque sorte un constat incontournable. Elles sont donc la signature du terrain

IV.1. Les moyens techniques d'enregistrement

L'ensemble des équipements utilisés pour l'enregistrement des diagraphies comprend :

- Un treuil volumineux et puissant, sur le tambour. Le câble est un organe essentiel dont le rôle est à la fois mécanique et électrique.

Fixé à une extrémité du tambour, il se termine à l'autre extrémité par un raccord rapide qui permet la connexion mécanique et électrique avec l'outil descendu dans le trou de forage.

Le câble assure la transmission, vers l'outil, de l'énergie électrique assurant son fonctionnement, et permet le retour en surface des signaux émis par l'outil. C'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs. La mesure des profondeurs est une mesure

imparfaite ; le câble en effet, est soumis à des efforts considérables, certains outils collent à la paroi du trou, il peut aussi y avoir des dépôts de boue sur le câble ou sur la molette. Une première chose à faire avant toute interprétation est donc de recalibrer les diagraphies entre elles.

- Les circuits de contrôle et de commande des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information.
- Les outils, ce sont les appareils que l'on descend dans le trou de forage, à l'extrémité du câble.
- Un système d'enregistrement, un enregistreur digital est utilisé.

IV.2. But de diagraphie:

La transcription graphique des paramètres physiques mesurés par les outils de diagraphie permet l'étude tant qualitative que quantitative des formations traversées, contribuant ainsi à :

L'identification des formations potentiellement réservoirs et de leur couverture, ainsi qu'à l'analyse des conditions de dépôt de ces sédiments.

La détermination de la nature et de la quantité des fluides dans les roches réservoirs.

IV.3. Classification de diagraphies

- ✓ Suivant la nature :
 - Diagraphie électrique
 - Diagraphie acoustique
 - Diagraphie nucléaires
 - Diagraphie auxiliaires
- ✓ Suivant le phénomène enregistré :
 - Spontané (GR, PS, Température ...)
 - Actif (Résistivité, Densité, Sonique, Porosité ...)

IV.4. Diagraphies nucléaires

Les diagraphies nucléaires font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage. Ils peuvent être enregistrés en Trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide. Les plus couramment utilisés sont:

- Le log gamma ray naturel.
- Le log gamma-gamma (densité).
- Le log neutron.

IV.4.1 Diagraphies de Gamma naturelle

C'est un enregistrement de radioactivité gamma naturelle des formations. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont le potassium, l'uranium et le thorium. Pour les formations sédimentaires on enregistre une radioactivité importante dans:

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique peuvent concentrer l'uranium.

IV.4.2 : Diagraphies de densité (Gamma-gamma)

Ce type de diagraphie consiste en la mesure d'un rayonnement gamma produit par l'émission d'un même rayonnement, d'où son nom, également, de "gamma-gamma". L'isotope Cs-137 est l'élément radioactif le plus utilisé comme source.

Le rayonnement émis, sans masse, entre en collision avec la matière. Il se produit alors plusieurs interactions, dont principalement:

-l'éjection d'un électron + un photon ; c'est l'effet Compton

-l'éjection d'un électron par absorption totale de l'énergie des rayons ; c'est l'effet photo électrique

Ces 2 effets conduisent à 2 types de sondes :

1) Densité: Cet outil mesure à une certaine distance de la source l'intensité du rayonnement gamma ainsi produit. Cette intensité est d'autant plus faible que le nombre de collisions est grand. Or le nombre d'électrons rencontrés est proportionnel à la densité électronique de la formation, donc à la densité globale de la formation.

2) LDT "Litho-densité-log": une sélection des rayons gamma de faible énergie arrivant au compteur permet de mesurer l'effet photo-électrique qui est relié au nombre atomique moyen des noyaux des atomes de la formation. Cet outil conduit donc à la détermination directe de la lithologie.

IV.4.3 : Diagraphies neutrons

La sonde neutron 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.

Une sonde à petit espacement ne générera qu'un log qualitatif, alors que dans le cas d'un outil à double espacement de mesure, le résultat obtenu peut être converti en valeurs de porosité.

IV.4.3.1 : Le CNL (compensated Log)

Il enregistre les neutrons thermiques. Cette sonde est munie d'une source radioactive et dotée de deux détecteurs placés à différents espacements réduisant ainsi les effets de trou.

GENERALITE

On bombarde en continu la formation avec des neutrons d'énergie incidente de l'ordre de 4 à 6 MeV produits par des sources spéciales. Ces neutrons sont ralentis, surtout par les collisions avec les atomes légers d'hydrogène et atteignent un état thermique (énergie égale à 0.025eV). Un détecteur situé à une certaine distance de l'émetteur mesure la densité de neutrons thermiques. Cette mesure (symbole ϕN , sans unité) dépend, du nombre d'atomes d'hydrogène par unité de volume dans la formation, ceux-ci étant soit liés à l'eau ou aux hydrocarbures (donc à la porosité et à la saturation), soit à la composition moléculaire de la roche.

IV.5. Diagraphies Acoustiques

Ce sont les diagraphies qui enregistrent un paramètre lié à un train d'onde dans la formation.

Ces paramètres sont :

- la vitesse de propagation du train d'onde "Sonic" (diagraphie de porosité),
- l'amplitude d'une oscillation C.B.L. (diagraphie d'adhérence du ciment),
- position de l'oscillation V.D.L. (détection des fractures).

Dans la pratique, le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation.

Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les décalages dans les temps de parcours.

La profondeur d'investigation du sonique n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée.

IV.6. Diagraphie électriques

Les outils de résistivité sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau, à partir de la connaissance de la résistivité de cette dernière et de la porosité de la formation.

De fortes valeurs de résistivité indiquent des quantités d'eau faibles, et donc des saturations en eau faibles, elles aussi.

Les résistivités, les plus utilisées, sont celles focalisées. Pour cela, deux groupes sont définis :

- Les latérologs en boue salée.
- Les inductologs en boue douce ou non conductrice.

IV.6.1 : Latérolog

Ces outils ne sont utilisés qu'en présence de boue conductrice. Les dispositifs de mesure sont constitués d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices, et

d'un système d'électrodes de focalisation du courant qui oblige le courant à pénétrer latéralement dans la formation.

Les outils à symétrie radiale et ayant une grande profondeur d'investigation fournissent une mesure proche de celle de la zone vierge R_t .

Des outils ayant une faible profondeur d'investigation ne donnent que des mesures de la résistivité R_{xo} de la zone lavée.

IV.6.2 : Inductologs

Ils ont été développés pour mesurer la résistivité de la formation dans les puits à boue non conductrice (boue à huile).

Ces dispositifs sont caractérisés par des bobines électromagnétiques, certaines bobines servent à envoyer un courant électrique, d'autres à le focalisées et les dernières à mesurer la conductibilité (la résistivité).

IV.6.3 : Array Imager Tool (AIT)

C'est l'outil le plus récent de la série des outils à induction. Il fait des mesures de conductivité en utilisant un transmetteur opérant a une seule fréquence et 8 bobines distribuées spécialement sur l'axe de l'outil avec un espacement allant de quelques pouces jusqu'à quelques pieds.

Six de ces bobines utilise une paire de fréquence adjacente. Les composantes du signal sont mesurées en phase et en quadrature de phase pour chaque array et chaque fréquence pour donner 28 mesures de conductivités à trois pouces d'intervalles. Leur combinaison produit cinq courbes de résistivités à des profondeurs d'investigations moyennes 10'', 20'', 30'', 60'' et 90''. (Document Schlumberger).

Application

Les principales applications de la mesure de résistivité sont les suivantes :

- Mesure de la saturation en eau en hydrocarbures dans la zone vierge et la zone lavée des formations réservoirs. On détermine R_{x0} à l'aide des microdispositifs et R_t à l'aide des macrodispositifs et en introduit éventuellement quelques corrections à l'aide d'abaques.
- Calcul de la porosité en passant par le calcul du facteur de formation : $F = R_{x0}/R_w$ et par ailleurs : $F = a/\phi_m$
- Calcul de la résistivité de l'eau interstitielle : connaissant la porosité, on détermine R_{md} à l'aide d'un microdispositif et R_w à l'aide d'un macrodispositif donnant R_t ;
- F peut être déterminé à partir d'un sonique, d'une densité ou d'une combinaison neutron-densité.

CHAPITRE II :
EVOLUTION SPATIOTOMPORELLE
DE LA SERIE TRIASIQUE

L'INTRODUCTION

Pour comprendre l'évolution verticale et horizontale de la série triasique supérieur, dans le secteur d'étude ; des cartes en isobathes et isopaques ont été réalisées à fin de distinguer les différents facteurs qui contrôle la sédimentation notamment environnementaux ou tectoniques.

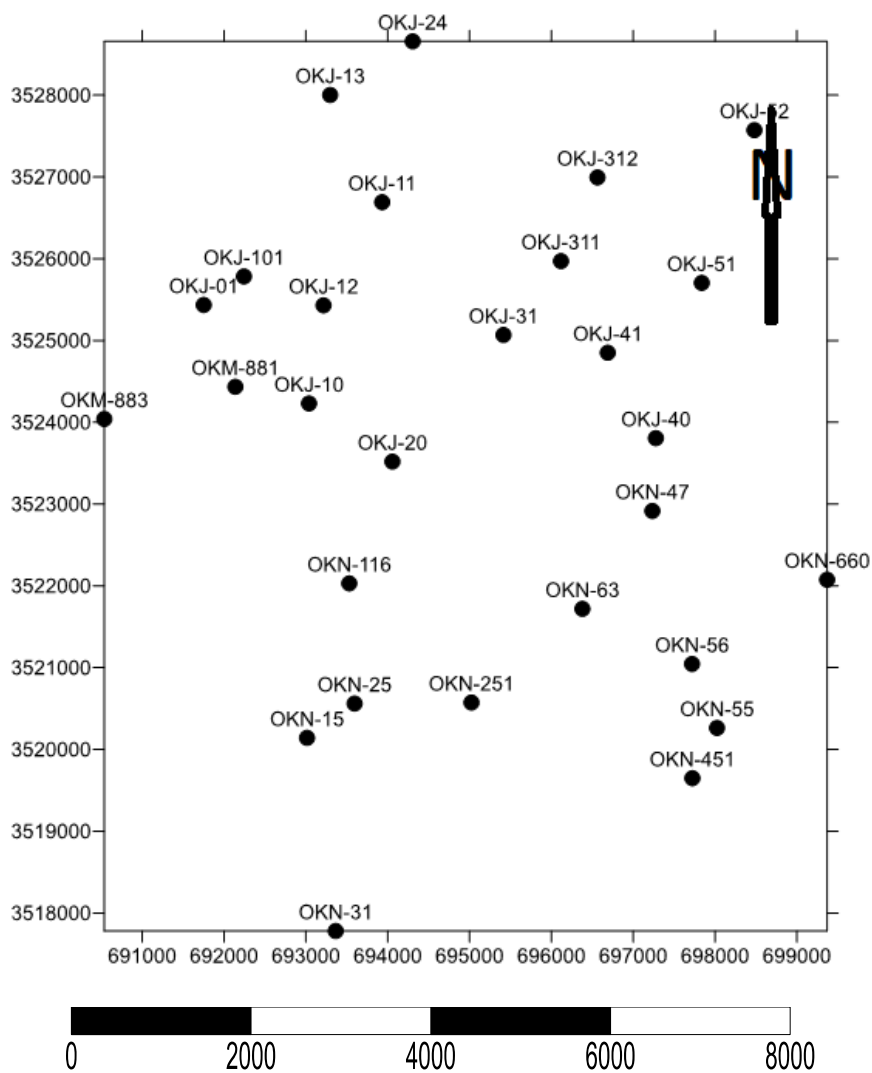


Figure.10 : Carte de position des puits du secteur d'étude.

EVOLUTION SPATIOTOMPORELLE DE LA SERIE TRIASIQUE

Tableau.1 : les coordonnées des puits du secteur d'étude.

WELL	X coord	Y coord	Zt	Top S4	EP S4	Top Argil inf	EP A INF	TAG S	EP TAG S	TOP S INT	EP S INT	Top S inf	EP S INF	TOP DH
OKJ-13	693 297,18	3 528 002,12	238,248	3323	53	3376	13	3389	46	3435	95	3530	53	3583
OKJ-11	693 932,17	3 526 691,24	234,4	3283	52	3335	24	3359	45	3404	97	3501	50	3551
OKJ-101	692 243,72	3 525 783,33	212	3261	68	3329	20	3349	45	3394	4	3398	48	3446
OKJ-31	695 415,07	3 525 067,47	224,9	3229,2	49,8	3279	17	3296	48	3344	34	3378	52	3430
OKJ-52	698 480,99	3 527 572,00	234,3	3313	53	3366	13	3379	52	3431	93	3524	56	3580
OKJ-51	697 837,80	3 525 704,20	234	3338	50	3388	14	3402	50	3452	87	3539	53	3592
OKJ-41	696 688,95	3 524 850,55	233	3331	45	3376	16	3392	48	3440	34	3474	44	3518
OKJ-40	697 277,09	3 523 805,75	234,8	3354,5	45,5	3400	16	3416	47	3463	7	3470	52	3522
OKJ-01	691 752,17	3 525 434,65	218,19	3313	46	3359	13	3372	50	3422	0	3422	43	3465
OKJ-10	693 038,67	3 524 230,17	215,54	3219	48	3267	18	3285	44	3329	5	3334	36	3370
OKJ-12	693 215,72	3 525 429,74	235,93	3265	51	3316	15	3331	51	3382	33	3415	53	3468
OKJ-24	694 305,40	3 528 657,34	235	3291	52	3343	17	3360	53	3413	101	3514	56	3570
OKJ-311	696 117,73	3 525 970,57	231,3	3295	47	3342	16	3358	50	3408	60	3468	49	3517
OKJ-312	696 563,72	3 526 993,93	231,3	3308	50	3358	14	3372	53	3425	86	3511	53	3564
OKN-660	699 369,62	3 522 075,00	226,93	3350	48	3398	12	3410	38	3448	49	3497	50	3547
OKN-47	697 233,94	3 522 915,81	235,58	3342	47	3389	17	3406	14	3420	17	3437	61	3498
OKN-55	698 024,46	3 520 262,43	234,74	3350	45	3395	12	3407	48	3455	32	3487	51,5	3538,5
OKN-56	697 719,20	3 521 044,93	234,28	3361	30	3391	31	3422	48	3470	55	3525	59	3584
OKN-63	696 379,53	3 521 718,90	233	3336,5	47	3383,5	16,5	3400	40	3440	0	3440	30	3470
OKN-451	697 723,42	3 519 648,19	234,02	3323	49	3372	16	3388	43	3431	13	3444	58	3502
OKN-116	693 530,36	3 522 029,94	196	3127	47	3174	19	3193	46,5	3239,5	7	3246,5	37,5	3284
OKN-25	693 595,37	3 520 560,75	210,35	3101,5	48,5	3150	20,5	3170,5	42	3212,5	35	3247,5	45	3292,5
OKN-15	693 014,43	3 520 141,03	233,47	3155	45,5	3200,5	22,5	3223	54	3277	18,5	3295,5	47	3342,5
OKN-251	695 023,52	3 520 573,25	230,39	3293	58	3351	14	3365	54	3419	14	3433	51	3484
OKM-883	690 537,07	3 524 040,22	231,48	3351	42	3393	27	3420	54	3474	46	3520	61	3581
OKM-881	692 138,26	3 524 434,18	208,98	3241,5	48,5	3290	10	3300	29	3329	8	3337	50	3387
OKN-31	693 364,79	3 517 779,49	229,87	3295	50	3345	12	3357	46	3403	7	3410	52,5	3462,5
OKJ-20	694 057,83	3 523 518,93	207,47	3170	47	3217	13	3230	55	3285	0	3285	45	3330

II. ANALYSES ET INTERPRETATION

A. Carte en isobathes

1. Carte en isobathes au toit de la discordance hercynienne

Cette carte montre le synthèse précédent qui on a rencontré au niveau de la carte en isobathe au toit de S4, avec une légère différence, dans la partie sud ouest.

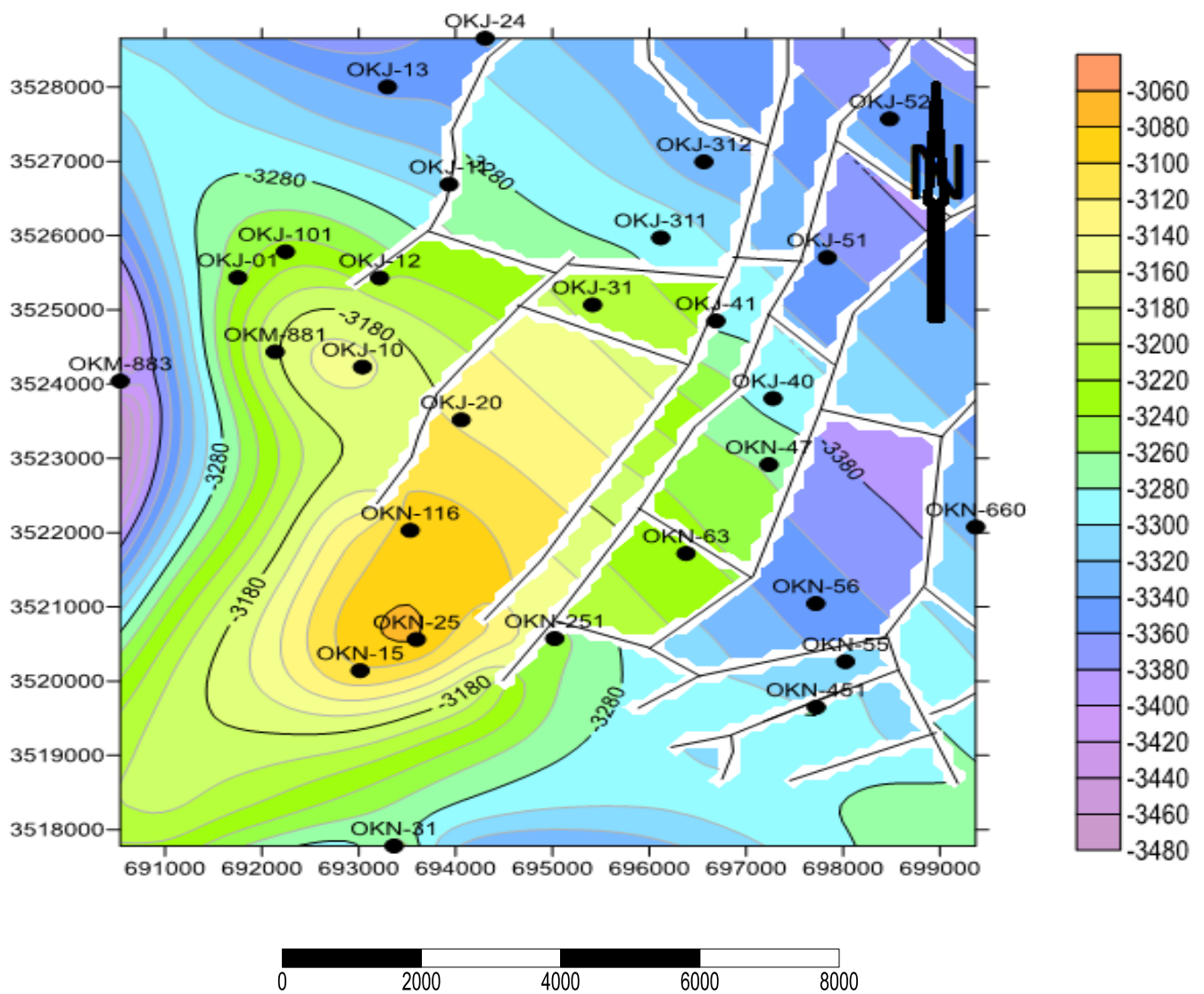


Figure.11 : Carte en isobathes au toit de la discordance hercynienne.

2. Carte en isobathes au toit de Trias salifère (S4)

La carte en isobathe au toit de S4 montre une structure très faillée, représentée par deux accostassions tectoniques, une orientée vers le N 40 ° et l'autre N 120 °. On peut ajouter que présente secteur d'étude marqué par des failles avec un rejet qui dépasse par fois une certaine de mètre. Il faut noter que la partie Ouest correspond un régime compressif, traduit par un anticlinal avec un flange.

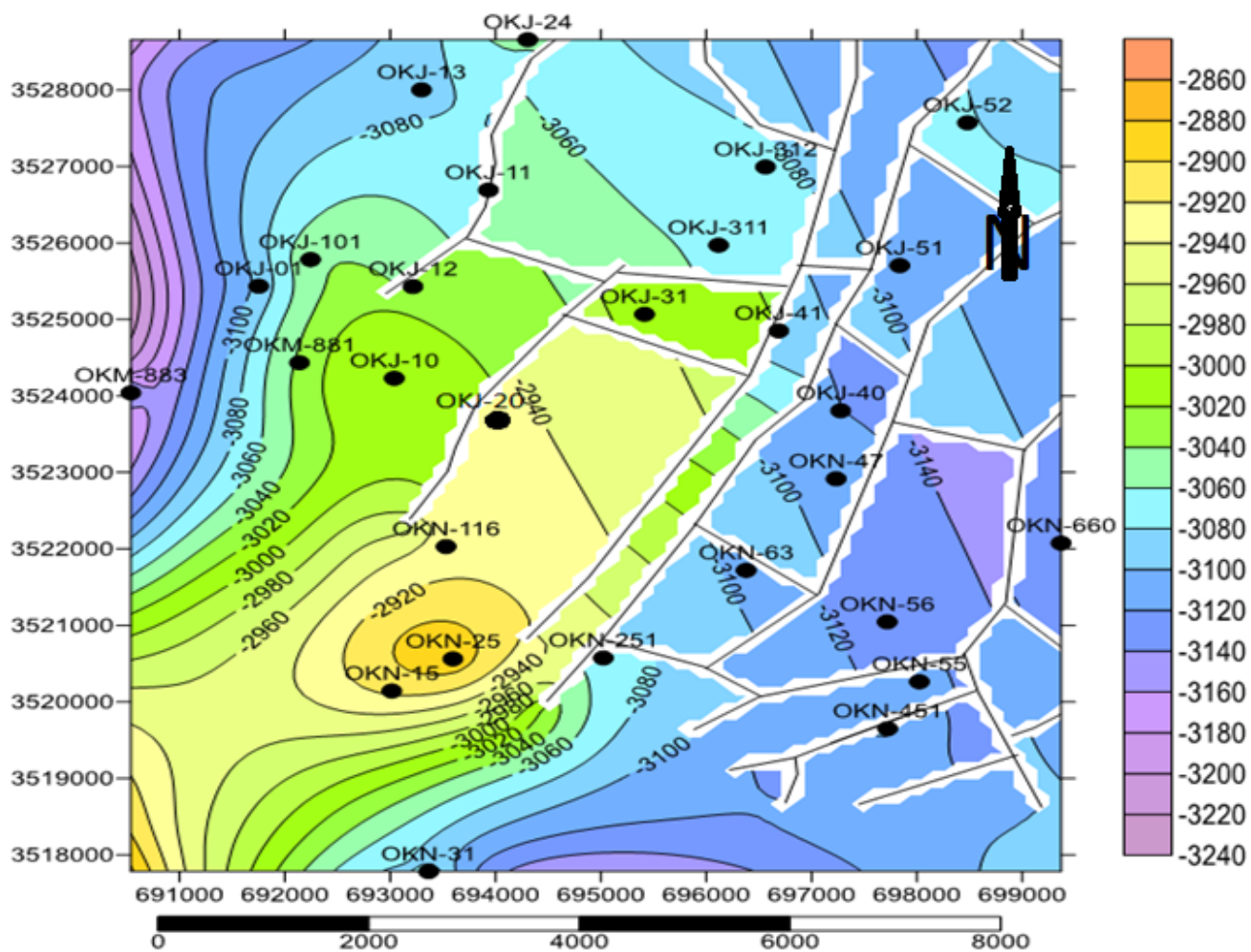


Figure.12 : Carte en isobathes au toit de Trias salifère (S4).

B. Carte en isopaques

1. La série inférieure (SI).

Nous a montre un amincissement vers la partie centrale jusqu’au sud avec une répartition très focaliser au centre. Cette géométrie on peut la justifier par la paléogéographie qui représente la cuvette anti trias.

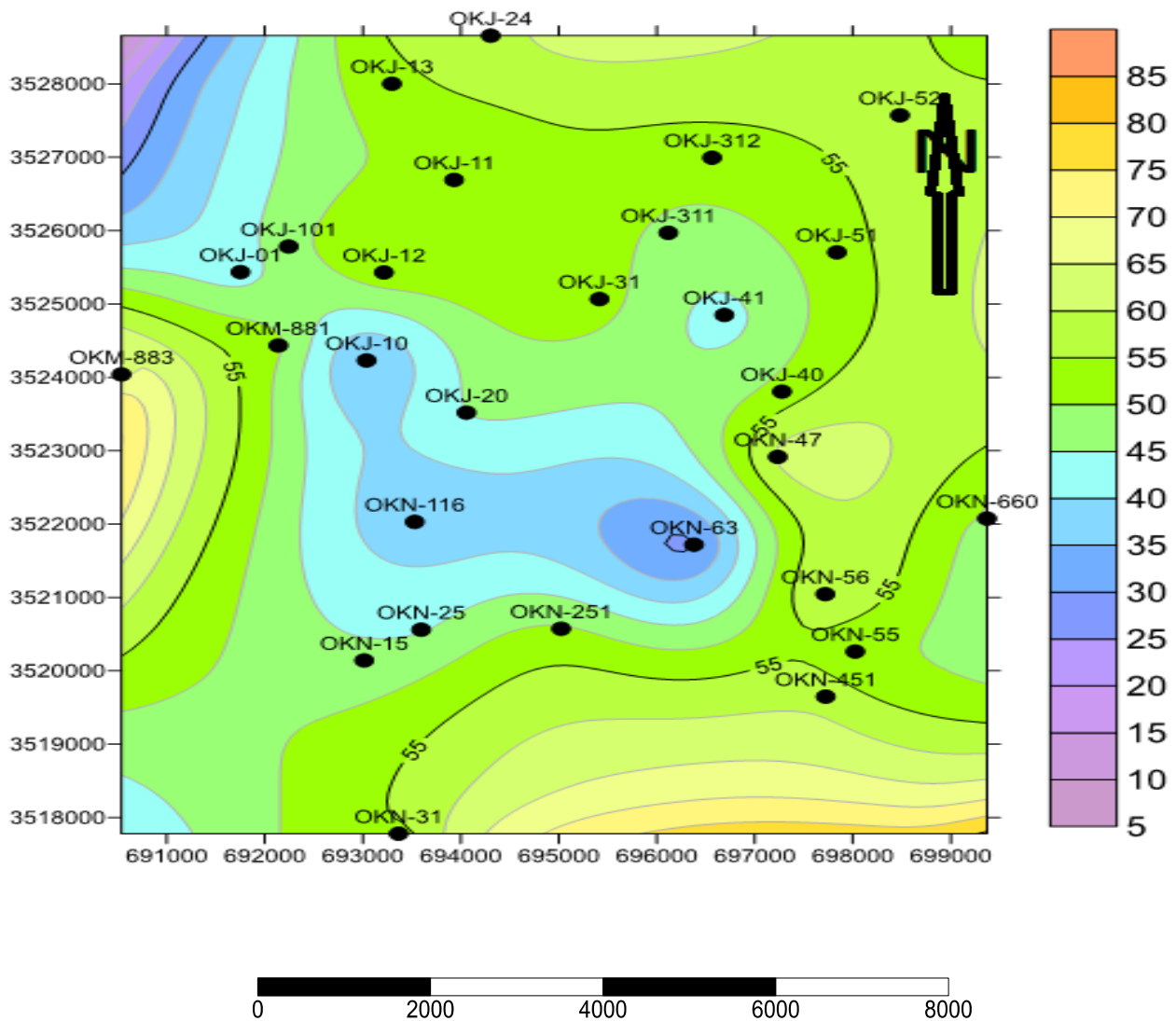


Figure.13 : Carte en isopaque de la série inférieure (SI).

2. La série intermédiaire

La carte isopaque de la série intermédiaire donne une image très claire sur la répartition des puits avec un élargissement vers le centre. Accompagne par une diminution dans l’épaisseur, Cette

diminution d'épaisseur on peut la justifier par la paléogéographie qui représente la cuvette de anti trias. Avec l'intervention de l'effet de la cimentation et par l'apport de la sédimentation lui même

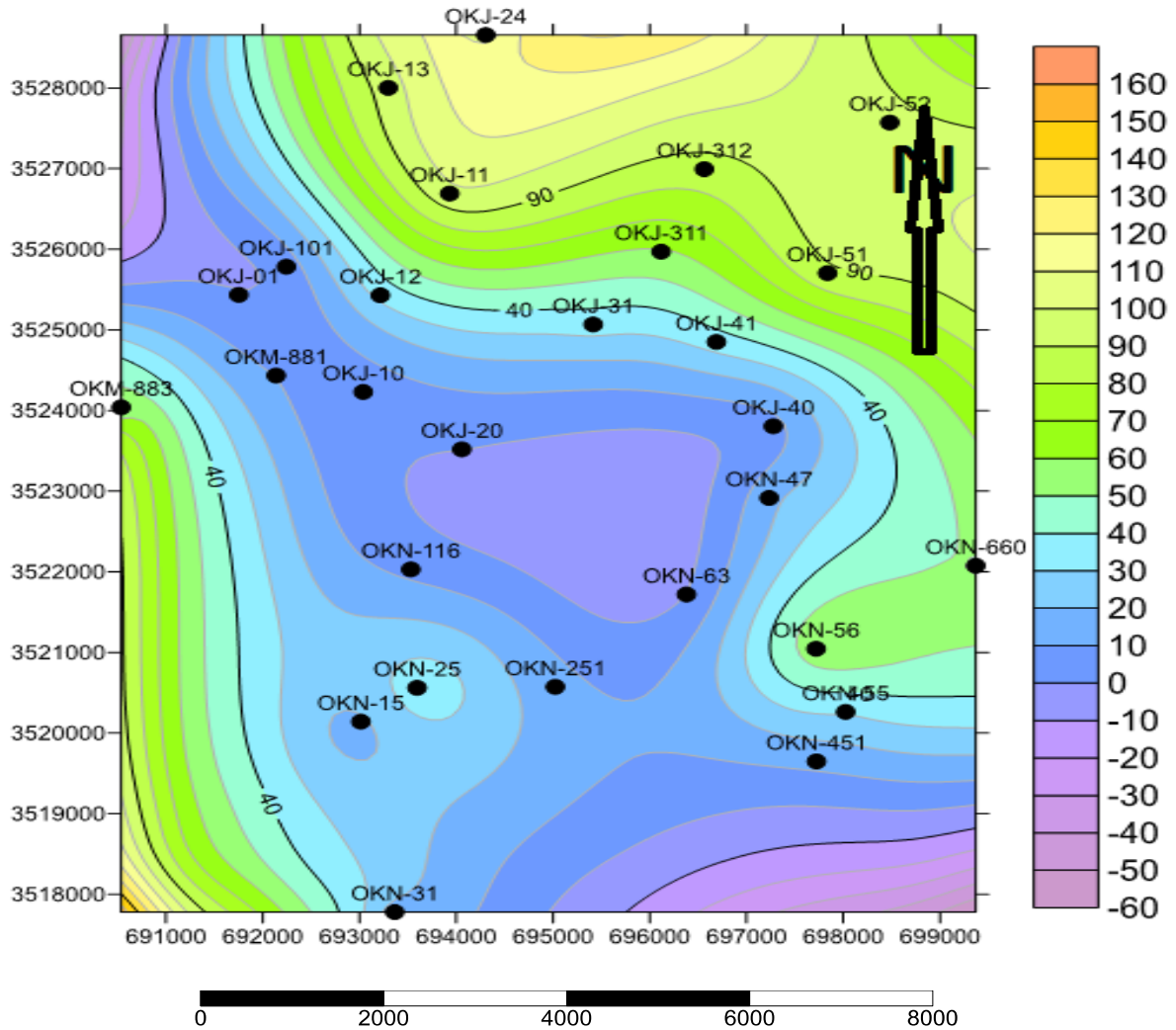


Figure.14 : Carte en isopaches de la série intermédiaire.

3. Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)

Montre que la majorité des puits a une épaisseur égale à 20 à tous niveau concentre dans la partie orientale de la zone.

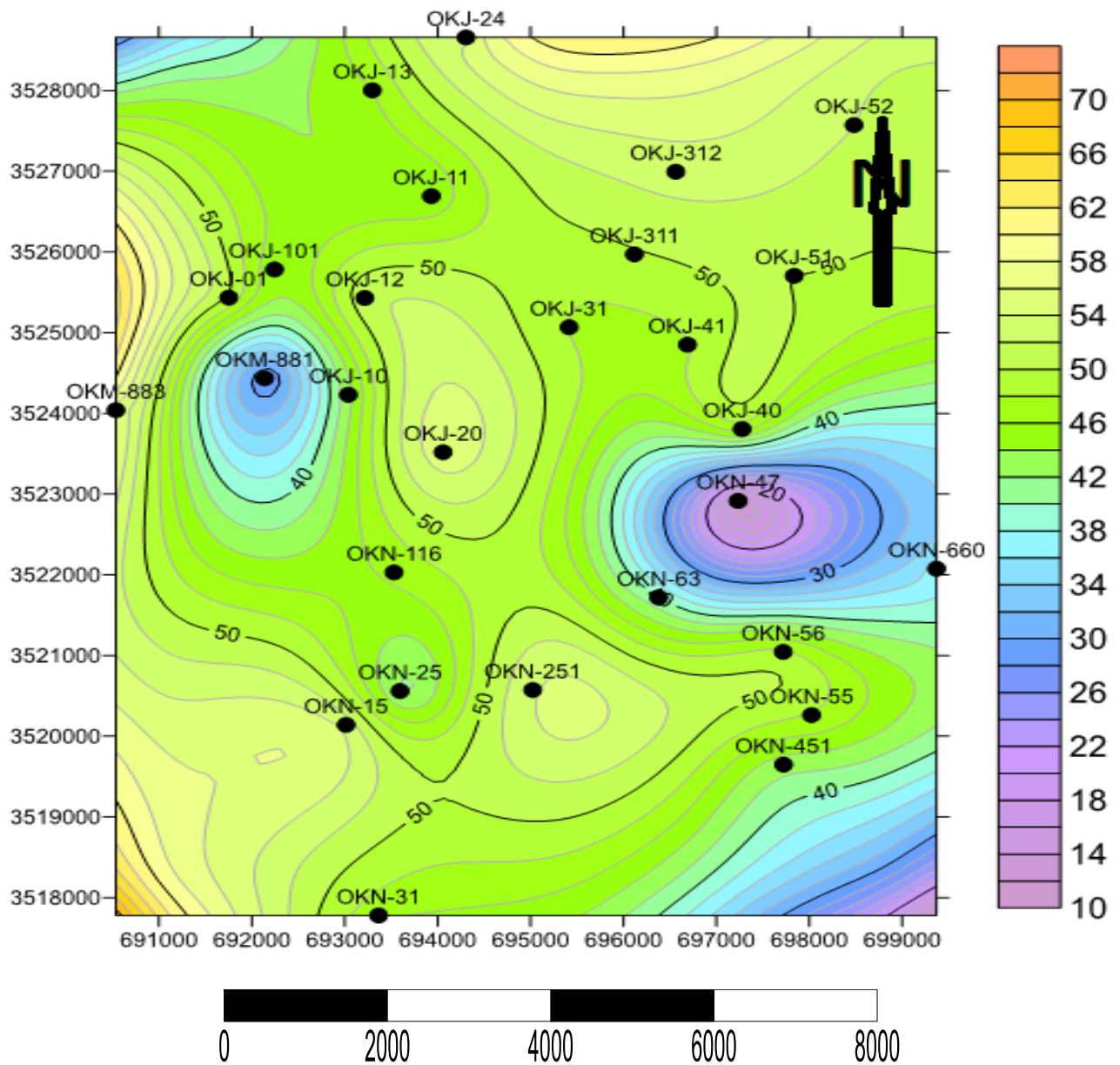


Figure.15 : Carte en isopaques de TAGS (T1+T2).

4. Argile inférieure

La carte isopaque de l'argile inférieure donne une image claire sur la répartition homogène des puits au niveau de la zone avec un élargissement vers la limite et un épaississement vers l'extrémité.

Cette structuration on peut la justifier par la paléogéographie de la zone.

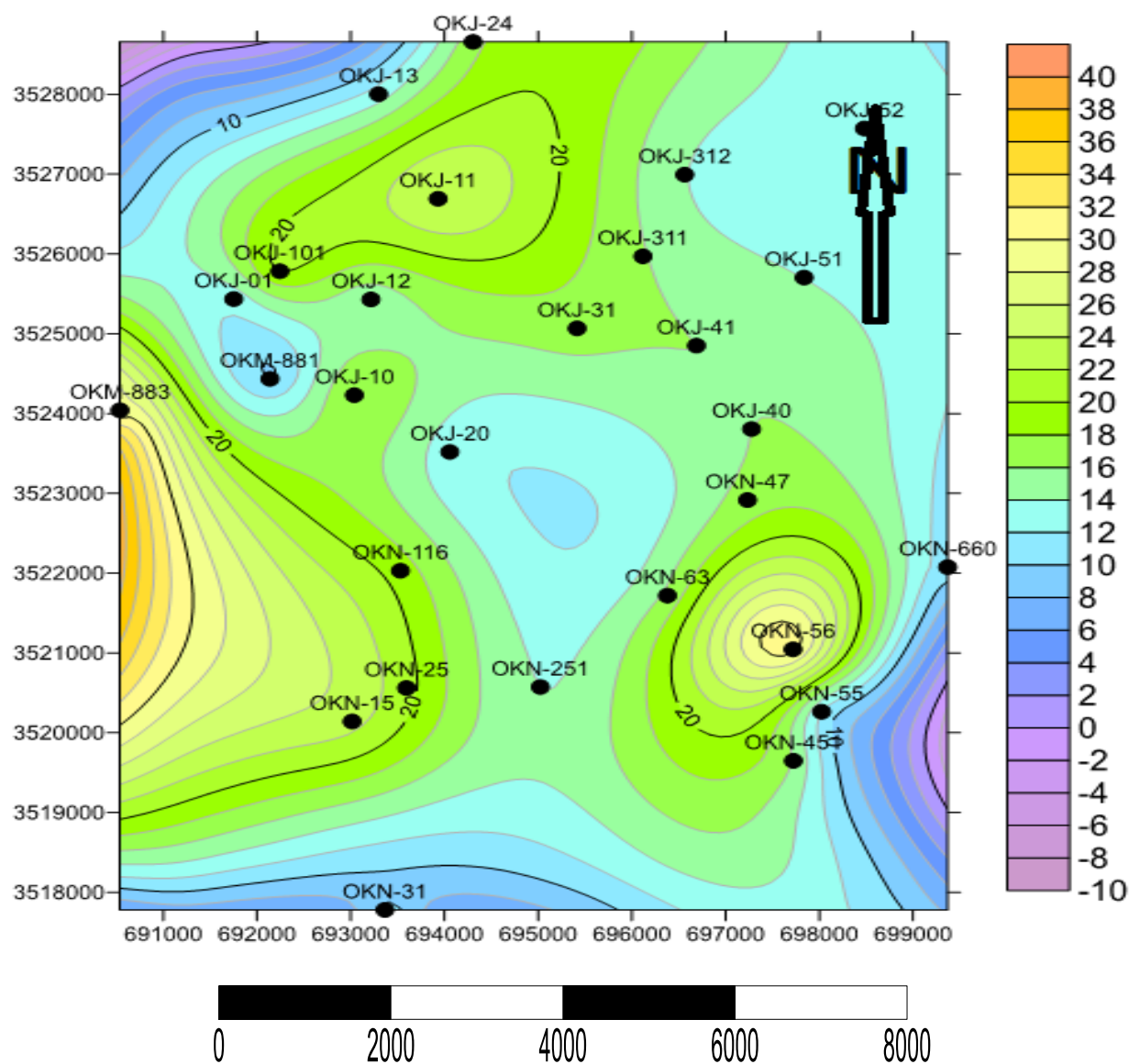


Figure.16 : Carte en isopaches du l'argile inférieure.

5. Trias Argilo-salifère (S4)

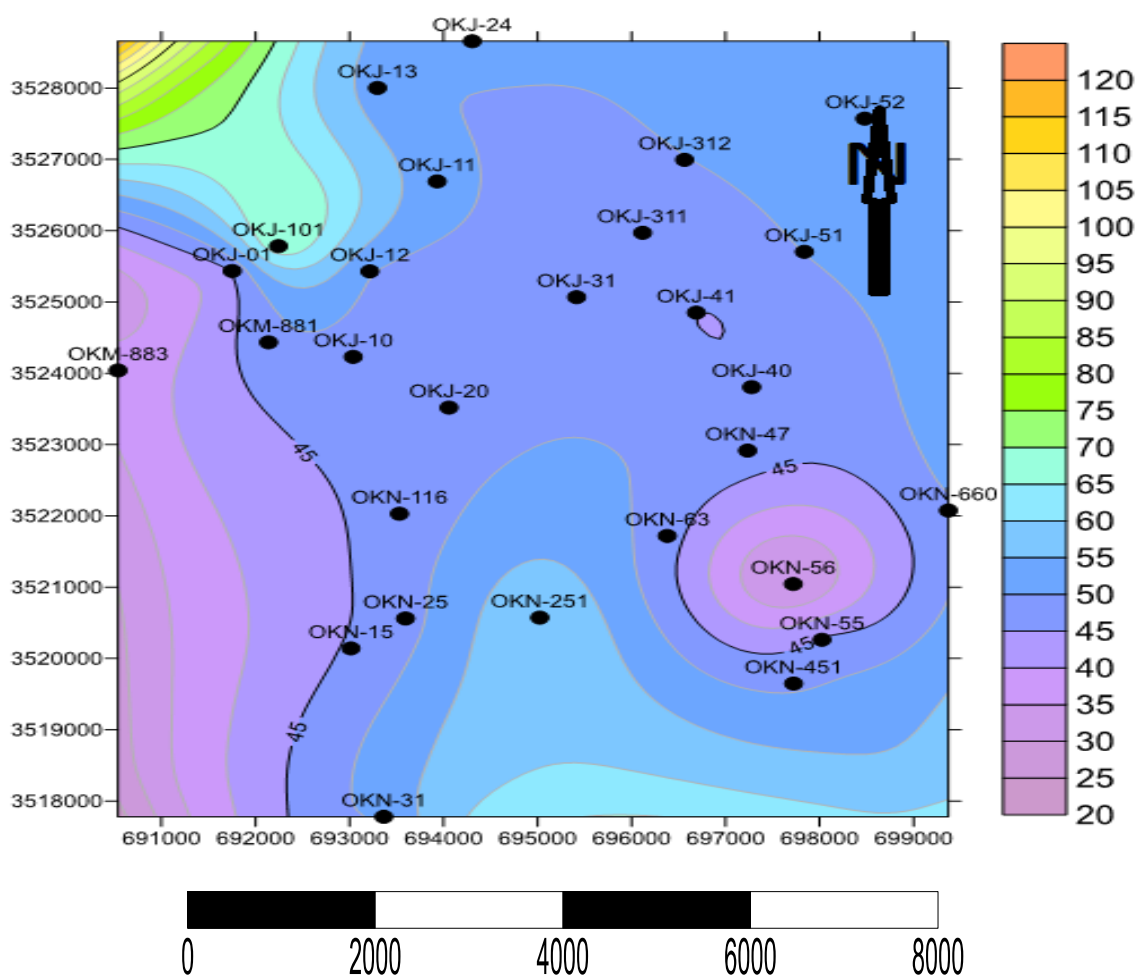


Figure.17 : Carte en isopaches du Trias argilo-salifère (S4)

C. Interprétation des profils de corrélations

L'objectif d'analyse du profil de corrélation est de bien envisager l'évolution horizontale et verticale des formations triasique. A cet effet deux profils de corrélation NO/SE et NNE/SSO, ont été réalisés à fin attendre cette objectif.

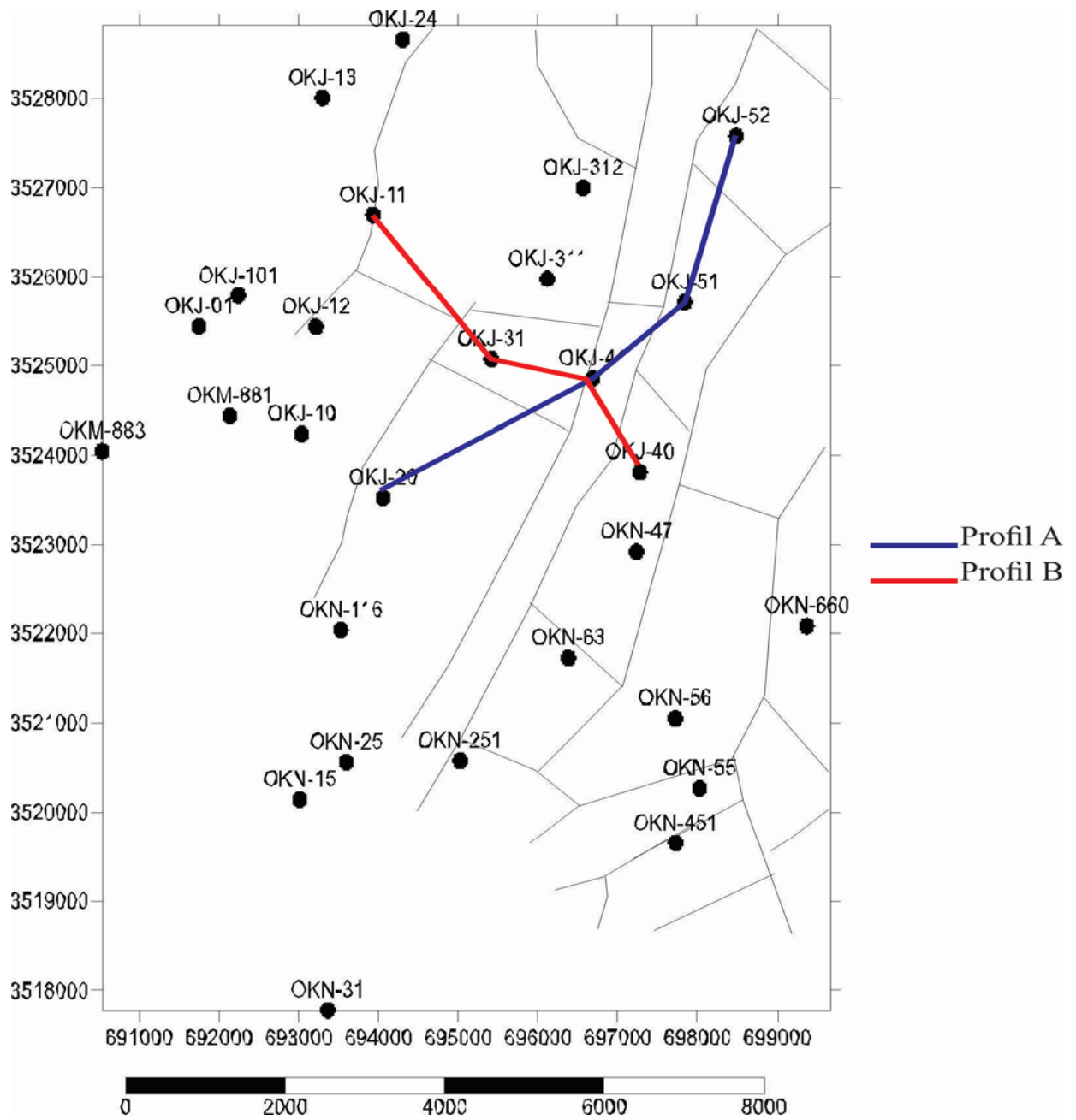


Figure.18 : Carte de position des profils de corrélation A et B.

EVOLUTION SPATIOTOMPORELLE DE LA SERIE TRIASIQUE

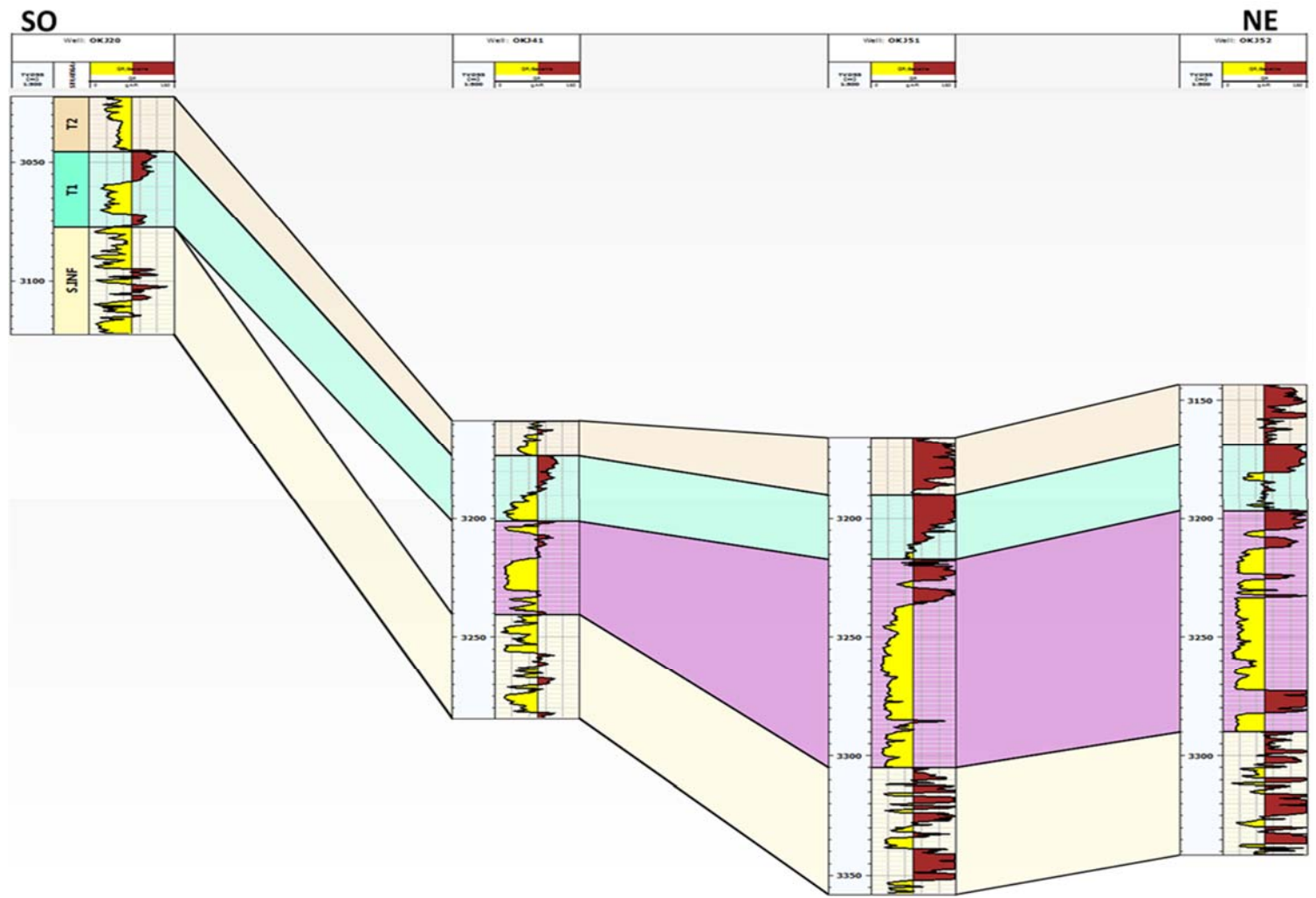


Figure.19 : Corrélacion entre les puits du profil A

Profil A :

Le profil A avec une orientation NE-SO, représente un excellent schéma structural de la zone d'étude. Ce profil est en parallèle avec les failles majeures N 40°, et en perpendiculaire par rapport aux mineures N 120°.

De point de vue structural notre zone étude est exposée par la combinaison entre un système faillé engendré par une faible intensité dans le compartiment Nord-Est, et un plissement de type anticlinal vers le compartiment Sud-Ouest marqué par la position structural du puits OKJ-20.

De point de vue des épaisseurs, ce profil caractérisé par une certaine stabilité des épaisseurs, excepté d'une façon remarquable l'extension latérale de la série intermédiaire (Série volcanique), notamment dans le puits OKJ-20, où cette série disparu totalement vers le Sud-Ouest, par contre elle est très développée dans le Nord-Est. Cette anomalie donne une idée sur la paléogéographie de la zone d'étude dans avant les manifestations volcaniques.

EVOLUTION SPATIOTOMPORELLE DE LA SERIE TRIASIQUE

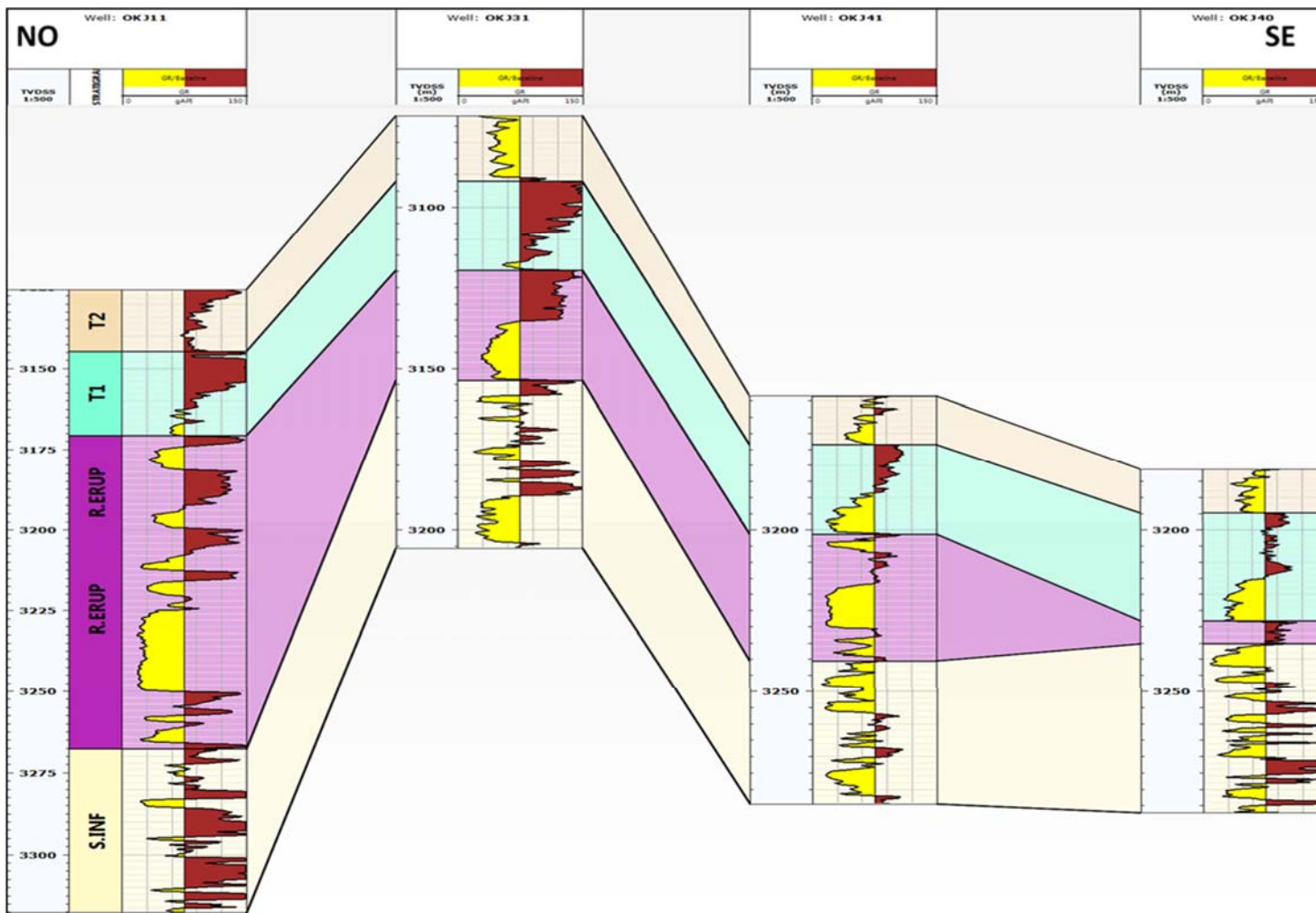


Figure.20 : Corrélation entre les puits du profil B.

Le profil B :

Le profil B, avec une orientation de Sud-Est vers le Nord-Ouest, marqué par l'efficacité des failles majeurs N 40°, où le puits OKJ-31 situé au sommet de la structure faillée, sachant que le rejet de faille dépasse une centaine de mètre.

Dans le coté des épaisseurs, et comme le profil précédent, les épaisseurs de la série intermédiaire (série volcanique), représente une progression vers le Nord-Ouest, où le maximum d'épaisseur est engendré dans le puits OKJ-11. Cette hétérogénéité confirme notre hypothèse de la paléogéographie dans cette zone avant l'activité volcanique.

Par contre les autres formations sont plus ou moins stables excepté la série inférieure qui devient légèrement épaisse vers le Sud-Est, le cas du puits OKJ-40.

Conclusion :

D'après l'analyse des cartes en isobathes, en isopaques et l'étude des profils de corrélation, on peut conclure que le schéma structural actuel de la zone d'étude, est la conséquence des plusieurs contraintes dont :

- La paléogéographie avant l'activité volcanique qui favorise un remplissage épais dans les endroits profonds et mince dans les hauts ;
- Un régime compressif de direction Nord-Est/Sud-Ouest, marqué par la génération d'un anticlinal au niveau du puits OKJ-20 ;
- Une phase tectonique engendrée par le balancement des blocs sous l'effet des failles N° 40 caractérisée par un rejet important.

A la lumière de tout ce qui est précédent, on peut montrer que le système de piégeage qui accompagnée l'accumulation des hydrocarbures dans cette zone, est purement structural représenté par la combinaison entre un régime tectonique faillé d'une part et un plissement d'autre part.

CHAPITRE III :
SYNTHESE
ELECTROSEQUENTIELLE ET
DETERMINATION DES MILIEUX DE
DEPOT

I. INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré pour étudier les différentes formations triasiques à fin déterminer les limites entre les différentes séquences sédimentaires et leurs milieux de dépôt.

Dans ce contexte il est important de déterminer le type des séquences électriques pour connaître leurs significations stratigraphiques.

II. ETUDE DES ELECTROFACIES TRIASIQUES DE SECTEUR D'ETUDE

Notre analyse électrofaciologique est basée sur le décodage des différentes signatures électriques enregistrées dans les plusieurs sondages de secteur d'étude. Cette analyse consiste en premier lieu à chercher les électrofacies fondamentales et en second lieu à étudier la lithofacies et leur arrangement spatiotemporel.

A. Notion d'électrofacies

Selon SERRA (1985), un électrofacies est un ensemble de réponses diagraphiques qui caractérise un banc et permet de le différencier de ceux qui l'entourent. Les éléments qui le composent sont donc toutes les réponses des diagraphies. (Figure. 21).

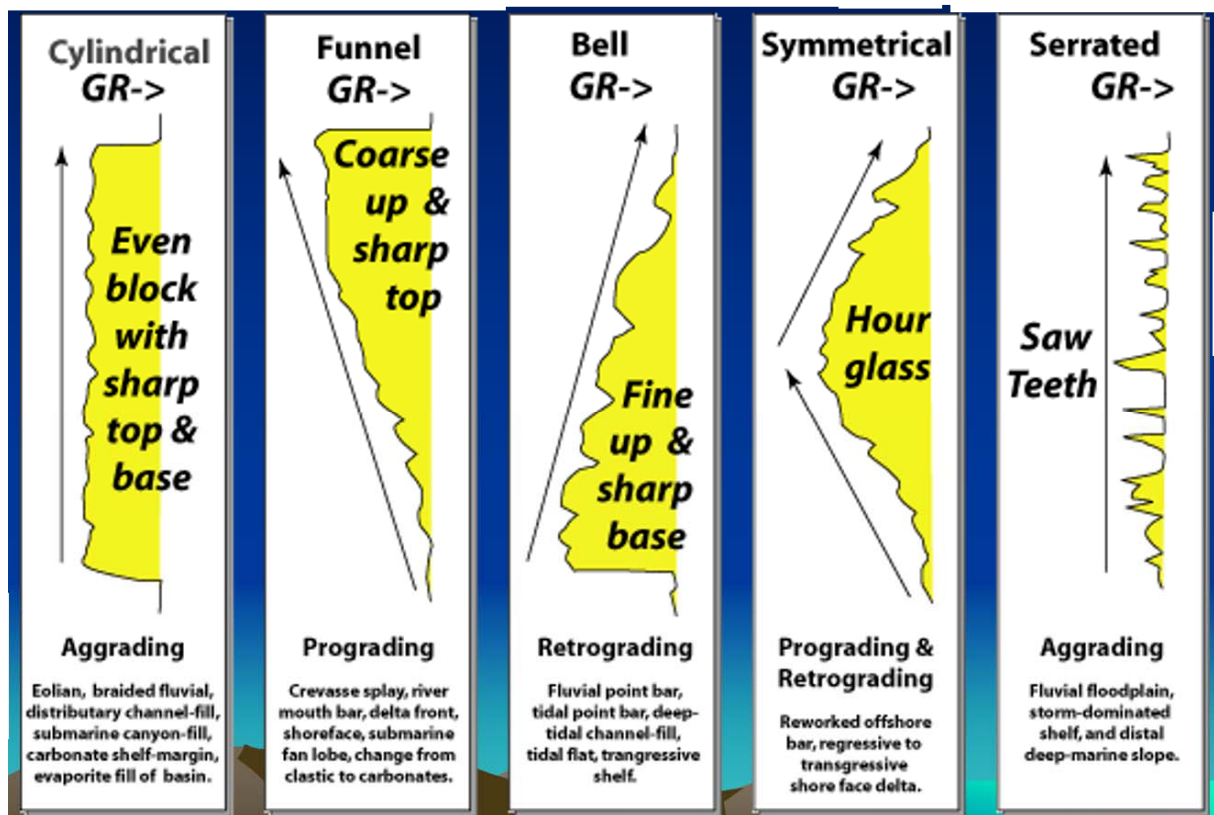


Figure. 21 : classification des électrofaciès d’après la forme des courbes de Gamma- ray (In Kendall, 2004).

Pour l’ensemble des sondages étudié, les enregistrements diagraphiques (Gamma ray, Sonique, Densité et Neutron) nous a permis de définir plusieurs groupes d’électrofaciès. Les traductions les plus représentatives sont représentées ici par six types .Il s’agit de bas en haut :

1. Electrofaciès I : Série inférieure (SI) (fig. 22)

C’est séquence caractérisée par un faible lecteur de Gr pour les grés varie entre 15 à 35API, est forte lecteur pour les argiles entre 120 à 145 API (forme cylindrique ; dentelées).

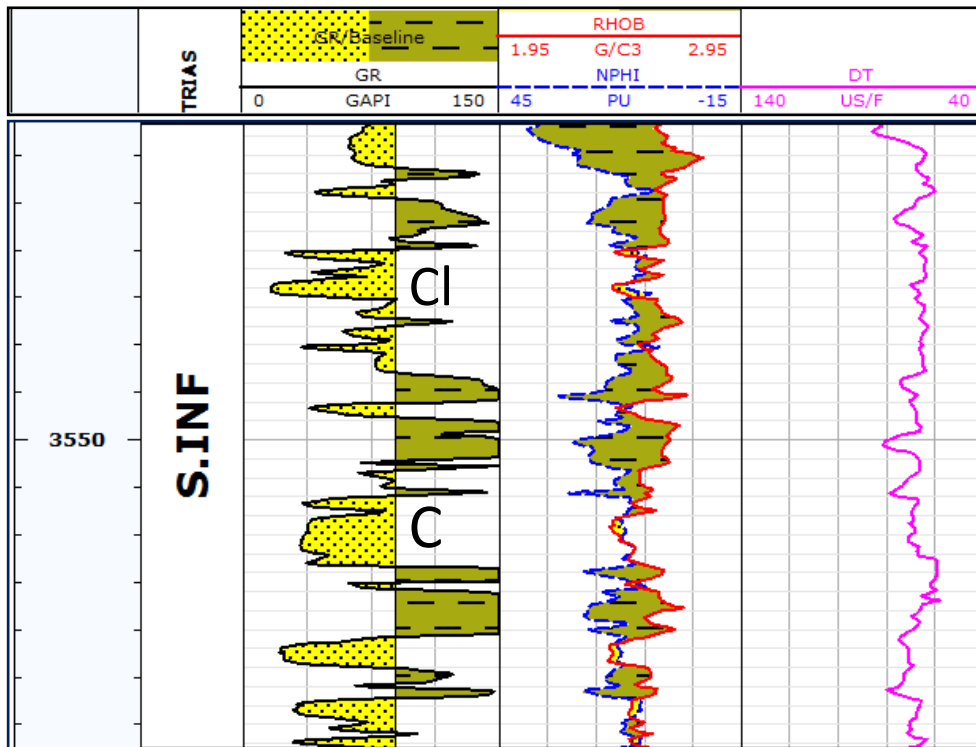


Figure. 22 : Electofaciés de la série inférieur (SI)(Cl :Cloche ,C :Cylindrique).

2-Electrofaciès II : Série intermédiaire (fig. 23)

Cette séquence représente grande hétérogénéité de point de vue faciologique ; présentée par des argiles à aspect cuit (métamorphisme de contact) et un faciès volcaniques (andésite), sachant que les valeurs de Gr sont faible pour les andésites et élevés pour les argiles .la forme cylindrique non dentelées est très abondante.

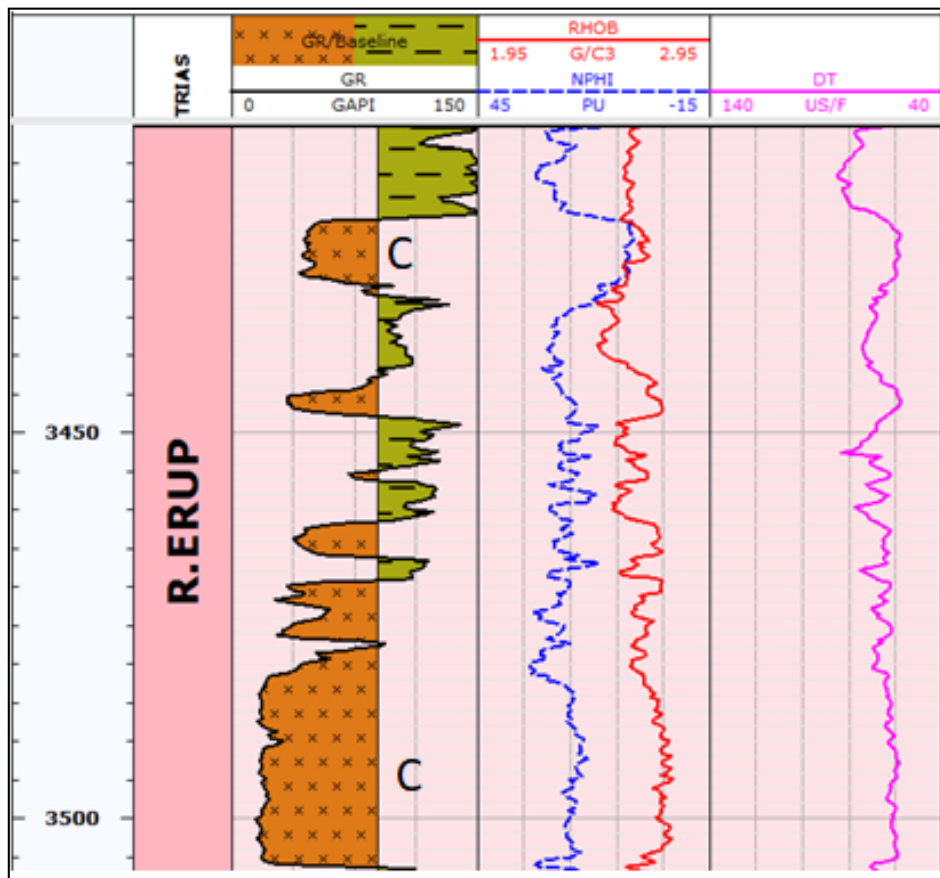


Figure.23 :Electrofaciés de la série éruptive (intermédiaire) :C :Cylindrique

3. Electrofaciès III : TAGS (T1+T2)

*. Electrofaciès T1 :(figure : 24)

L'unité T1 divisée en deux termes, terme gréseux à la base et argileux au sommet ,la forme la lus abondantes est en cloche dentelée (progradante). Le Gr donne des valeurs varie entre 10 à 80 pour les grés et 120 à 140 pour les argiles.

Il faut noter que la forme en cloche est typique pour l'unité T1.

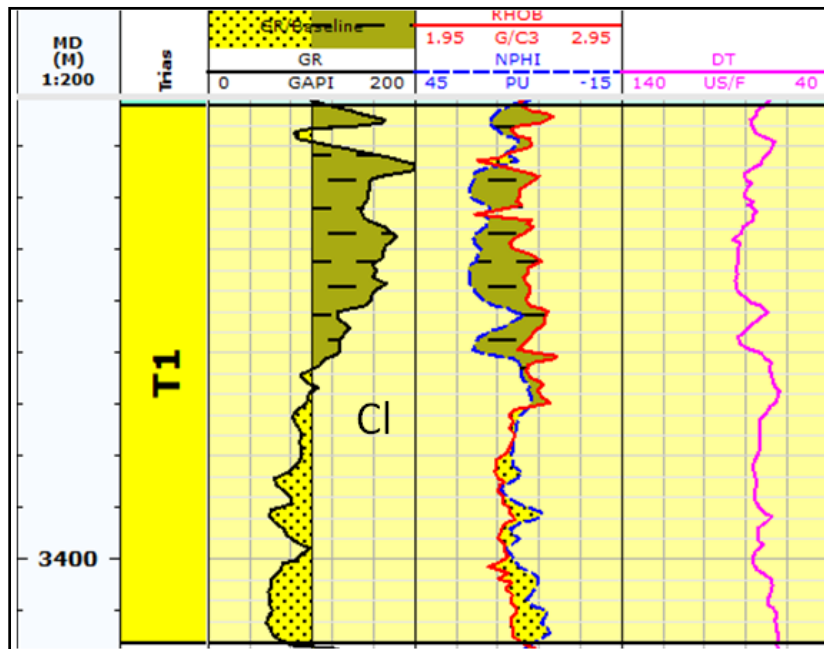


Figure 24 : Electrofaciès de l'unité T1 (Cl : en cloche)

***-Electrofaciès T2 (figure 25)**

L'unité T2 est une alternance argilo-gréseuse souvent silteuse , caractérisée par une séquence répétitive, sachant que les formes de Gr sont souvent en cloche.

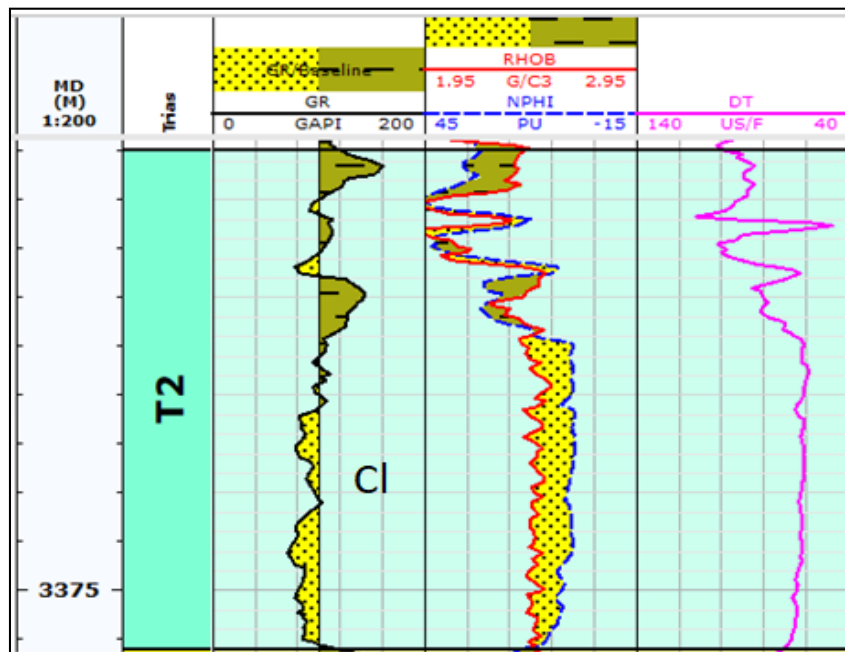


Figure 25 : Electrofaciès de l'unité T2 (Cl : en cloche)

4. Electrofaciès IV : argile inferieure (figure 26)

Cette séquence caractérisée par une forme d'entonnoir dentelée où les valeurs de Gr varie entre 20 à 100 API

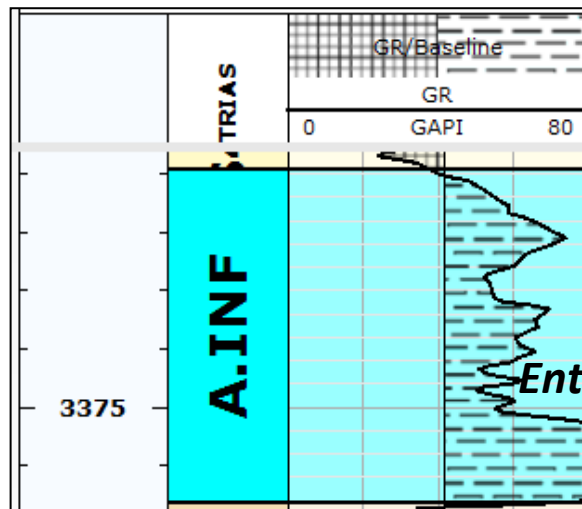


Figure 26 : electrofaciès d'argile inferieure (Ent : Entonnoir)

5-Electrofaciès V : Trias argilo-salifère S4 (figure27)

Cette séquence caractérisée par une alternance des bancs de sel rose avec des argiles brun-chocolat. La forme la plus abondante est cylindrique pour les sels et entonnoir pour l'argile. Le Gr donne 5 à 10 API pour les sels et 40 à 50 pour les argiles.

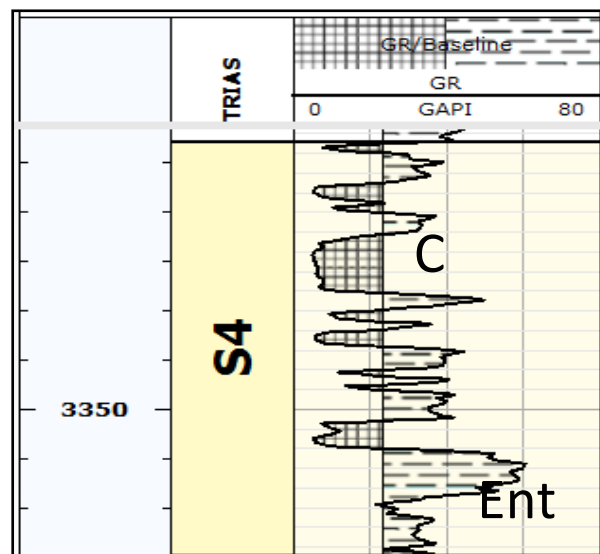


Figure 27 : Electrofaciès de Trias argilo-salifère S4 (C : en cloche, Ent : Entonnoir)

III. SEQUENCE ET MILIEUX DE DEPOT

L'utilisation des enregistrements diagraphiques représente un grand déficit pour optimiser les limites des séquences, déterminations des discontinuités et même l'ordre séquentiel. Pour cela cette synthèse est basée sur la combinaison entre la forme des courbes de Gamma ray et la description des sondages carottiers.

A. Description des sondages

La description macroscopique a porté sur la sélection d'un nombre limité de sondages pour montre les variations de faciès à l'échelle du bassin .Il été tenu compte dans ce choix de la disponibilité de sondage ou le carottage est plus continu et la série supérieur triasique est plus complète.

1. Sondage OKJ-51 de 3318 à 3365.83 m.

L'unité T2 : de 3318 à 3348.5 m.

De haut vers le bas, l'uinté T2 est toiturée par des argiles brun-rouge à inclusion gris-vertes, indurée micacée à passages dcm de grès gris à brun, fin à très fin, compact, dur fortement argileux.

Par la suite on à des grès gris-beige devenant gris-foncé par endroit, fin, compact, dur.

Un banc d'argile brun-rouge à mouchetures gris-vert, indurée, silteuse légèrement carbonatée.

A la base de cette unité, il y avait des grès gris-foncé à gris fin, compact, dur, argilo-siliceux à argilo-bitumineux.

L'unité T1 de 3348.5 à 3351.10 m

De haut vers le bas ; cette unité divisée en deux termes, terme supérieur commence par des argiles brun-rouge à légèrement carbonatée.

Un terme inférieur représenté par des grès gris claire à gris-vert par endroit, fin à très fin, compact, dur, argileux à argilo-siliceux micacé, suivi par des grès gris-noir à gris clair, beige par endroit, compact dur fin, avec de nombreux films d'argile gris-verte.

Grès gris-vert foncé à gris-beige, fin compact dur.

2. Sondage OKJ-11

L'unité T2 : de 3347 à 3362.50 m

Au sommet il y avait des argiles, brun rouge légèrement silteuse, avec des passés de silstone gris-vert, clair, suivi par des grès fin, gris-beige à ciment argileux, légèrement carbonaté avec des passées mm et cm de grès fin noir. .

A la base on a des grès fin, gris-noir avec rares passées cm à dcm de grès fin gris-clair avec présence de nodules argileux verts, puis on a des grès moyen gris à ciment argileux, aspect finement moucheté, nombreuses laminations de grès beige soulignant une stratification subhorizontale.

L'unité T1 : de 3362.50 à 3390.20 m.

Dans la partie sommitale on trouve des argiles brun-rouge silteuse, légèrement dolomitique, verte, puis brun rouge verdâtre, au-dessous, présence des argiles brun-rouge légèrement dolomitique, devenant plus silteuse à la base.

Dans la partie basale, en commence par des grès fin, brun-rouge à gris-vert, très argileux avec passés dcm d'argile silteuse brun-rouge et des grès fin argileux gris clair, par fois gris-beige.

B.ANNALYSE ELECTROSEQUENTIELLE

1. Méthode d'analyse

D'après les étude précédentes, Ait Salem (1990), Bayrassou (1994), Beicip-Franlab (2012), les travaux de Sonatrach, et Radja Mohamed (2017), Il existe plusieurs environnement sédimentaires continentaux, de type fluvatile, consiste le bassin d'Oued Mya.

1.1. Environnement fluvatile en tresse

Il est caractérisé par des dépôts issus d'un système fluvatile forme dans les zones à fort gradient topographique ou lorsque le débit est variable .il est caractérisé par des crue

brutales. La largeur des chenaux en tresse est de quelque Kilomètres, et leur profondeur varie de 5 à 10 m.

1.1.1. Description et caractéristique faciologiques

- Dépôts composés de graviers et sable ;
- Rapport grés /argile >1 ;
- Mauvais classement ;
- Différentes structures sédimentaires dont les stratifications entrecroisées sont les plus prédominantes ;
- Contact inférieur érosif

1.1.2. Réponses et caractéristique diagraphique :

Galloway et Hobday (1983) ont proposé un modèle de dépôt général pour le système fluviatile en tresses. Il est basé sur la signature diagraphique et PS. Mais il existe d'autres outils plus sensible à la variation de faciès confirmés par les carottes, ce sont Gr, Sonic et Neutron.

- Formes cylindrique du Gr
- Nettes limites inférieures et supérieure;
- Observation des fines lamines dans la partie supérieure des bancs de sable ;

Courbes de K/Th indiquant la présence de feldspaths et de minéraux lourds.

1.2. Environnement fluviatile méandrique :

Le réseau fluviatile, forme de chenaux à grande sinuosité, résultant d'un courant mature, se déplace sur d'une pente douce, d'un côté à l'autre de la plaine d'inondation. La sédimentation gréseuse issue de ces rivières, formes des bancs de méandre ou "point-bar".

1.2.1. Description et caractéristiques faciologique

- Galets d'argile dans les dépôts de fond de chenaux ;
- Argile de type souvent kaolinitique ;
- Rapport sable /argile < 1 ;

- Contact inférieur érosif ;
- Contact supérieur progressif.

1.2.2. Réponses et caractéristiques diagraphique

- Formes en cloches, souvent dentelé ;
- Rapport de Th/K > 10 ;
- Contact inférieur abrupt ;
- Faible en teneur en Uranium ;
- Contact supérieur graduel.

1.2. Environnement deltaïque

1.2.1. Définition

C'est un environnement de transition. Il est caractérisé par des sédimentations qui ont subi un transport jusqu'à l'extrémité chenal ou d'un groupe de chenaux de distribution par un courant d'eau continentale. ces sédiments sont ensuite déposés généralement sous une tranche d'eau, située parfois en dessous de la marge d'une masse d'eau permanente dans laquelle se vide le chenal (lac, mer, océan) (Friedman & Sanders 1978)

1.2.2. Description et caractéristiques faciologiques.

- Prédominance de dépôt détritique silicaté.
 - Maturité texturale Bonne et chimiquement mature
 - Classement et arrondi moyen à bon.
 - Taille des éléments s'organise suivant des séquences cycliques.
 - Contact inférieur graduel et contact supérieur abrupt.
- Structures sédimentaires pour le delta dominé par les vagues : laminations et stratifications entrecroisées ; distribution bimodale ; micro à mégaséquences positives (coarsening-up) ;
 - Structures sédimentaires pour le delta dominé par les marées : stratifications fines ; laminations oblique ou parallèles, stratifications entrecroisées bidirectionnelles et unidirectionnelles ; flasers glissements, intens bioturbation figures de dessiccation dans les argiles (argiles d'Oued Mya et d'In Aménas) ;

- Séquence de type coarsening-up suivi d'un affinement sans limites définies.
 - b. Réponses et caractéristiques diagraphiques
 - Forme en cylindre et en cloche (rétrogradation) ou en entonnoir (progradation)
 - Nombreux pendages indiquant plus au moins le même azimut ;
 - Contact inférieur des argiles (pendagemétrie) est soudain et abrupt, contact supérieur graduel.

Les formes cylindriques dentelées correspondent à des chenaux en tresses ; chenaux de marées ou à ces dépôts de glissement sous-aquatiques.

La séquence en entonnoir est caractéristique du milieu ou de l'environnement deltaïque ; elle se traduit par un grossissement vers le haut (coarsening-up) caractérisant un processus de progradation ou des dépôts sous-aquatique de front de delta.

2. Synthèse séquentiel

Les deux sondages OKJ-11 et OKJ-21, nous a montre une succession des cortèges détritiques controlés par la paléogéographie et l'hydrodynamisme qui donne finalement deux unités sédimentaire détritiques séparées par une surface d'érosion.

A travers l'analyse électroséquentielle, on a constaté un environnement fluvatile de type méandriforme pour l'unité T1, marquée de point de vue diagraphique par une limite supérieure graduelle et inférieure abrupt. Ce résultat est argumenté par la présence des bancs massifs des grès forment un chenal fluvatile à la base et des argiles au sommet. (B.SALAH, 1994)

Un environnement fluvatile de type anastomosé était constaté pour l'unité T2, justifié par une séquence rythmique des grès fin à très fin, et des argiles indurées parfois silteuses. (B. SALAH, 1994)

Le découpage séquentiel montre plusieurs séquences génétiques d'ordre 1, et deux séquences positive d'ordre 2 et une séquence d'ordre 3 dans l'ensemble de trias argilo-gréseux supérieur.

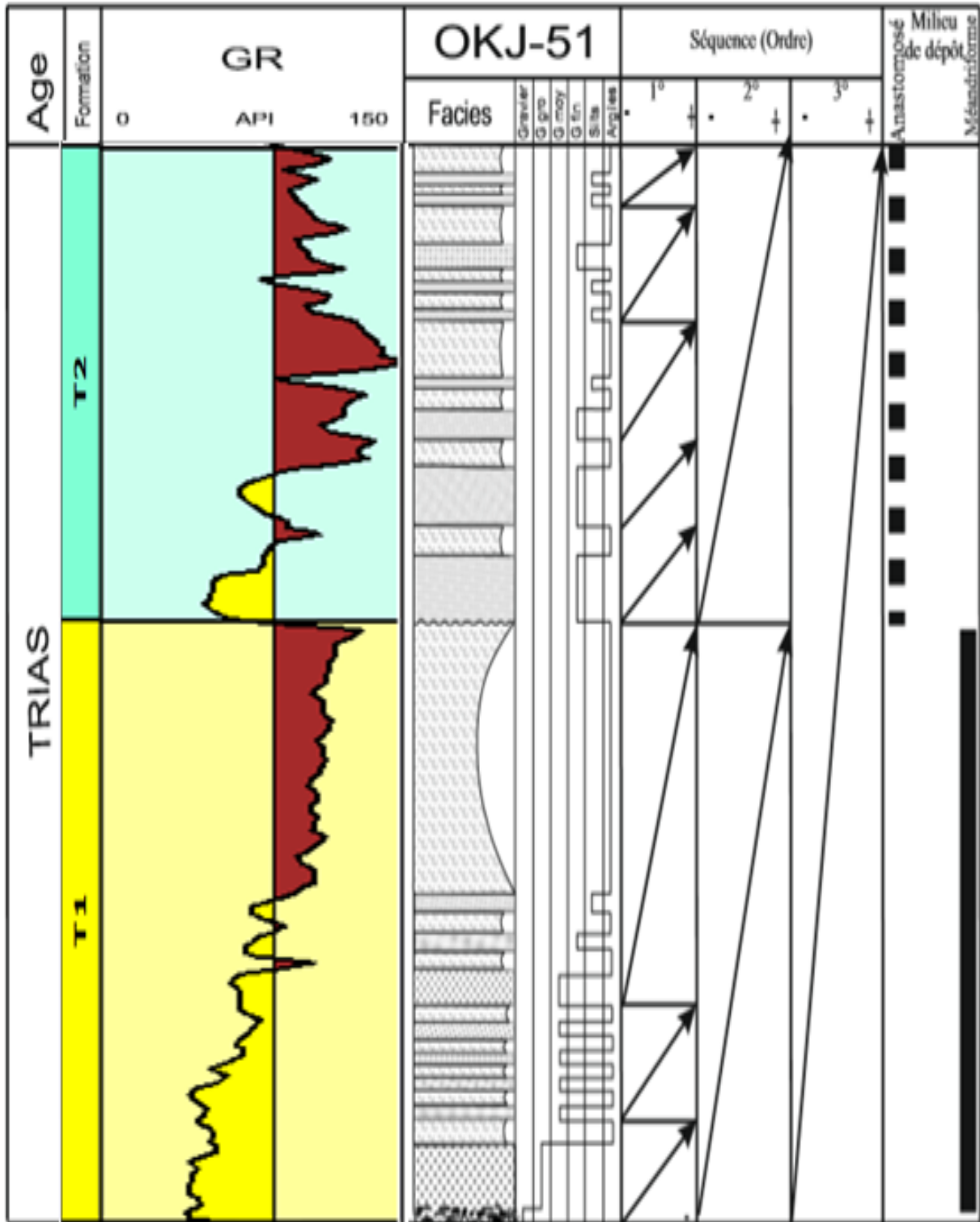


Figure 28 : Découpage séquentiel du puits OKJ-51.

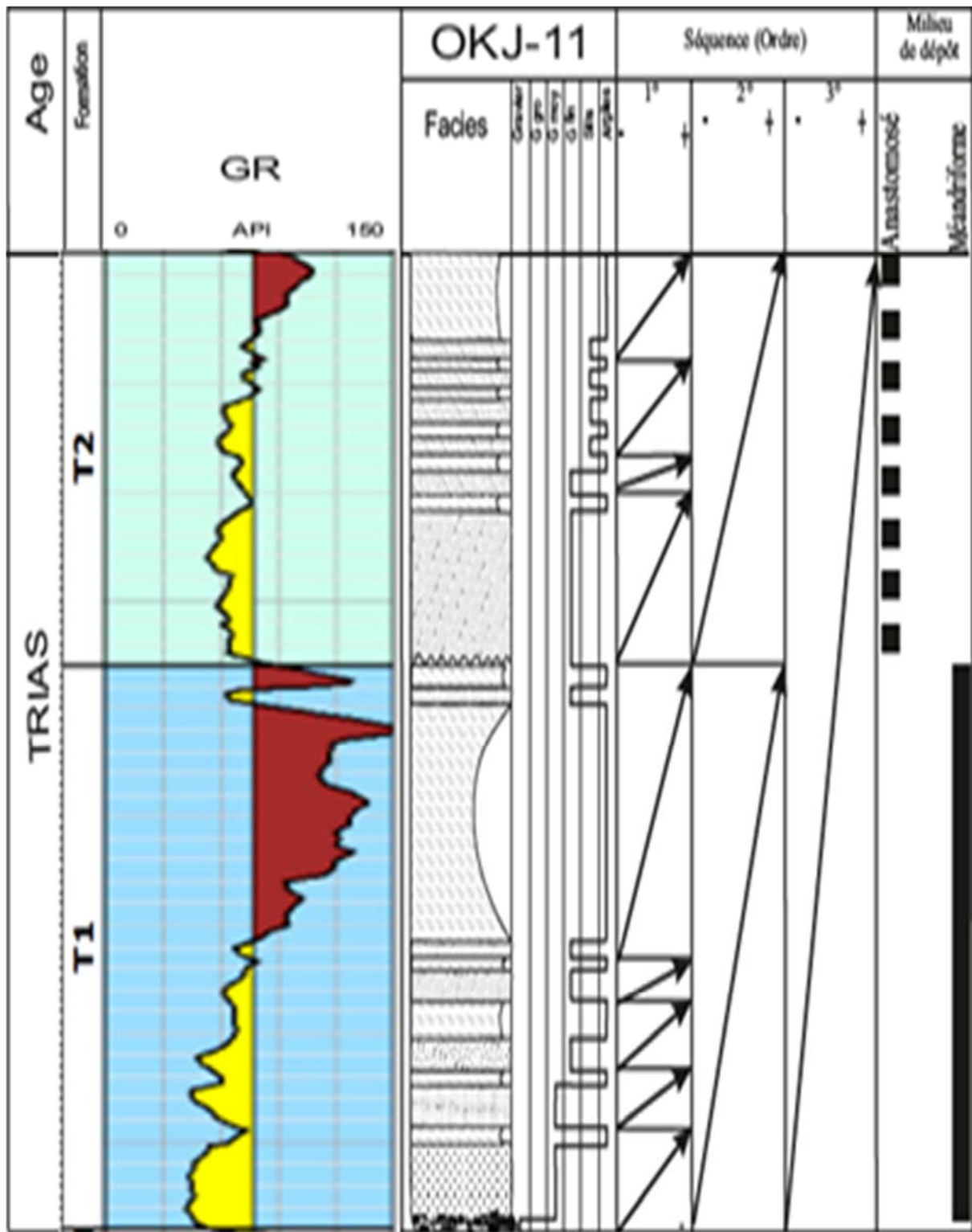


Figure 29 ; Découpage séquentiel du puits OKJ-11

CONCLUSION

Le trias argileux-gréseux supérieurs de bassin d'oued M'ya dans la région de Houd Berkaoui Nord-Est ; représenté par deux séquence sédimentaire à une tendance transgressive de type fluviatile méandre forme déposé sur un produit volcanique à la base et anastomosé au sommet avec une limite sommitale marquée par un paléosol sous l'effet d'un arrêt de sédimentation.

Une limite nette à été constatée sépare l'unité T1 par rapport l'unité T2, Cette discontinuité de type érosive marqué par un changement de faciès.

Le découpage séquentiel montre que le trias argilo-gréseux supérieur correspond une séquence positive a une tendance transgressive d'ordre 3.

CHAPITRE IV :
ETUDE PETROPHYSIQUE ET
CARACTERISATION DU
RESERVOIR

I. INTRODUCTION

L'analyse pétrophysique d'un réservoir est un outil indispensable pour connaître son intérêt pétrolier.

Cette méthode est basée essentiellement sur l'interprétation des différentes signatures électriques et l'analyse physique des carottes.

II. L'ANALYSE QUALITATIVE et QUANTITATIVE DU RESERVOIR

A- L'analyse qualitative

1. Découpage du réservoir

Le découpage du réservoir sert à bien définir les unités gréseuses et éliminer les bancs Argileux. Traditionnellement dans notre zone d'étude, on a cinq unités gréseuses, séparées entre elles par des bancs argileux généralement d'ordre métrique.

A noter que lorsque nous utilisons les logiciels ; le découpage se fait automatiquement Par le Cut-off de Vsh ($V_{sh} < 40\%$).

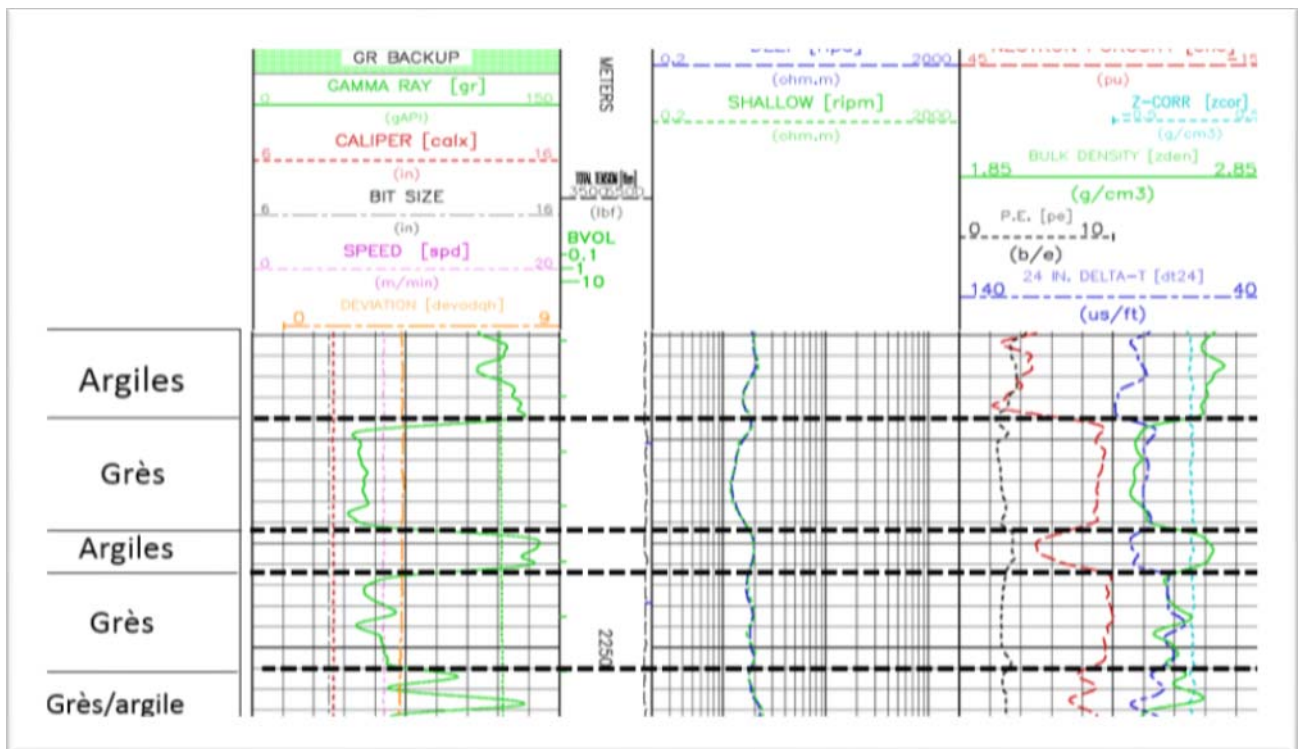


Fig 30. : Découpage lithologique d'un enregistrement diagraphique.

2. Les fluides du réservoir

Les fluides de réservoir peuvent être déterminés par deux méthodes; soit par l'observation directe sur le log de résistivité, soit par l'échantillonnage (Sampling) avec l'outil de mesures de pression et d'échantillonnage (MDT, RDT).

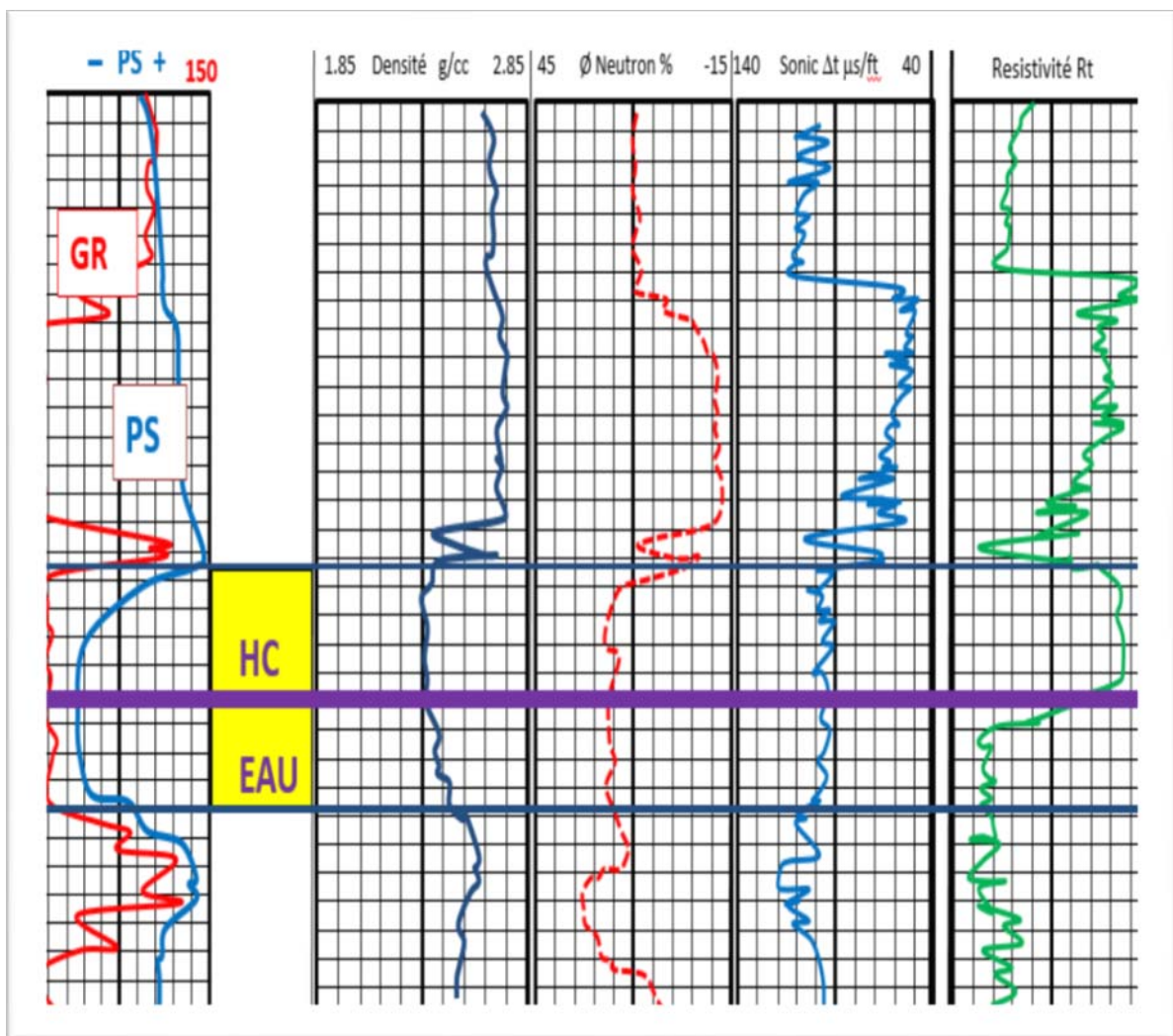


Fig. 31 : Détermination du contact huile/eau par les diagraphies électriques.

B. Analyse quantitative

La pétrophysique est la discipline qui étudie les propriétés physiques des roches en termes pétroliers, le V_{sh} , la porosité, la perméabilité et les mécanismes de drainage des fluides saturant le milieu poreux. L'apport particulier de celle-ci consiste en une meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement dynamique des réservoirs.

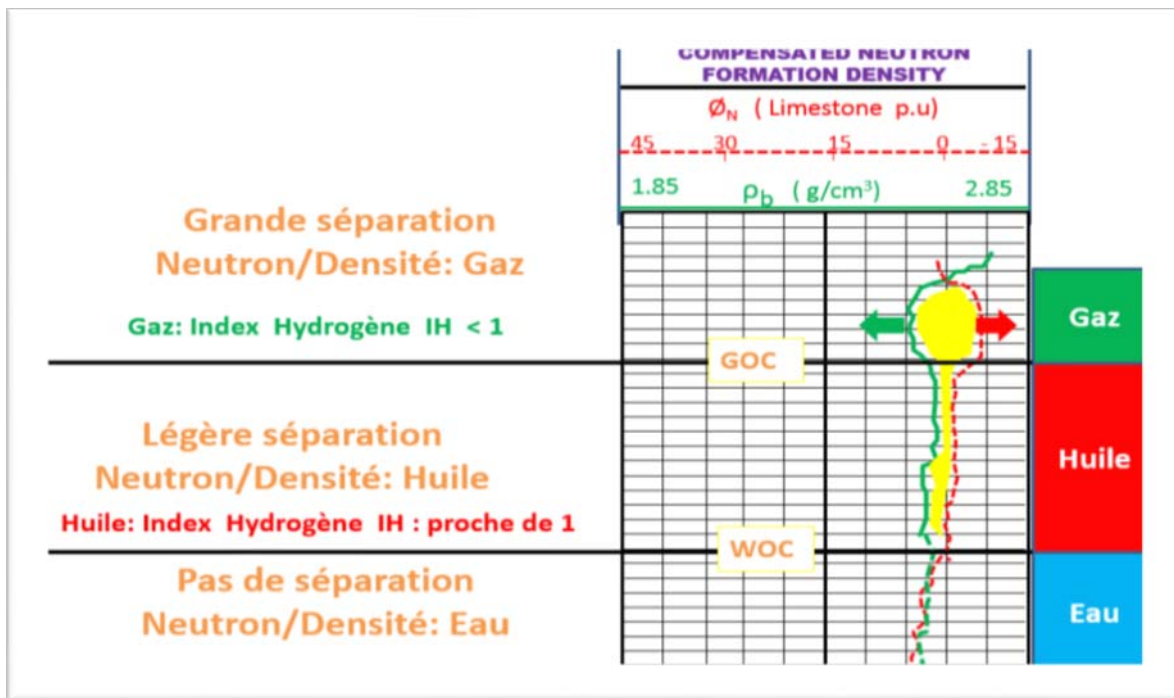


Fig. 32 : Détermination du contact huile/eau par les diagraphies Neutron-densité.

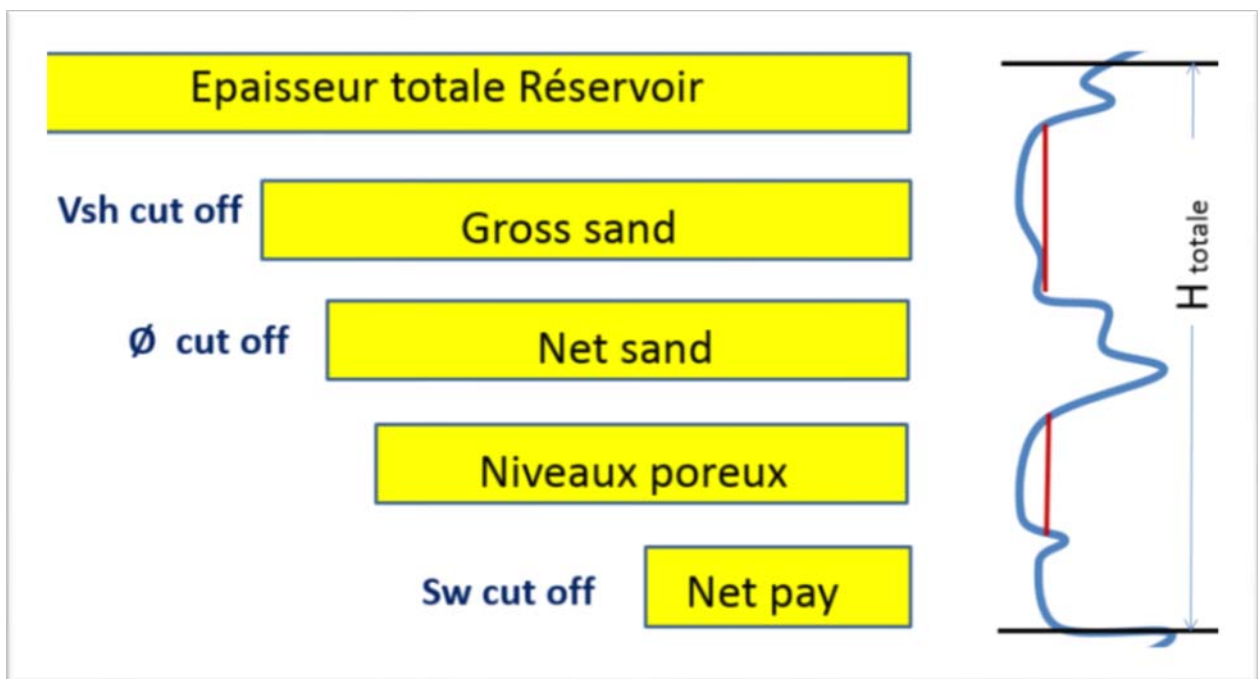


Fig. 33 : Les différentes étapes de l'analyse quantitative.

1. Le volume d'argile (Vsh)

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

Le Vsh est un paramètre indispensable dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet de déterminer le type de réservoir ; argileux ou propre.

Généralement on distingue trois types d'argile :

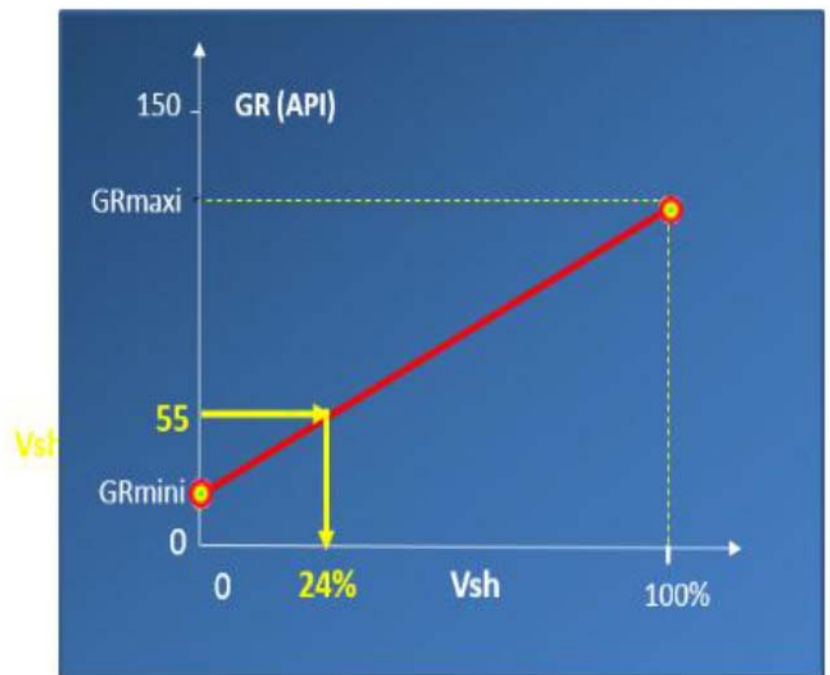
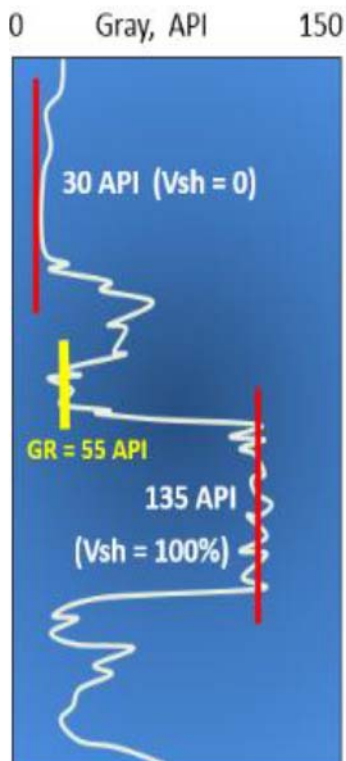
- Argile laminée: il s'agit des bancs mm à cm d'argile inclus dans les bars gréseux ;
- Argile dispersée: On peut trouver dans le réservoir comme des argiles qui adhèrent aux grains ou occupe partiellement les pores.
- Argile structurale : Elle se présente sous formes de nodules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice.

1.1. Calcul de l'argilosité du réservoir (Vsh)

A l'aide des courbes de GR, on peut calculer le Vsh suivant la formule au-dessous :

GRmini = 30 API, Vsh = 0

GRmax = 135 API, Vsh = 100%



$$Vsh(GR) = \frac{GRlu - GRmini}{GRmax - GRmini} = 24\%$$

- GR_{lu} : lue directement sur la courbe de GR ;

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

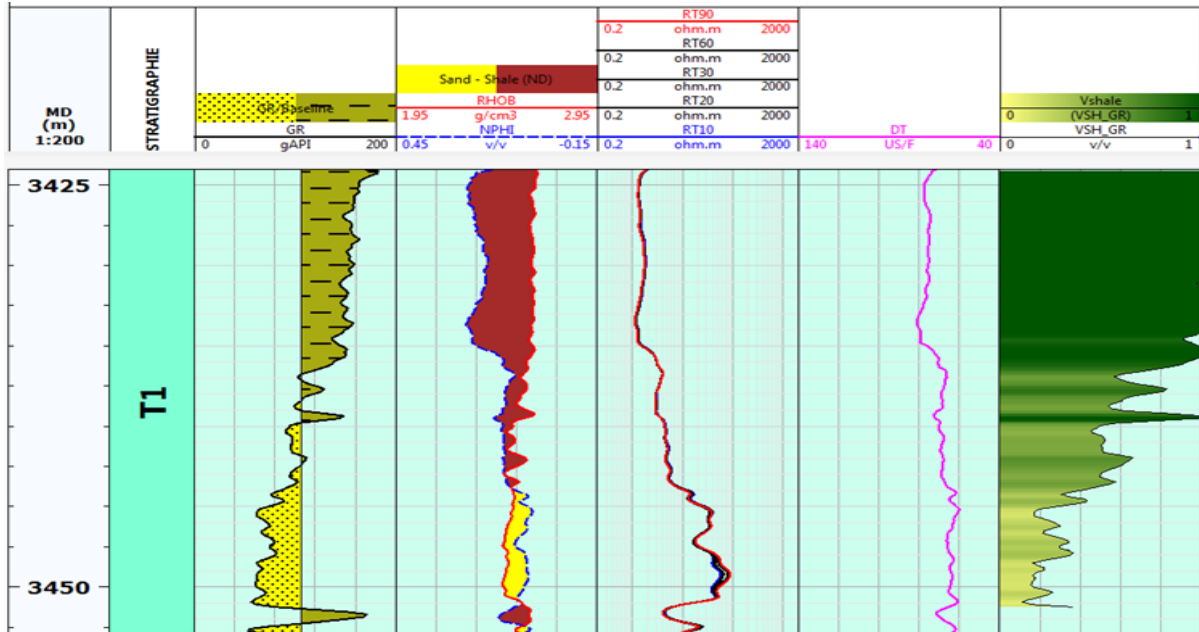


Fig. 34 : Calcul le Vsh par Techlog.

2. La porosité au sens pétrolier

Selon le langage des pétroliers, on a trois types de porosité pour caractériser un réservoir :

- **Porosité secondaire** (fractures, dissolution) : porosité résultant des changements post-sédimentaires qui peuvent augmenter ou diminuer la porosité initiale du réservoir (une dissolution peut créer des vides comme elle peut déposer des précipités obturant la porosité) ;
- **Porosité utile (effective)** : pores connectés contribuant à l'écoulement du fluide en place ;
- **Porosité totale** : porosité utile (pores connectés) + pores non connectés.

2.1 Calcul de la porosité

On peut mesurer la porosité par deux méthodes :

- **Mesure directe** : au laboratoire par le proximètre, mais par cette méthode on peut mesurer uniquement le volume des pores connectés.
- **Mesure indirecte** : on utilise les outils de diagrapie, parmi lesquels ; le Neutron (\emptyset NPHI), densité (\emptyset RHOB) et sonique (\emptyset DT).

2.2 Détermination de la porosité du réservoir

a. Porosité Neutron : cette porosité on peut la lire directement sur le Log de Neutron.

b. Porosité sonore : cette porosité est très efficace dans les réservoirs fissurés, et correspond la porosité secondaire

$$\Delta t = (1-\phi) \cdot \Delta t_{ma} + \phi \cdot \Delta t_f$$

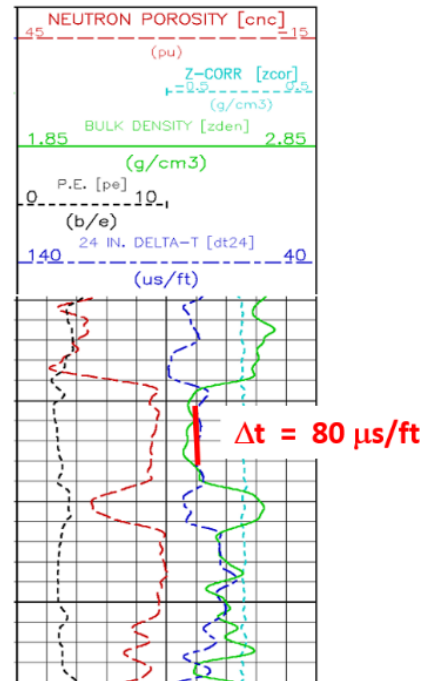
Δt = valeur lue sur le log = **80 μ s/ft**

Δt_{ma} = Selon la lithologie = **53 μ s/ft**

Δt_f = 189 μ s/ft pour filtrat boue douce

Δt_f = 185 μ s/ft pour filtrat boue salée

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} = 20\%$$



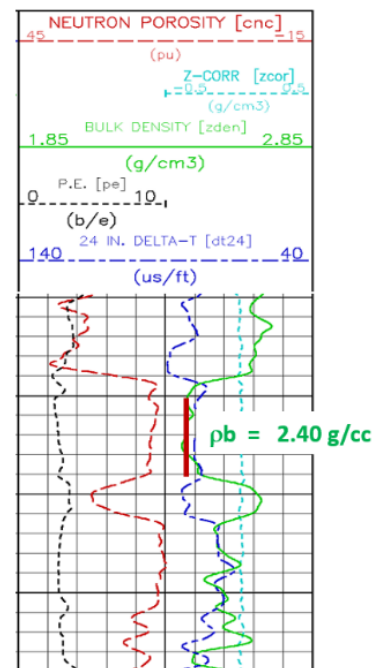
c. Porosité densité : Cette porosité est toujours dépendante de la géométrie des puits et est sensible aux endroits cavés (Bad hole)

:

ρ_{ma} : densité de la matrice = **2.65 g/cc**

ρ_f : densité du filtrat de boue = **1.1 g/cc**

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} = 16\%$$



NB : la meilleure porosité électrique est généralement la combinaison de porosité Neutron-densité (PHI ND), et représente la porosité la plus proche à la porosité des carottes.

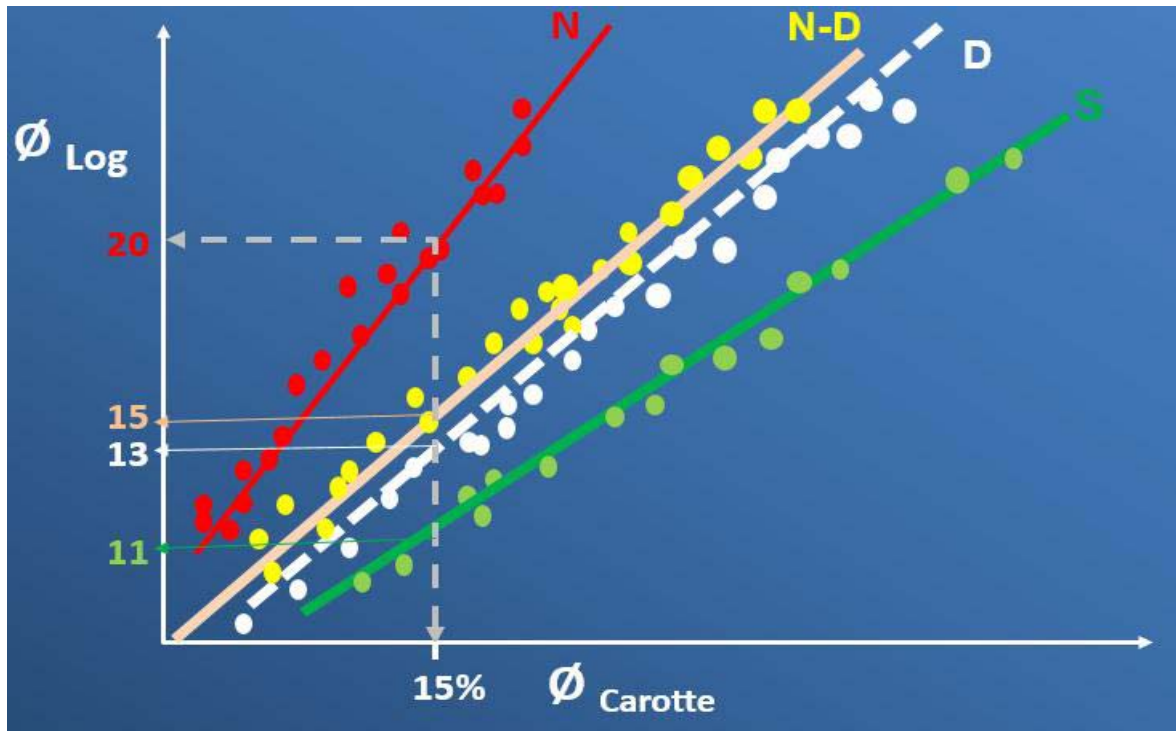


Fig. 35 : comparaison entre la porosité électrique et la carotte

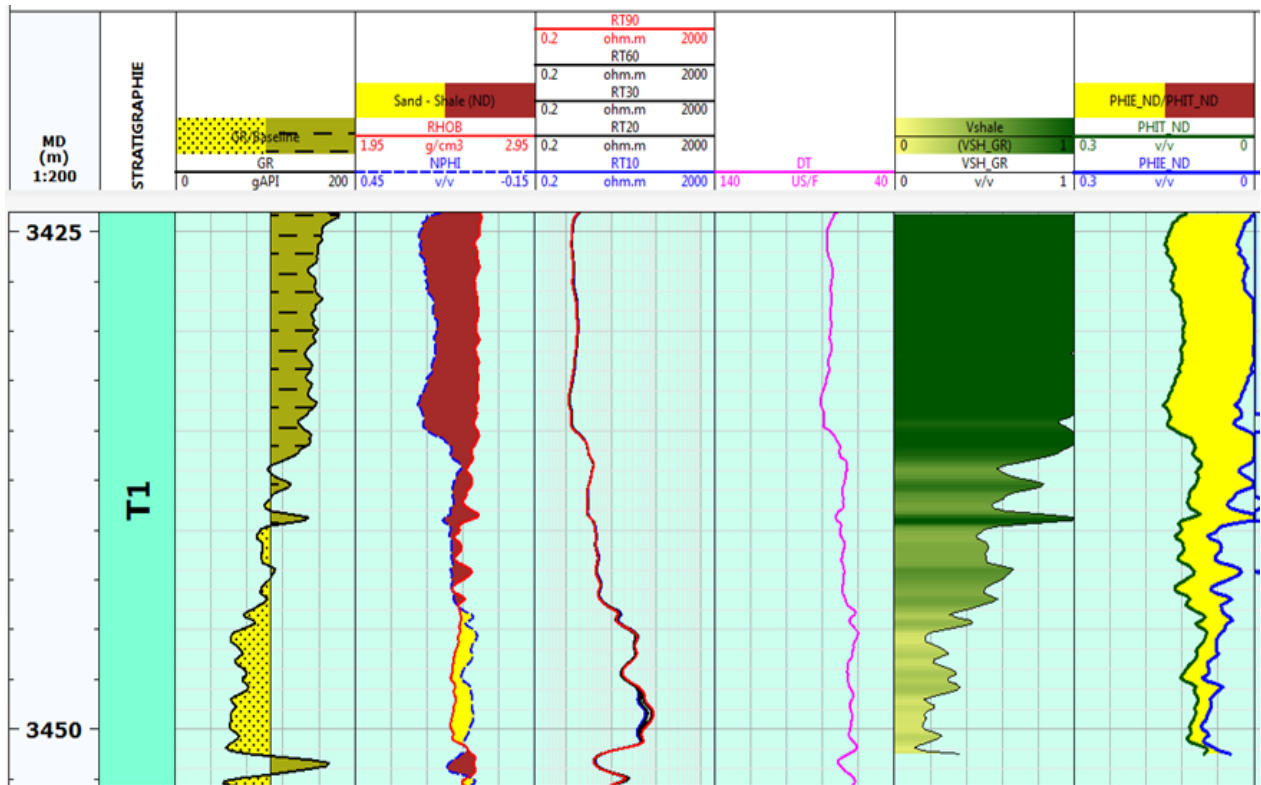


Fig. 36 : Calcul de la porosité par Techlog

3. La saturation en eau (SW)

L'espace poreux d'un réservoir est fondamental pour une bonne évaluation des formations et la connaissance de la saturation et de la distribution des différents types d'eau dans la compréhension des mécanismes d'écoulement des fluides lors de la production. Dans ce cas, on a plusieurs types d'eau dans le réservoir en fonction de la forme et du volume poreux :

- **Eau fossile (*connate water*)**: Eau piégée dans les pores de la roche durant le dépôt de cette roche. Eau dense et salée comparativement à l'eau de mer. Sa composition chimique peut changer durant l'histoire géologique du milieu.
- **Eau de formation (ou interstitielle)** : C'est une eau qui est présente dans l'espace poreux du réservoir et pouvant être mise en place après le dépôt du réservoir.
- **Eau liée (*Bound water*)**: eau entourant les grains de la matrice et qui ne peut pas se déplacer sous les conditions normales du réservoir. Elle est prise en compte par le log RMN. Ce

dernier mesure aussi toutes formes d'eau immobile (bound water, clay-bound water et capillary-bound water). L'eau liée est généralement associée aux surfaces des minéraux argileux (clay-bound water)

- **Clay-bound water**: c'est une eau qui est liée à l'argile, immobile, située à l'intérieur du réseau argileux ou sur sa surface. Elle n'occupe pas d'espace dans la porosité utile : c'est la différence entre la porosité totale et la porosité utile.

- **Eau capillaire (Capillary Water)**: essentiellement immobile, retenue dans les très petits pores, par les forces capillaires, entre les minéraux argileux et autour des contacts jointifs grain-grain.

- **Eau irréductible (irreducible water)**: La plus petite valeur de la saturation en eau (Swirr) qui reste dans les pores après envahissement du réservoir par l'huile ou le gaz.

- **Eau libre (free water)** : Eau mobile, occupant la macroporosité interconnectée du réservoir et qui peut se déplacer sous un gradient normal de pression. Elle n'est pas en contact avec les surfaces des grains de la roche. Sa mesure par le log RMN n'inclut ni les eaux capillaires ni les eaux des argiles (clay-bound water).

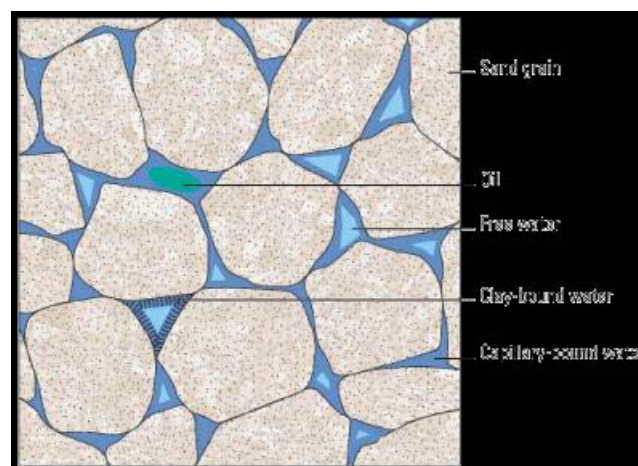


Fig. 36 : Schéma montrant les différents états de l'eau dans réservoir

3.1. Calcul de la saturation en eau (SW)

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour le calcul de la saturation en eau. Cette dernière est très sensible à la variation de R_w . Elle, dépend de tous les paramètres pétrophysiques et ramasse ainsi toutes les erreurs commises sur chacun des paramètres (M.Beghoul, 2013) :

$S_w = f(\emptyset, R_t, R_w, F, a, m, n, V_{sh}...)$: Loi d'Archie

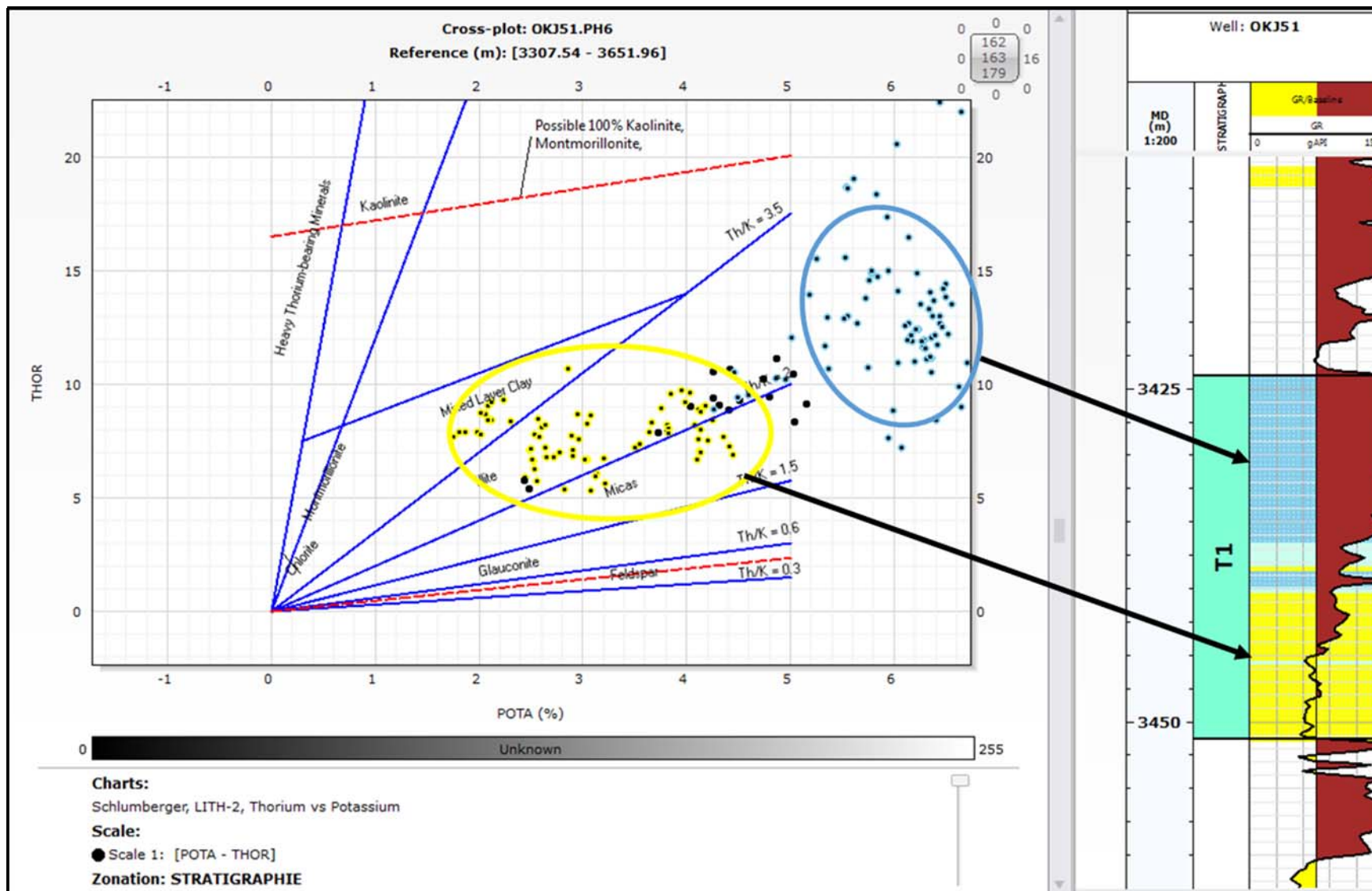
Paramètre	Signification	Relation	Type réservoir	a	m
a	Constante lithologique	$F = \frac{a}{\emptyset^m}$	Grès	0.62 ou 0.81	2.15 ou 2
F	Facteur de formation (Formation Resistivity Factor)	$F = \frac{a}{\emptyset^m}$	Grès compacte	1	2
m	Facteur de cimentation (exposant de porosité)	$F = \frac{a}{\emptyset^m}$	Calcaire	1	2
n	Exposant de la saturation en eau	$S_w^n = a * R_w / \emptyset^m * R_t$	Calcaire compacte	1	> 3
\emptyset	Porosité, %	$F = \frac{a}{\emptyset^m}$	Réservoir fracturé	1	< 1

4. Détermination de la lithologie du réservoir

La détermination de la lithologie représente un grand défi chez les géologues pétroliers, la meilleure méthode pour connaître bien le faciès de réservoir est le carottage.

La lithologie de base de réservoir peut représenter 70 à 80 % de la matrice globale et 20 à 30 % correspondent à des constituants divers (ciments, argiles, autres minéraux, etc.). La nature lithologique moyenne du réservoir peut être approchée à l'aide des plots appropriés tels : *Neutron-Densité*, *Neutron-Sonique*, etc.

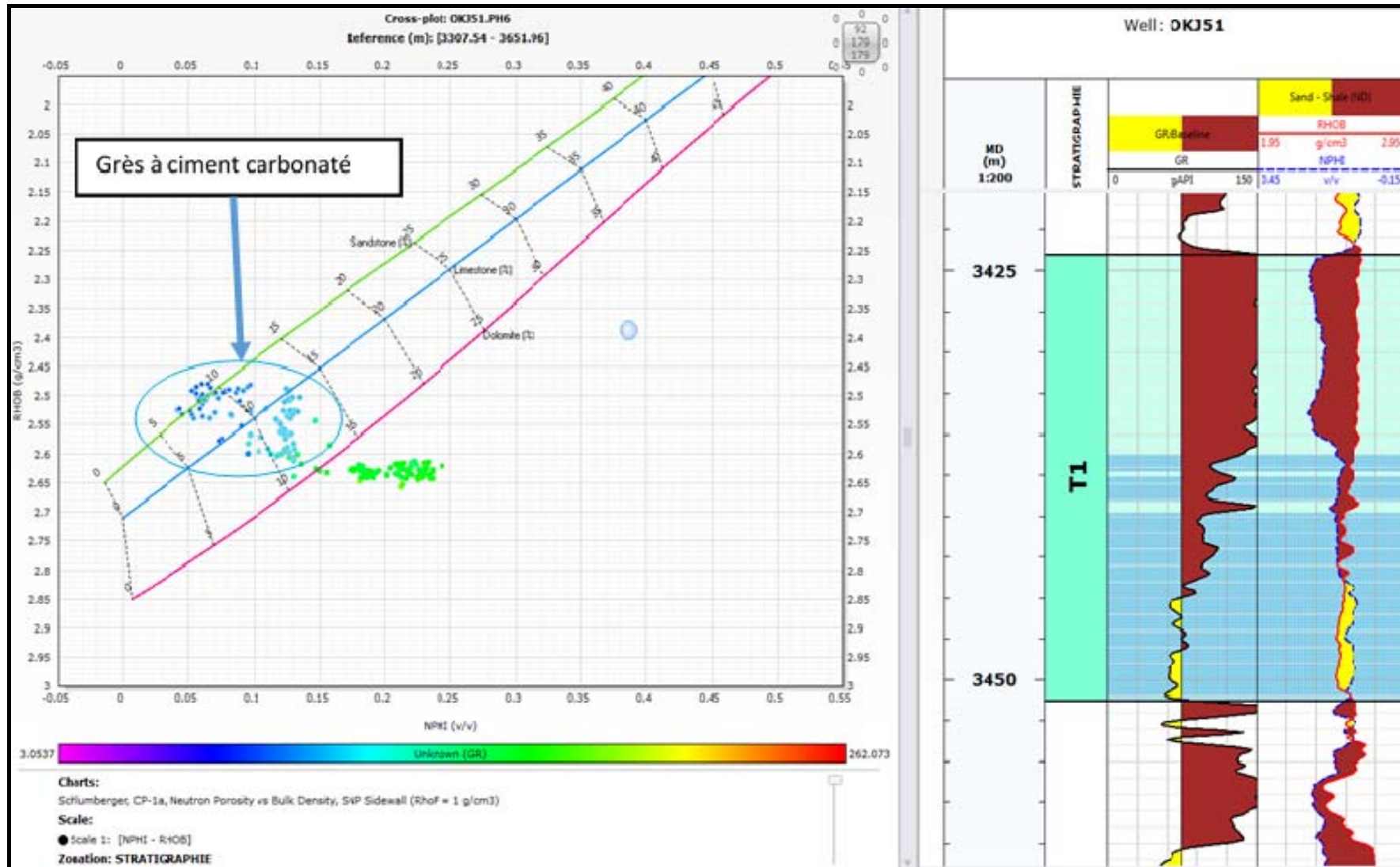
ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR



ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

Fig. 37 : Schéma montrant la détermination du type d'argile du réservoir

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR



ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

Fig. 37 : Schéma montrant la détermination du type de ciment du réservoir

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

C. RESULTATS DE L'INTERPRETATION

Après analyse qualitative et quantitative et l'utilisation des outils nécessaires pour l'interprétation des différents enregistrements électriques, on a conclu les résultats suivants inclus dans le tableau n° 02 :

WELL	X coord	Y coord	Ep Total T1	Ep grès T1	VSH	PHIE	SW	H U	
OKJ-13	693 297,18	3 528 002,12	25	10,975	5	5,1	48,88	7,5	
OKJ-11	693 932,17	3 526 691,24	11,50	11,35	10,5	14,80	16,5	11,35	
OKJ-101	692 243,72	3 525 783,33	26	8	14,52	11,37	30,99	12,5	
OKJ-31	695 415,07	3 525 067,47	11	12	24	12,7	22,5	8	
OKJ-52	698 480,99	3 527 572,00	28	16,17	23,8	12,4	25,6	14,63	
OKJ-51	697 837,80	3 525 704,20	28	8,6	8,1	8,7	24,2	5,49	
OKJ-41	696 688,95	3 524 850,55	33	16,51	14,2	9,9	21,8	11,84	
OKJ-40	697 277,09	3 523 805,75	34	12,54	2,1	13,8	26,2	12,79	
OKJ-01	691 752,17	3 525 434,65	14	8	24,4	12,7	36,8	3	
OKJ-10	693 038,67	3 524 230,17	16	8	12,4	14,2	22,7	5,93	
OKJ-12	693 215,72	3 525 429,74	18	8	16,6	9,2	26	7	
OKJ-24	694 305,40	3 528 657,34	22	10,6	6,3	12,8	46,4	10,6	
OKJ-311	696 117,73	3 525 970,57	29	9,3	11,4	13,9	17,6	8,15	
OKJ-312	696 563,72	3 526 993,93	28	14,13	6,6	13	17,1	13,65	
OKN-660	699 369,62	3 522 075,00	25	9,86	11,3	10,30	20,2	9,32	
OKN-47	697 233,94	3 522 915,81	8	4,50	9,4	9,10	18,3	4,27	
OKN-55	698 024,46	3 520 262,43	17,5	10,00	1,8	7,60	39,5	2,44	
OKN-56	697 719,20	3 521 044,93	32	10,00	6	10,70	42	3,81	
OKN-63	696 379,53	3 521 718,90	22	T1 argileux					
OKN-451	697 723,42	3 519 648,19	29	17,50	10,5	11,70	27,7	13,2	
OKN-116	693 530,36	3 522 029,94	29	0	8,05	12,1	19,1	10	
OKN-25	693 595,37	3 520 560,75	28,5	14,00	5,875	9	31,80	7,00	
OKN-15	693 014,43	3 520 141,03	24	10	3,7	8,5	42,9	2,8	
OKN-251	695 023,52	3 520 573,25	21	10	3,8375	9,6	42,45	3,305	
OKM-883	690 537,07	3 524 040,22	29,5	14,22	24,1	10,70	29,2	10,21	
OKM-881	692 138,26	3 524 434,18	20	15,00	16	13,50	14,8	8	
OKN-31	693 364,79	3 517 779,49	11	12	4	11	37	7,5	
OKN-20	694 057,83	3 523 518,93	32	14	8,025	6	20,9	13,8	

Tableau n° 02 : tableau récapitulatif des résultats de l'interprétation diagraphique par Techlog.

1. Cartes en isopaques

1.1. Carte en isopaques d'épaisseur totale de T1

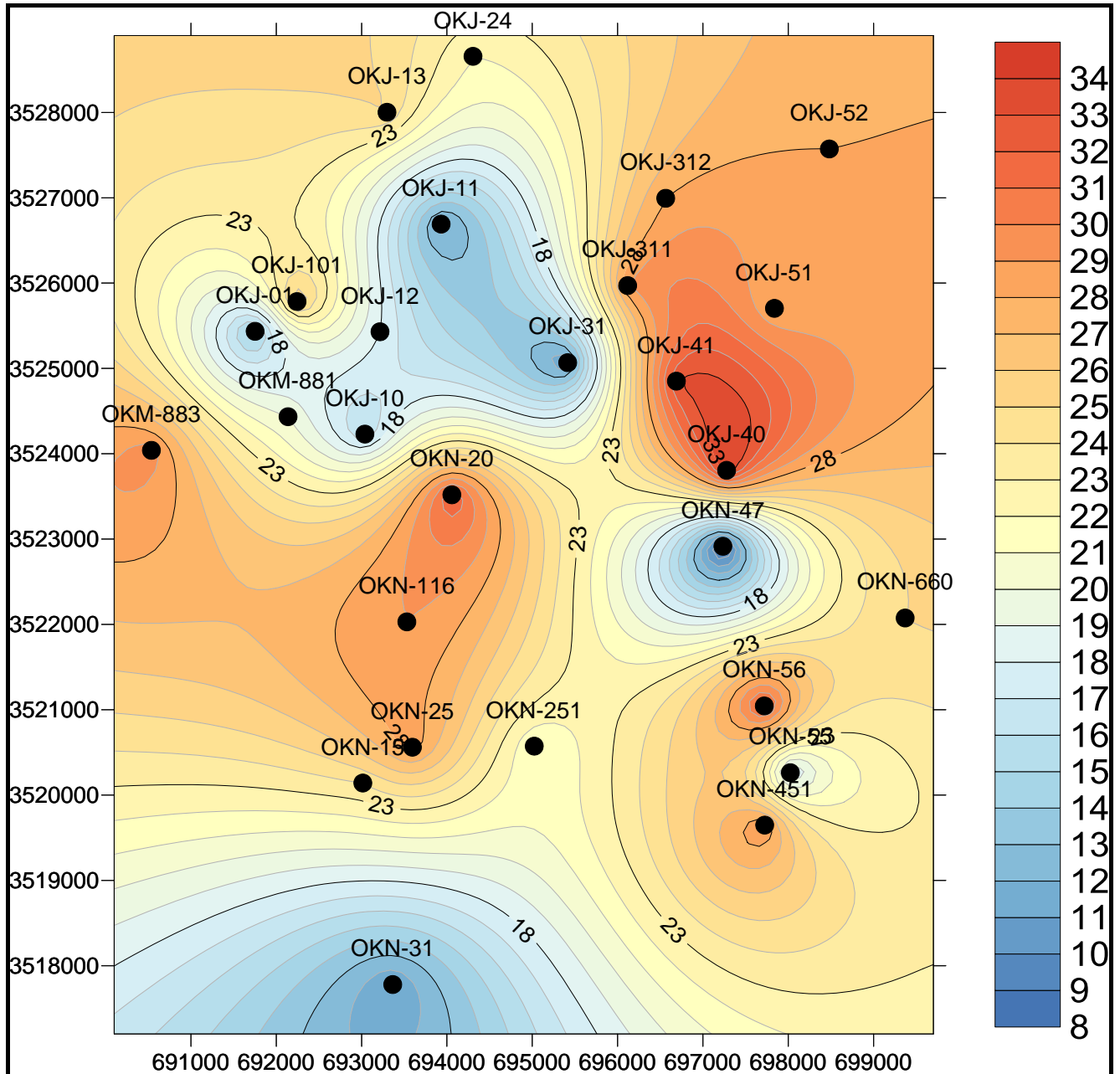


Fig. 38 : Carte en isopaques d'épaisseur de T1

La carte en isopaques d'épaisseur de T1, montre une certaine hétérogénéité des épaisseurs de réservoir T1, où le maximum est engendré dans la partie nord-est et le minimum dans la partie centrale et l'extrémité sud de la carte.

1.2. Carte en isopaques d'épaisseur de grès de T1

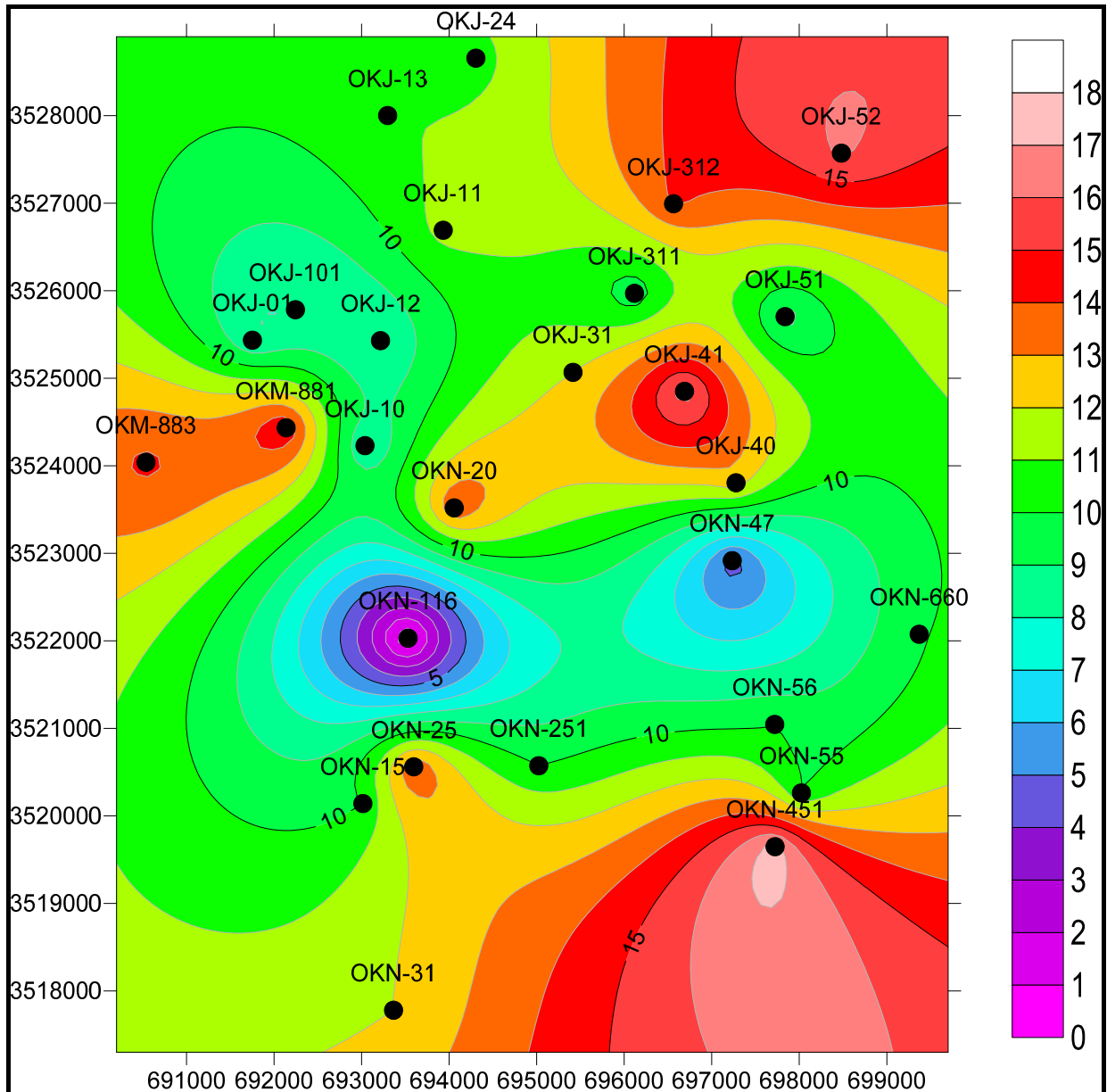


Fig. 39 : Carte en isopaques d'épaisseur de grès de T1.

La carte en isopaques d'épaisseur de grès de T1, montre une variation des épaisseurs entre 0 m qui représente un réservoir complètement argileux et 18 m dans l'extrémité nord/nord-est et l'extrémité sud/sud-est. Il faut noter que l'épaisseur de grès de réservoir contrôle d'une façon directe la productivité d'hydrocarbures.

2. Carte isovaleurs des paramètres pétrophysiques

2.1. Carte en isovaleurs de volume d'argile de réservoir T1 (VSH)

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

La carte isovaleurs de volume d'argile (VSH), montre que la partie sud de réservoir est caractérisée par une faible argilosité, par contre la partie ouest correspond à des valeurs élevée de VSH, celle-ci est interprétée par le cheminement de réseaux fluviatile et la variation horizontale d'énergie.

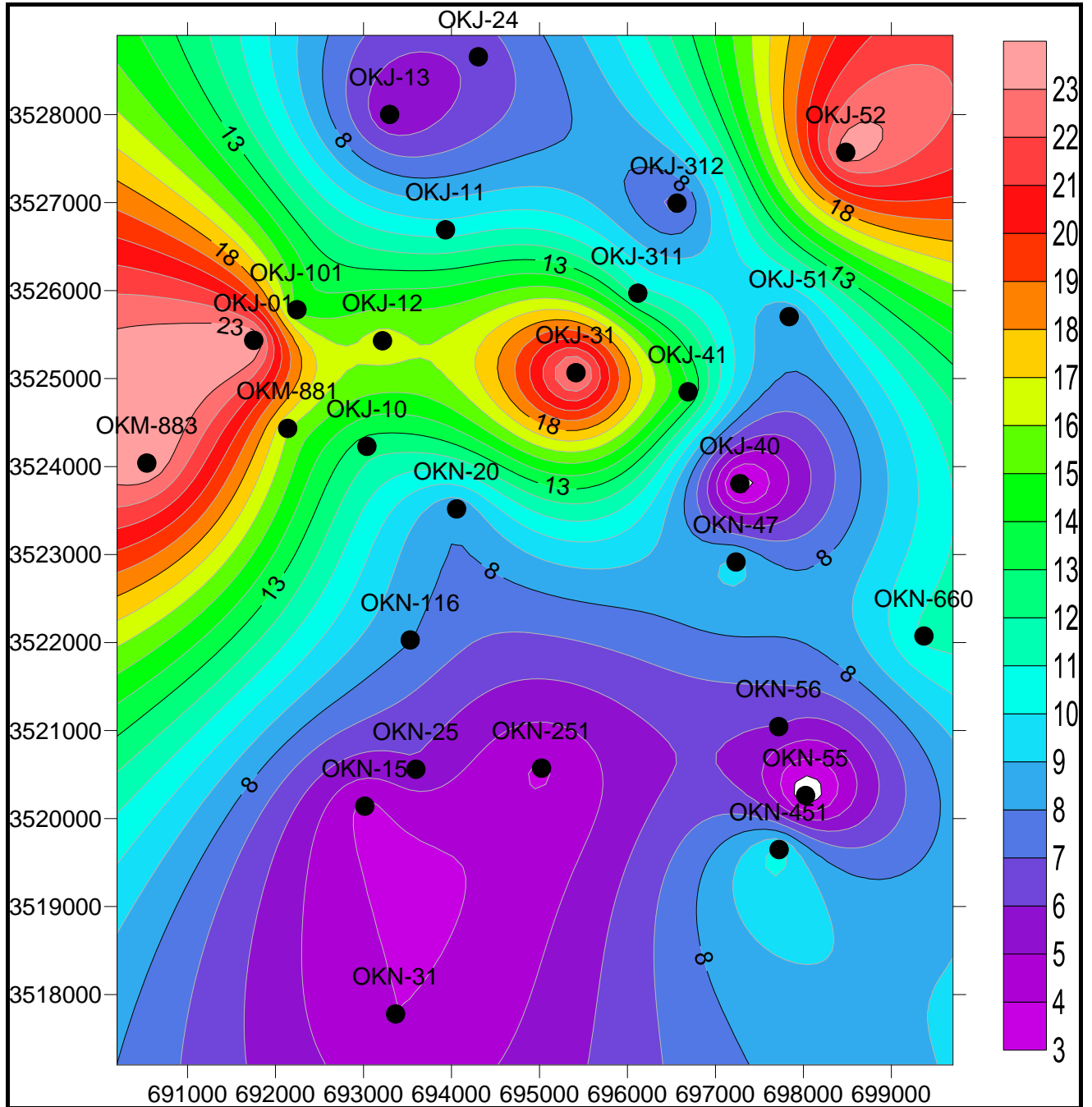


Fig. 40 : Carte en isovaleurs de volume d'argile de réservoir T1 (VSH)

2.2. Carte en isovaleurs de porosité effective du réservoir T1 (PHIE)

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

La carte en isovaleurs de la porosité effective du réservoir T1 montre certaine stabilité des valeurs avec une variation vers le Nord de la carte. Cela est interprété par le volume d'argile qui diminue l'effectivité de la porosité sachant que la porosité utile est liée avec d'autres facteurs tels que la taille des grains et leurs classements.

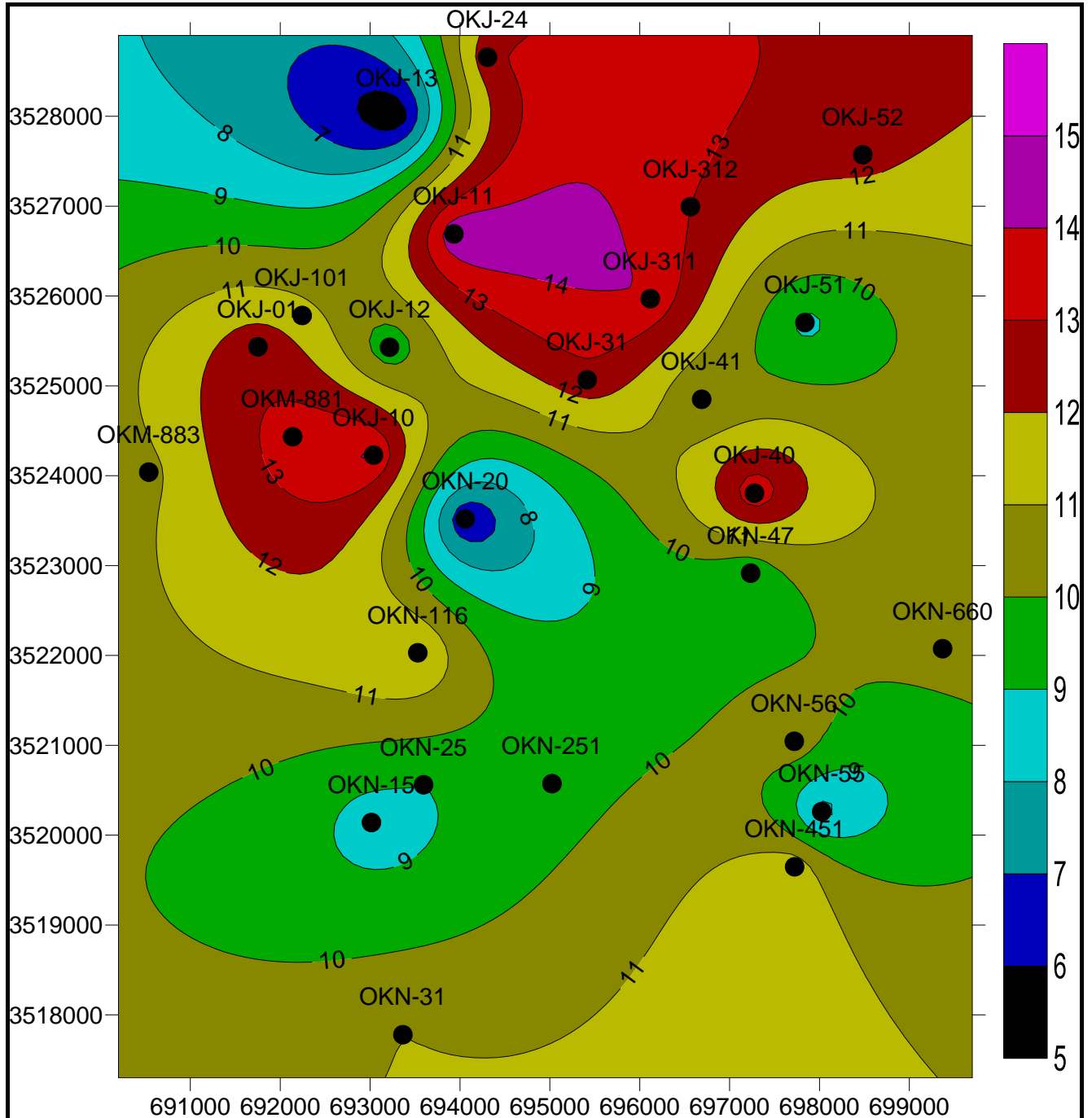


Fig. 41 : Carte en isovaleurs de porosité effective de réservoir T1 (PHIE)

2.3. Carte en isovaleurs de la saturation d'eau de réservoir T1 (SW)

ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR

La carte en isovaleurs de saturation d'eau du réservoir T1 montre une inondation partielle de réservoir vers les extrémités de la carte, cette appréciation confirme la position structurale de la zone centrale de la carte, sachant que le plan d'eau n'est pas rencontré dans cette zone. Par contre la partie centrale correspond au sommet de la structure des valeurs plus faibles.

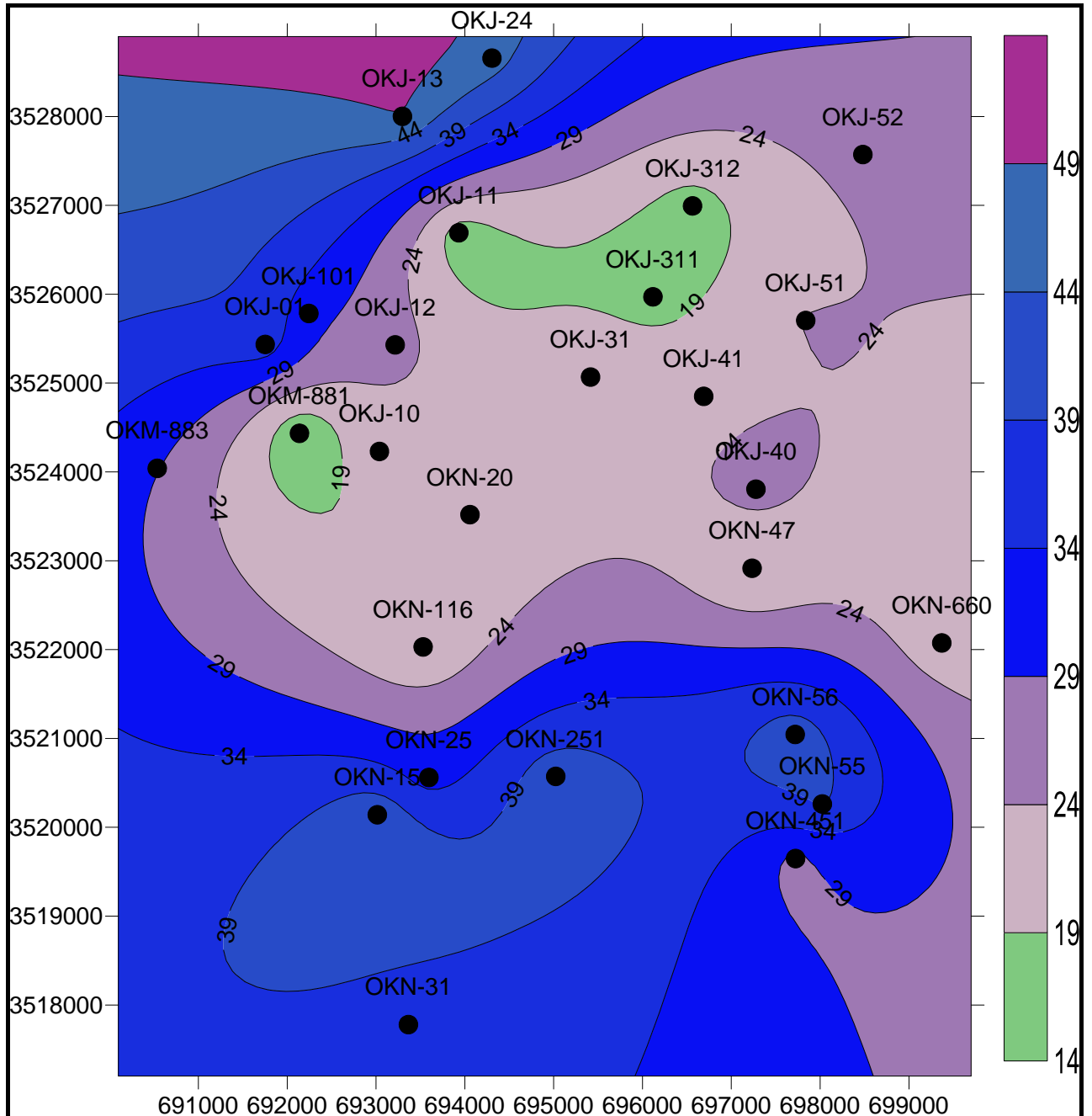


Fig. 42 : Carte en isovaleurs de saturation d'eau de réservoir T1 (SW)

2.3. Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile de réservoir T1 (HU)

Fig.43. Carte en isovaleures de l'épaisseur utile de réservoir T1 (HU)

III. CONCLUSION

D'après tout ce qui précède on peut conclure que le réservoir triasique supérieur T1 est une unité stratigraphique combinée à la base par des grès qui représente l'ensemble utile et un paquet d'argile représentant la couverture du réservoir.

L'analyse qualitative faite par les différentes Cross-Plot, montre que le réservoir T1 de type Sandstone (Quartz) à un ciment carbonaté avec une matrice argileuse de type illite.

L'analyse quantitative du réservoir avec les différents paramètres pétrophysique tel que VSH PHIE et SW montre que notre zone d'étude est un réservoir imprégné par l'huile avec une inondation partielle vers les extrémités de la zone d'étude Haoud berkaoui nord- est

On peut ajouter aussi que le comportement pétrophysique est plus ou moins moyen à bonne, parfois médiocre vers l'extrémité sud-est.

Enfin du point de vue pétrolier, notre secteur d'étude Haoud berkaoui nord- est représente une potentialité exploitable à intérêt pétrolier important.

Conclusion générale

Le Trias deltaïque argilo-gréseux de la région de Houd Berkaoui Nord-Est, représente un intérêt économique très motivant, à cet effet plusieurs études géologiques ont été réalisées afin de caractériser leurs critères sédimentologique et structural. D'après ce présent travail et du point de vue sédimentologique, on conclut qu'il s'agit d'une séquence positive à tendance transgressive.

Ce résultat a été interprété à partir de l'analyse des signatures diagraphiques, accompagnées de corrélations lithologiques des carottes étudiées. L'évolution des épaisseurs du Trias supérieur de la région étudiée montre que la sédimentation était contrôlée uniquement par des facteurs climatique, hydrodynamique et la paléo géographique.

A la lumière de tout ce qui précède, on peut conclure que le Trias argilo-gréseux supérieur de Houd Berkaoui Nord-Est peut jouer le rôle d'un réservoir pétrolier exploitable (Back-up).

A cet effet, nous apportons la recommandation suivante;

- Il est nécessaire et utile de dresser une étude pétrophysique afin de localiser les zones exploitables du faciès en question.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

AIT- SALEM H. (1990)- Le Trias détritique de l'Oued Mya (Sahara Algérien) ; sédimentation estuarienne, diagenèse et porogenèse et potentiel pétrolières. *Thèse de Doc. Univ.* CLAUDE BERNARD LYON I.

BAYARASSOU S. (1994)- Etude dynamique du Trias et du Lias du bassin de l'Oued Mya (Sahara Algérien). *Thèse de Doc. Univ.* CLAUDE BERNARD LYON I.

BEGHOUL M. (2013)- Interprétation des diagraphies Pack II.3. Séminaire (IAP. Boumerdes).

BEKKOUCHE D. (1992)- Le Silurien supérieur- Dévonien inférieur du bassin de Ghadamès (Sahara Oriental Algérien) : Lithostratigraphie ; sédimentologie et diagenèse des réservoirs gréseux. *Thèse de Doc. Univ.* JOSEPH FOURIER- GRENOBLE I.

BEICIP. (1992)- Etude des accumulations de Berkaoui et de Benkahla. Tome I.

BEICIP- FRANLAB. (2012)- Plan de développement et optimisation de Haoud B ERKAOUI

**LISTES
DES FIGURES**

Liste des figures

Fig. 1 : Situation géographique de la région d'étude.....	
Fig. 2 : Situation géographique du secteur d'étude.....	
Fig.3 :Situation géologique de bassin d'Oued Mya.....	
Fig.4 :Colonne lithostratigraphique du bassin d'Oued Mya.....	
Fig.5. :Evolution de la dépression de l'Oued Mya et ses environs.....	
Fig.6 :Les différentes phases tectoniques qui subit le bassin d'Oued Mya.....	
Fig.7 : Situation géologique de Houd Berkaoui.....	
Fig.8 : La colonne lithostratigraphique de la série triasique du secteur d'étude.....	
Fig.9 : Une coupe du modèle de Trias.....	
Fig.10 : Carte de position des puits du secteur d'étude.....	
Fig.11 : Carte en isobathes au toit de la discordance hercynienne.....	
Fig.12 : Carte en isobathe au toit du Trias Salifère.....	
Fig.13 : Carte isopaque de la série inférieur.....	
Fig.14 : Carte en isopaque de la série intermédiaire.....	
Fig.15 : Carte en isopaques de TAGS (T1+T2).....	
Fig.16 : Carte isopaques du l'argile inférieure.....	
Fig.17 : Carte en isopaques du Trias argilo-salifère.....	
Fig.18 : Carte de position des profils de corrélation A et B.....	
Fig.19 : Corrélation entre les puits du profil A.....	
Fig.20 : Corrélation entre les puits du profil B.....	
Fig.21 : Classification des Electrofaciès d'après la forme des courbe de Gamma-ray.....	
Fig.22 : Electrofaciès de la série inférieure	
Fig.23 : Electrofaciès de la série éruptive.....	
Fig.24 : Electrofaciès de l'unité T1.....	
Fig.25 : Electrofaciès de l'unité T2.....	
Fig.26 : Electrofaciès d'argile inférieure.....	

Fig.27 : Electrofaciès de Trias- salifère.....
Fig.28 : Découpage séquentiel du puits OKJ-51.....
Fig.29 : Découpage séquentiel du puits OKJ-11.....
Fig.30 : Découpage lithologique d'un enregistrement diagraphique.....
Fig.31 : Détermination du contact huile/eau par les diagraphiques électriques.....
Fig.32 : Détermination du contact huile/eau par les diagraphies Neutron-densité.....
Fig.33 : Les différentes étapes de l'analyse quantitative.....
Fig.34 : Calcul le Vsh par Techlog.....
Fig.35 : Comparaison entre la porosité électrique et la carotte.....
Fig.36 : Calcul de la porosité par Techlog.....
Fig.37 : Schéma montrant les différents états de l' eau dans réservoir.....
Fig.38 : Schéma montrant la détermination du type d'argile du réservoir.....
Fig.39 : Schéma montrant la détermination du type de ciment du réservoir.....
Fig.40 : Carte en isopaque d'épaisseur de T1.....
Fig.41 : Carte en isopaque de grés de T1.....
Fig.42 : Carte en isovaleurs de volume d'argile de réservoir T1(VSH).....
Fig.43 : Carte en isovaleurs de porosité effective de réservoir T1(PHIE).....
Fig.44 : Carte en isovaleurs de saturation d'eau de réservoir T1 (SW).....
Fig.45 : Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile de réservoir T1(HU).....

**LISTES
DES TABLEAUX**

Liste de tableau

Tableau n°01 : Les coordonnées des puits du secteur d'étude.....	33
Tableau n°02 : Tableau récapitulatif des résultats de l'interprétation diagraphique par Techlog.....	74

SOMMAIRE

Dédicaces

Remerciements

Résumé

Liste des abréviations

INTRODUCTION GENERAS.....	1
CHAPITRE I : GENERALITES.....	2
I.INTRODUCTION.....	3
II.APERCU GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES.....	4
A. Contexte géographique.....	4
1. Situation géographique du bassin d'Oued Mya.....	4
2. Situation géographique de secteur d'étude.....	5
B .Contexte géologique.....	5
1. Situation géologique du bassin d'Oued Mya.....	5
2. Aperçu lithostratigraphique de la région d'étude.....	7
3. L'évolution structurale du bassin d'Oued Mya.....	18
4. Situation géologique locale.....	21
III. L'INTERET PETROLIER DU BASSIN D'OEUD MYA.....	26
A. Les roches mères.....	26
b. Les roches réservoirs.....	26
c. Les roches couvertures.....	27
d. Les piges.....	27
e. La migration.....	27
IV. NOTION SUR LA DIAGRAPHIE.....	28
Introduction.....	28
IV.1. Les moyens techniques d'enregistrement.....	28
IV.2. But de diagraphie.....	29
IV.3. Classification de diagraphies.....	29
IV.4. Diagraphie nucléaires.....	29
IV.4.1. Diagraphies de Gamma naturelle.....	30

IV.4.2. Diagraphies de densité.....	30
IV.4.3. Diagraphies de neutrons.....	30
IV.5. Diagraphies Acoustiques.....	31
IV.6. Diagraphies électriques.....	31
CHAPITRE II : EVOLUTION SPATIOTOMPORELLE DE LA SERIE TRIASIQUE.....	33
I. INTRODUCTION.....	34
II. ANALYSE ET INTERPRETATION.....	36
A. Carte en isobathes.....	36
1. Carte en isobathes au toit de la discordance hercynienne.....	36
2. Cartes en isobathes au toit de Trias salifère (S4).....	37
B. Carte en isopaques.....	38
1. Série inférieure	38
2. Série intermédiaire.....	38
3. Trias argilo-gréseux supérieur.....	39
4. Argile inférieure.....	40
5. Trias argilo- salifère.....	41
C. Interprétation des profils de corrélations.....	42
1. Profil A.....	46
2. Profil B.....	48
Conclusion.....	48
CHAPITRE III : SYNTHÈSE ELECTROSEQUENTIELLE ET DETERMINATION DES MILIEUX DE DEPOT.....	49
I. INTRODUCTION.....	50
II. ETUDE DES ELECTROFACIES TRIASIQUES DE SECTEUR D'ETUDE.....	50
A. Notion d'électrofaciès.....	50
1. Electrofaciès I : Série inférieure (SI).....	51
2-Electrofaciès II : Série intermédiaire.....	52
3. Electrofaciès III : TAGS (T1+T2).....	53
4. Electrofaciès IV : argile inférieure	55
5-Electrofaciès V : Trias argilo-salifère S4.....	55

III. SEQUENCE ET MILIEUX DE DEPOT	56
A. Description des sondages.....	56
1. Sondage OKJ-51.....	56
2. Sondage OKJ-11.....	57
B. ANNALYSE ELECTROSEQUENTIELLE.....	57
1. Méthode d'analyse.....	57
1.1. Environnement fluviatile en tresse	57
1.1.1. Description et caractéristique faciologiques.....	58
1.1.2. Réponses et caractéristique diagraphique	58
1.2. Environnement fluviatile méandriforme	58
1.2.1. Description et caractéristiques faciologique.....	58
1.2.2. Réponses et caractéristiques diagraphique.....	59
1.2. Environnement deltaïque.....	59
1.2.1. Définition.....	59
1.2.2. Description et caractéristiques faciologiques.....	59
CONCLUSION	64
CHAPITRE IV : ETUDE PETROPHYSIQUE ET CARACTERISATION DU RESERVOIR	
I. INTRODUCTION	66
II. L'ANALYSE QUALITATIVE EtQUANTITATIVE DU RESERVOIRE	66
A-L'analyse qualitative.....	66
1. Découpage du réservoir.....	66
2. Les fluides du réservoir.....	67
B. Analyse quantitative.....	67

1. Le volume d'argile (Vsh).....	68
1.1. Calcul de l'argilosité du réservoir (Vsh).....	69
2. La porosité au sens pétrolier.....	70
2.1 Calcul de la porosité.....	70
2.2 Détermination de la porosité du réservoir.....	70
3. La saturation en eau (SW).....	73
3.1. Calcul de la saturation en eau (SW).....	74
4. Détermination de la lithologie du réservoir.....	75
C. RESULTATS DE L'INTERPRETATION.....	80
1. Cartes en isopaques.....	81
1.1. Carte en isopaques d'épaisseur totale de T1.....	81
1.2. Carte en isopaques d'épaisseur de grès de T1.....	82
2. Carte isovaleures des paramètres pétrophysiques.....	82
2.1. Carte en isovaleures de volume d'argile de réservoir T1 (VSH).....	82
2.2. Carte en isovaleures de porosité effective du réservoir T1 (PHIE).....	83
2.3. Carte en isovaleures de la saturation d'eau de réservoir T1 (SW).....	84
2.4. Carte en isovaleures de l'épaisseur utile de réservoir T1 (HU).....	85
III. CONCLUSION.....	86
CONCLUSION GENERALE.....	88
BIBLIOGRAPHIE.....	89