

République Algérienne populaire et démocratique
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique

Département Génie Minier

Projet de Fin d'Etudes pour l'obtention
Du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Minier

Etude géologique et diagraphique de la série
triasique et évaluation du réservoir de la série
inférieure du champ de Benkahla

Présenté par :

Mlle. IBSAINE Fatima
Mlle. OUAZENE Wissam

Devant le jury :

Mme. CHABOU	Examinatrice
Mme. BENTALLAA	Présidente
Mme. BOUMBAR	Promotrice
Mr. CHANANE	Promoteur

Promotion juin 2015

Dédicaces

Je dédie ce travail aux deux êtres qui me sont les plus chères, à mon père et ma mère.

C'est grâce à votre amour, tendresse, dévouement, vos sacrifices et votre bonté que j'ai pu faire mes pas dans la vie, vous rendre fières a toujours été mon souhait le plus cher.

Vous avoir comme parents est le plus beau et précieux cadeau que la vie m'ait offert, merci d'être de si bon parents.

Je dédie aussi ce modeste travail à mes très chers et adorables frères et sœurs : Yassine et son épouse Lydia, Amel, Nesrine et mon prince charmant Anis.

Mes dédicaces vont aussi à ma grand-mère, à mes oncles Laid et Ahmed et leurs épouses, à ma tante Mlaaz et son époux, à mon cousin adoré Katib, à toutes mes chères cousines en particulier mes cousines Hana, Mouna, Malia, Dounia, Hanane, Karima et ma douce Amel, et à toute ma grande famille.

Je le dédie aussi à mon binôme Amel et à toute sa famille, à mon amie d'enfance Kenza et à mes amis Namira, Titem, Raveh, Nassim, Sofiane, Amar et Messi.

Wissam

Je dédie ce modeste travail aux

Personnes les plus chères

À mon cœur :

À ma tendre et douce maman, À mon père que j'aime tant

Pour leurs énormes sacrifices, à leurs efforts pour m'offrir le repos et le

bonheur

Pour l'éducation qu'ils m'ont inculqué.

Pour leur entier engagement à être à mes côtés à chaque fois que j'ai

besoin d'un soutien moral et matériel.

À mon cher grand père Hadj Mouh Arezki et son épouse Nana Ouardia

et ma chère grande mère Malha.

À mes adorables sœurs Ouardia, Amina, Mayssa, Rania et Wissam

À mes chers tantes et oncles germains et paternels et leurs conjoints,

cousins et cousines et tout le reste de ma grande famille.

À tous mes amis, Namira, Djedjiga, Nassim, Sofiane, Faiza, Amina,

Titem, Sawssane, Hakim, Raveh, Amar, Missi ainsi qu'aux restes de

mes amis et camarades de classe.

Une spéciale dédicace pour mon binôme et mon amie Wissam et pour

toute sa famille.

Fatima

Remerciement

Au terme de ce travail, Nous tenons vivement à exprimer notre gratitude à ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de cette étude.

Tout d'abord nous remercions les membres du jury qui ont bien voulu juger ce travail.

Nous adressons particulièrement nos remerciements à **Mme .Boumbar** et **Mr.Chanane** qui ont assuré la direction et la promotion de notre projet de fin d'étude, et d'avoir consacré autant d'efforts et de temps pour nous guider durant ce travail.

Nous remercions les enseignants du département Génie Minier, pour nous avoir conduits jusqu'à l'ingénierat.

Nous remercions tout le personnel de la division production – Service géologie de la région Haoud Berkaoui -Sonatrach, pour leur accueil et leur aide.

Nous remercions spécialement, notre encadreur **Mr .Radja Mohammed**, le chef de service **Mr. Boudouda Kamel** et aussi **Mr .Talmat Kadi Rabah**.

Enfin, nous ne saurions exprimer assez notre reconnaissance, et les mots ne seront exprimer assez notre admiration et gratitude à **Dounia .Laggoun** qui nous a soutenu et encouragé tout au long de notre stage au sein de l'entreprise.

ملخص

تتعلق هذه الدراسة بامتداد السلسلة السفلى لميدان (حقل) بن كحلة. الدراسة الببليوغرافية لجيولوجيا حوض واد ميا و حقل بن كحلة وتحليل البيانات (المعطيات) الكهروسحنية باستعمال برنامج تكلوغ سمح لنا بتحديد مختلف السلاسل المتعلقة بالعصر الترياسي.

إنشاء الخرائط المتساوية السماكة مكننا من معرفة دور سطح التضاريس القديمة في ترسب مختلف مكونات الترياسي وتأثير الصدعات على هذه الأخيرة.

أخيرا، تقييم نوعية وكمية (حجم) الحوض مع تحديد مختلف المعايير البتروفيزيائية: الحجم المتوسط للطين، النفاذية المتوسطة، التشبع المتوسط بالماء و ارتفاع السلسلة السفلى على مستوى 18 بئر مكننا من تحديد المناطق الأكثر إنتاجية.

الكلمات المفتاحية:

حوض واد ميا، حقل بن كحلة، الترياسي، معطيات الكهروسحنية، الحوض، المعايير البتروفيزيائية.

Résumé

Cette étude concerne l'extension de la série inférieure du champ de Benkahla. L'étude bibliographique de la géologie du bassin d'Oued Mya et du champ du Benkahla et l'analyse des données électrofaciologiques à l'aide du logiciel Techlog, nous ont permis de déterminer les différentes séries du Trias.

L'établissement de cartes en isopaques et en isobathes nous ont permis de connaître le rôle de la surface du paléorelief sur la sédimentation de différentes formations triasiques et l'impact des failles sur ces dernières.

Enfin, une évaluation qualitative et quantitative du réservoir en déterminant les différents paramètres pétrophysiques à savoir : le volume moyen des argiles, la porosité moyenne, la saturation moyenne en eau et l'épaisseur utile de la série inférieure au niveau de 18 puits nous ont permis de situer les zones les plus productives.

Mots clés : Bassin d'Oued Mya, champ du Benkahla, le Trias, données de l'électrofaciès, le réservoir, les paramètres pétrophysiques.

Abstract

The topic of this study is related to the extension of the lower series of the Benkahla field. The geological bibliographic study of Oued Mya basin and Benkahla field, and the analysis of the electrofaciologic data processed by the Techlog software, enabled us to determine the various series of Triassic period.

The mapping in isopacks and isobaths system allows us to know the role of the paleotopographic surface on the sedimentation of different Triassic formations and the impact of faults on the latter.

In conclusion, a qualitative and quantitative evaluation of the reservoir by determining the various petrophysic parameters such as : the mean volume of clays, mean porosity, water mean saturation and the valuable thickness of the lower Triassic series related to the 18 wells allows us to locate the most productive zones.

Keywords: Basin of Oued Mya, field of Benkahla, Triassic period, the electrofacies data, the reservoir, the petrophysic parameters.

Table de matière

Introduction générale	1
Chapitre I : Etude géologique du bassin d'Oued Mya et du champ Benkahla	
I. Introduction	2
II. Généralités	3
II.1. Situation géographique de la région d'étude.....	3
II.1.1. Bassin d'Oued Mya.....	3
II.1.2. Champ de Benkahla.....	4
II.2. Contexte géologique de la région d'étude.....	6
II.2.1. Bassin Oued Mya.....	6
II.2.2. Champ de Benkahla	7
III. Aspect lithostratigraphique	7
III.1. Le Paléozoïque.....	7
III.2. Le Mésozoïque.....	8
III.3. Le Cénozoïque	11
IV. L'évolution structurale du bassin d'Oued Mya	12
IV.1. Le cycle orogénique calédonien	12
IV.2. Le cycle orogénique hercynien	12
IV.3. Le cycle orogénique Alpin	13
V. Les différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Benkahla	13
VI. Evolution structurale de la région	13
VII. Potentiel pétrolier des réservoirs du bassin d'Oued Mya	16
VII.1. Les roches mères.....	16
VII.2. Les roches réservoirs.....	17
VII.3. Les roches couvertures.....	18

VII.4. La migration.....	19
VII.5. Les pièges.....	19
VII.5.1. les pièges structuraux.....	19
VII.5.2. les pièges stratigraphiques.....	19
VII.5.3. les pièges mixtes	20

Chapitre II : Analyse électrofaciologique et synthèse lithostratigraphique

I. Introduction	21
II. Généralité sur les diagraphies.....	22
II.1. Définition de la diagraphie.....	22
II.2. Les principales diagraphies.....	22
II.2.1. Diagraphies Nucléaires.....	22
II.2.1.1. Diagraphies de Gamma Ray naturel.....	22
II.2.1.2. Diagraphies de Gamma Ray diffusé	23
II.2.1.2. 1. Diagraphies de densité	23
II.2.1.2. 2. Diagraphies de Neutron	24
II.2.2. Diagraphies de la vitesse acoustique (le sonique)	24
II.2.3. Diagraphies électriques.....	25
III. Analyse électrofaciologique	26
IV. Synthèse lithostratigraphique.....	30
IV.1. Etude de corrélation.....	30
IV.2. Description lithologique.....	33
V. Conclusion	36

Chapitre III : Etude de la variation des épaisseurs et profondeurs des formations triasiques

I.	Introduction.....	37
II.	Tectonique de la zone Sud de Benkahla.....	37
III.	Etude de l'évolution des niveaux de profondeurs des formations triasiques.....	39
	III.1. Carte en isobathes de Gothlandien (Silurien).....	40
	III.2. Carte en isobathes de la série inférieure	41
	III.3. carte en isobathes de la roche éruptive.....	43
	III.4. carte en isobathes du TAG.....	44
	III.5. carte en isobathes de l'argile inférieure.....	46
	III.6. carte en isobathes de la série salifère S4	47
IV.	Etude de l'évolution des épaisseurs des formations triasiques.....	49
	IV.1. Carte en isopaques de la série inférieure	50
	IV.2. Carte en isopaques de la roche éruptive.....	51
	IV.3. Carte en isopaques du TAG.....	52
	IV.4. Carte en isopaque de l'argile inférieure	53
	IV.5. Carte en isopaque de la série salifère S4.....	54
V.	Conclusion	55

Chapitre IV : Etude quantitative et qualitative du réservoir

I.	Introduction	57
II.	Caractérisation des réservoirs	57
	II.1. la porosité	57
	II.1.1. la porosité totale.....	57
	II.1.2. la porosité connectée	58
	II.1.3. la porosité effective ou utile.....	58
	II.1.4. la porosité apparente.....	58

II.2. la perméabilité	58
II.3. la saturation en eau	59
III. L'évaluation quantitative et qualitative des formations.....	60
IV. Méthodologie.....	61
IV.1. Limitation des bancs gréseux du réservoir	61
IV.2. Calcul du volume des argiles dans chaque banc gréseux	61
IV.3. Calcul de la porosité utile.....	62
IV.3.1. La porosité Sonique	63
IV.3.2. La Porosité Densité	64
IV.3.3. La porosité neutron	65
IV.4. Calcul de la saturation en eau	65
V. Interprétation des résultats obtenus	66
VI. Distribution des paramètres pétrophysiques dans le champ de Benkahla	79
V.1. Carte d'isovaleurs du volume d'argile	79
V.2. Carte en isoporosité.....	80
V.3. Carte d'isosaturation en eau	81
V.4. Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile	82
Conclusion générale.....	84

Bibliographie

Annexes

Liste des tableaux

Tableau II. 1 : Variation des épaisseurs en mètres dans le profil A.....	32
Tableau II. 2 : Variation des épaisseurs en mètres dans le profil B.....	33
Tableau III.1 : Profondeurs en mètres des formations du Trias dans les puits d'étude	39
Tableau III.2 : Epaisseurs en mètres des formations du Trias dans les puits d'étude	49
Tableau IV.1 : Le volume moyen des argiles, la Porosité et la Saturation moyenne et l'épaisseur utile en mètres de la série inférieure de chaque puits.....	67
Tableau IV.2 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS52.....	68
Tableau IV.3 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52.....	69
Tableau IV.4 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS04.....	70
Tableau IV.5 : Les résultats de l'interprétation	71
Tableau IV.6 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturé en eau au niveau du puits OKS21.....	73
Tableau IV.7 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS23.....	74
Tableau IV.8 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS25	75
Tableau IV.9 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS27.....	76
Tableau IV.10: Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKT04.....	77
Tableau IV.11: Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS29.....	78

Liste des figures

Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya.....	3
Figure I.2 : Carte des accumulations d'hydrocarbures du Bloc 438.....	4
Figure I.3 : Situation géographique du champ de Benkahla.....	5
Figure I.4 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya.....	6
Figure I.5 : Coupe lithostratigraphique du bassin d'Oued Mya	11
Figure I.6: Principaux événements tectoniques affectant la plate-forme saharienne.....	15
Figure I.7 : Type de pièges géologique	20
Figure II.1 : Positionnement des puits du champ de Benkahla et la zone étudiée.....	21
Figure II.2 : Réponses diagaphiques déterminant les alternances des argiles et des sels	27
Figure II.3: Réponses diagaphiques déterminant la couche argileuse	28
Figure II.4 : Réponses diagaphiques déterminant les alternances des grés et des argiles.....	28
Figure II.5: Réponses diagaphiques déterminant la roche éruptive	29
Figure II.6 : Réponses diagaphiques déterminant les alternances des grés et des argiles.....	30
Figure II.7 : Positionnement des puits utilisés pour former les deux profils A et B.....	31
Figure II.8 : Le GR et le volume d'argiles de la partie comprise entre 3414 et 3414.80 m.....	34
Figure II.9 : Le GR et le volume d'argiles de la formation comprise entre 3418.8 et 3422.70m	34
Figure II.10 : Le GR et le volume d'argiles de la partie comprise entre 3436.10 et 3438.40 m.....	35
Figure II.11 : Le GR et le volume d'argiles de la partie comprise entre 3440.20 et 3444.20 m.....	35
Figure III.1 : Positionnement des failles I et VI dans le secteur d'étude	38
Figure III.2 : Carte en isobathes 2D du Gothlandien.....	40
Figure III.3 : Carte en isobathes 3D du Gothlandien	41
Figure III.4 : Carte en isobathes 2D de la série inférieure	42
Figure III.5 : Carte en isobathes 3D de la série inférieure	42

Figure III.6 : Carte en isobathes 2D de la roche éruptive	43
Figure III.7 : Carte en isobathes 3D de la roche éruptive	44
Figure III.8 : Carte en isobathes 2D du TAG	45
Figure III.9 : Carte en isobathes 3D du TAG	45
Figure III.10 : Carte en isobathes 2D de l'argile inférieure	46
Figure III.11 : Carte en isobathes 3D de l'argile inférieure	47
Figure III.12 : Carte en isobathes 2D de la série salifère S4.....	48
Figure III.13 : Carte en isobathes 3D de la série salifère S4.....	48
Figure III.14 : Carte en isopaques de la série inférieure.....	50
Figure III.15 : Carte en isopaques de la roche éruptive.....	51
Figure III.16 : Carte en isopaques du TAG.....	52
Figure III.17 : Carte en isopaques de l'argile inférieure.....	53
Figure III.18 : Carte en isopaques de l'argile salifère.....	54
Figure IV.1 : Banc Argileux gréseux avec les valeurs de GR correspondantes.....	62
Figure IV.2 : Le log habillé du puits OKS52.....	68
Figure IV.3 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52.....	69
Figure IV.4 : Le log habillé du puits OKS04.....	70
Figure IV.5 : les résultats de l'interprétation du puits OKS04.....	71
Figure IV.2. Le log habillé du puits OKS21.....	73
Figure IV.3 : Le log habillé du puits OKS23.....	74
Figure IV.4 : Le log habillé du puits OKS25.....	75
Figure IV.5 : Le log habillé du puits OKS27.....	76
Figure IV.6 : Le log habillé du puits OKT04.....	77
Figure IV.7 : Le log habillé du puits OKS29.....	78
Figure IV.2 : Carte en isovaleurs du VSH.....	80
Figure IV.3 : Carte d'isoporosité du champ de Benkahla.....	81

Figure IV.4 : Carte en isosaturation en eau de champ de Benkahla.....	82
Figure VI.5 : Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile.....	83

Introduction

Introduction

Le bassin de Oued Mya fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans la série triasique.

Notre étude concerne l'un des gisements de ce bassin à savoir le gisement de Benkahla.

L'importance pétrolière de ce gisement se situe dans la série triasique et le réservoir se trouve plus précisément au niveau de la série inférieure.

Les études faites sur le champ de Benkahla plus exactement sur les puits OKT04 et OKS64 situés au Sud ont montré que la série inférieure devenait très argileuse ce qui laissait supposer que cette série s'arrêtait au niveau de ces deux puits. Cependant une étude sismique 3D réalisée par la compagnie d'exploration BEICIP a montré qu'il y a une extension de la série inférieure vers l'extrême Sud de Benkahla. De ce fait, de nouveaux puits ont été forés et exploités dans cette zone en vue de déterminer l'extension et les limites du réservoir de Benkahla.

Notre travail entre dans le cadre de cette étude. Il consiste à faire une étude géologique et diagraphique sur la série triasique. Cette étude, faite sur de nouveaux puits forés et situés au Sud du champ de Benkahla, a pour but d'étudier le prolongement de la série inférieure, de préciser son épaisseur et d'estimer l'intérêt pétrolier de son réservoir.

Pour réaliser ce travail, nous commencerons par une étude bibliographique de la géologie de la région du bassin d'Oued Mya où se trouve le champ de Benkahla. Par la suite nous procéderons à l'analyse électrofaciologique de la série triasique à l'aide du logiciel Techlog. Ces deux aspects du travail sont respectivement l'objet des chapitres I et II.

Dans le chapitre III, nous présentons l'étude de la variation des épaisseurs et des profondeurs des différentes formations du Trias. En effet, la zone de Benkahla étant fortement faillée, il a été nécessaire de chercher à comprendre l'impact des failles sur notre formation.

Dans le chapitre IV nous présentons une évaluation pétrophysique du réservoir de la série inférieure.

Enfin nous terminerons ce travail par une conclusion générale.

Chapitre I

Etude géologique du bassin d'Oued Mya et du champ Benkahla

I. Introduction

L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique, avec une superficie de 2 381 741 km².

Sur le plan morphologique, quatre domaines se distinguent du Nord au Sud :

- Atlas tellien, qui se caractérise par un ensemble de reliefs escarpés et de plaines littorales.
- Atlas saharien, qui se distingue par une longue suite de reliefs orientés NE-SO s'étendant de la frontière marocaine à celle de la Tunisie.
- Le Sahara, siège de l'essentiel des ressources en hydrocarbure.
- Les massifs des Eglab au SW et du Hoggar au Sud.

Sur le plan structural, l'Algérie est subdivisée en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud atlasique :

- Au Nord, l'Algérie alpine.
- Au Sud, la plate-forme Saharienne.

La plate-forme Saharienne est un domaine très vaste qui fait partie de la plate-forme Africaine, se prolongeant en Libye et Tunisie. Limitée au Nord par la chaîne de l'Anti-Atlas (Atlas tellien) et l'Atlas Saharien, au Sud par les boucliers R'guibat et Touareg.

Cette plate-forme est stable, constituée d'un socle précambrien, sur lequel repose en discordance plusieurs couches sédimentaires d'âge Paléozoïque. Les épaisseurs des séries varient entre 1000 et 8000 m, leur nature, les déformations tectoniques et les subsidences ont modelé la plate-forme en bassins répartis en trois sous-ensemble ou provinces riches en hydrocarbures : Est, Ouest et Nord

- La province Est comprend les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid –Messaoud. C'est au sein de cette province que des grands gisements d'huile (Hassi Messaoud) et de gaz (HassiR'mel) ont été découverts.
- La Province Ouest comprend les bassins gazifères suivants : l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued, Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa.
- La province du Nord de l'Algérie comprend les bassins du SE Constantinois-Melrhir, du Hodna, du Chelef, de l'offshore et de l'Atlas saharien. C'est au sein de cette

province qu'ont commencé les premiers travaux d'exploration dès 1890, dans le bassin du Chelif (WEC Algérie, 2007).

II. Généralités

II.1. Situation géographique de la région d'étude

II.1.1. Bassin d'Oued Mya

Le bassin d'Oued Mya est situé dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne, à environ 600 km au Sud d'Alger et appartenant à la province orientale.

Ce bassin est délimité par une latitude de 31°15' et 33°00' Nord et une longitude 3°30' et 6°15' Est.

Il s'étend sur une superficie d'environ 5300 km². Il englobe les blocs suivants : 318, 350 425, 408 – 411, 416- 422 et 434 -438. Les villes Ouargla, Touggourt et Ghardaïa sont situées respectivement dans le centre, la limite Nord et la limite Ouest du bassin (



Figure I.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya.

II.1.2. Champ de Benkahla

Le gisement de Benkahla est situé dans la région anciennement nommée Garakrimat à 80 kilomètres environ à l'Ouest de Hassi Messaoud, à une vingtaine de kilomètres au Sud du gisement de Guellala et à la même distance à l'Est de Haoud Berkaoui. Sa superficie est de l'ordre de 83.5 km².

La zone de Benkahla se trouve dans la wilaya de Ouargla et se positionne ainsi entre les deux régions de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel à 600 km au Sud d'Alger (Document Sonatrach).

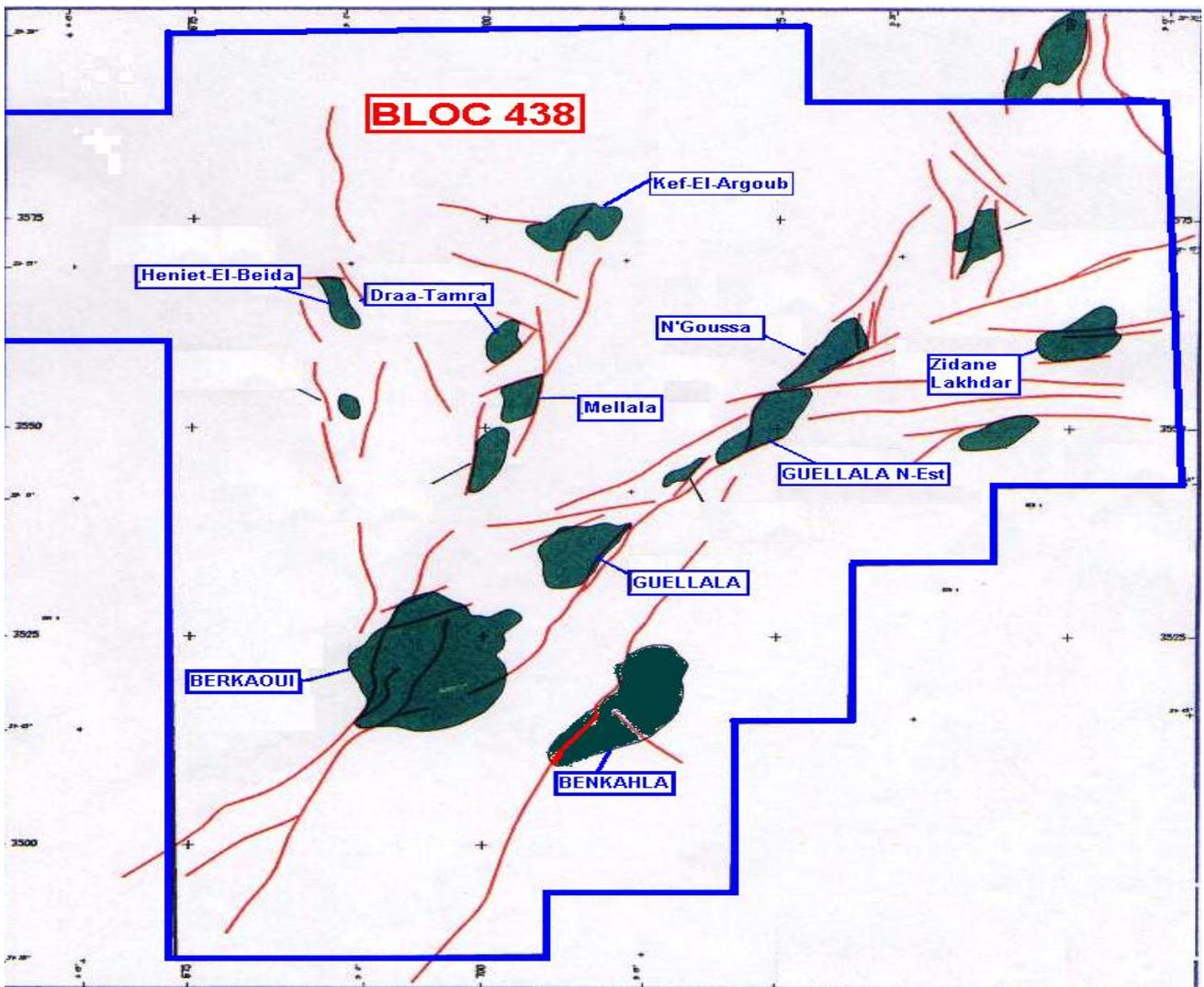


Figure I.2 : Carte des accumulations d'hydrocarbures du Bloc 438

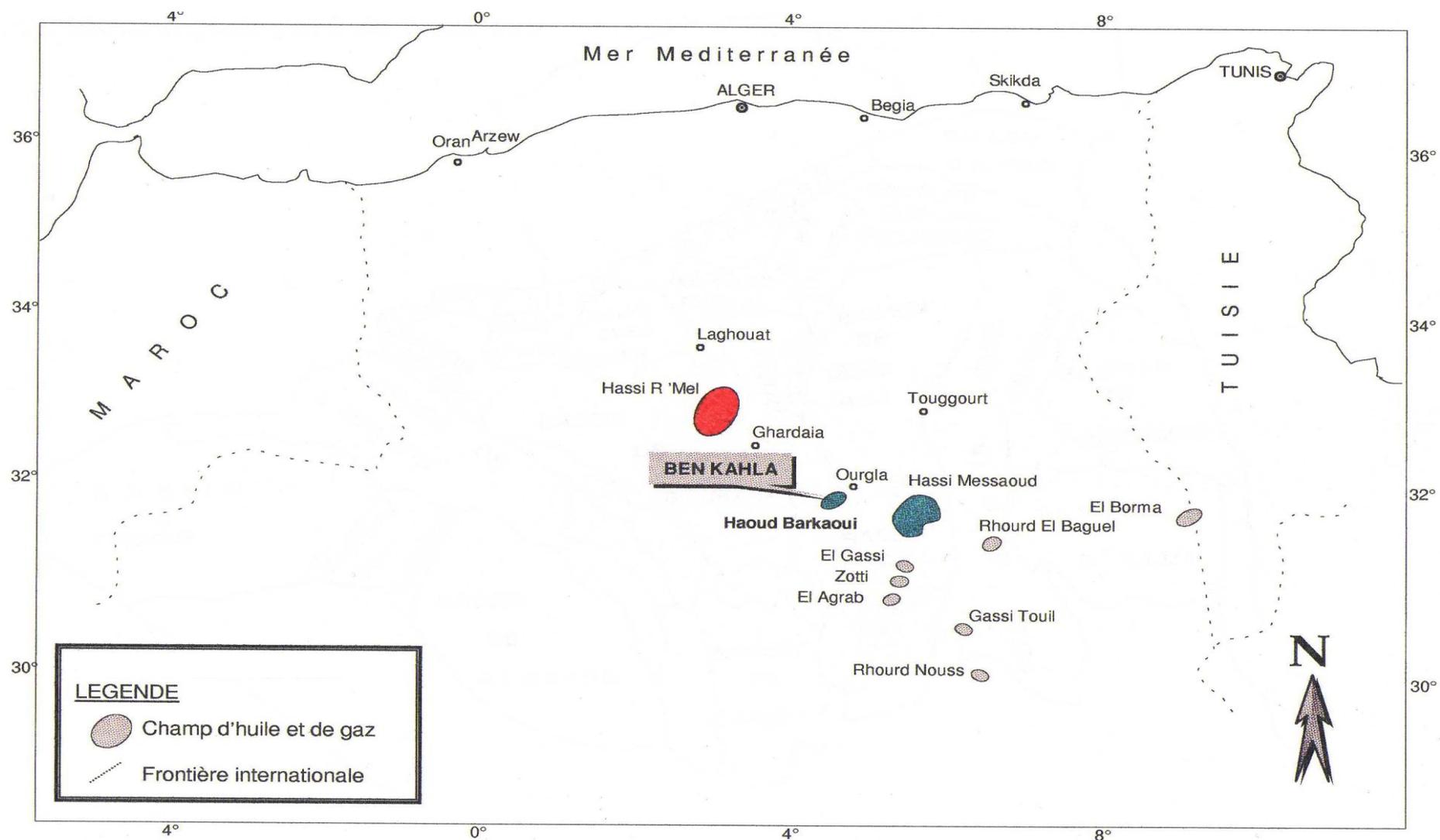


Figure I.3 : Situation géographique du champ de Benkahla

II.2. Contexte géologique de la région d'étude

II.2.1. Bassin Oued Mya

La région d'Oued Mya a la configuration d'une dépression allongée d'orientation NE-SW

Acquisée au cours du Paléozoïque, elle est limitée au Nord par le môle Tilrhemt et le système de structure Djemaa-Touggourt, à l'Est par la zone horst anticlinal d'Amguid-El Biod-Hassi Messoud, à l'Ouest par le môle d'Allal et au Sud par le bassin Mouydir et le môle d'Ijerrane (WEC Algérie, 2007)

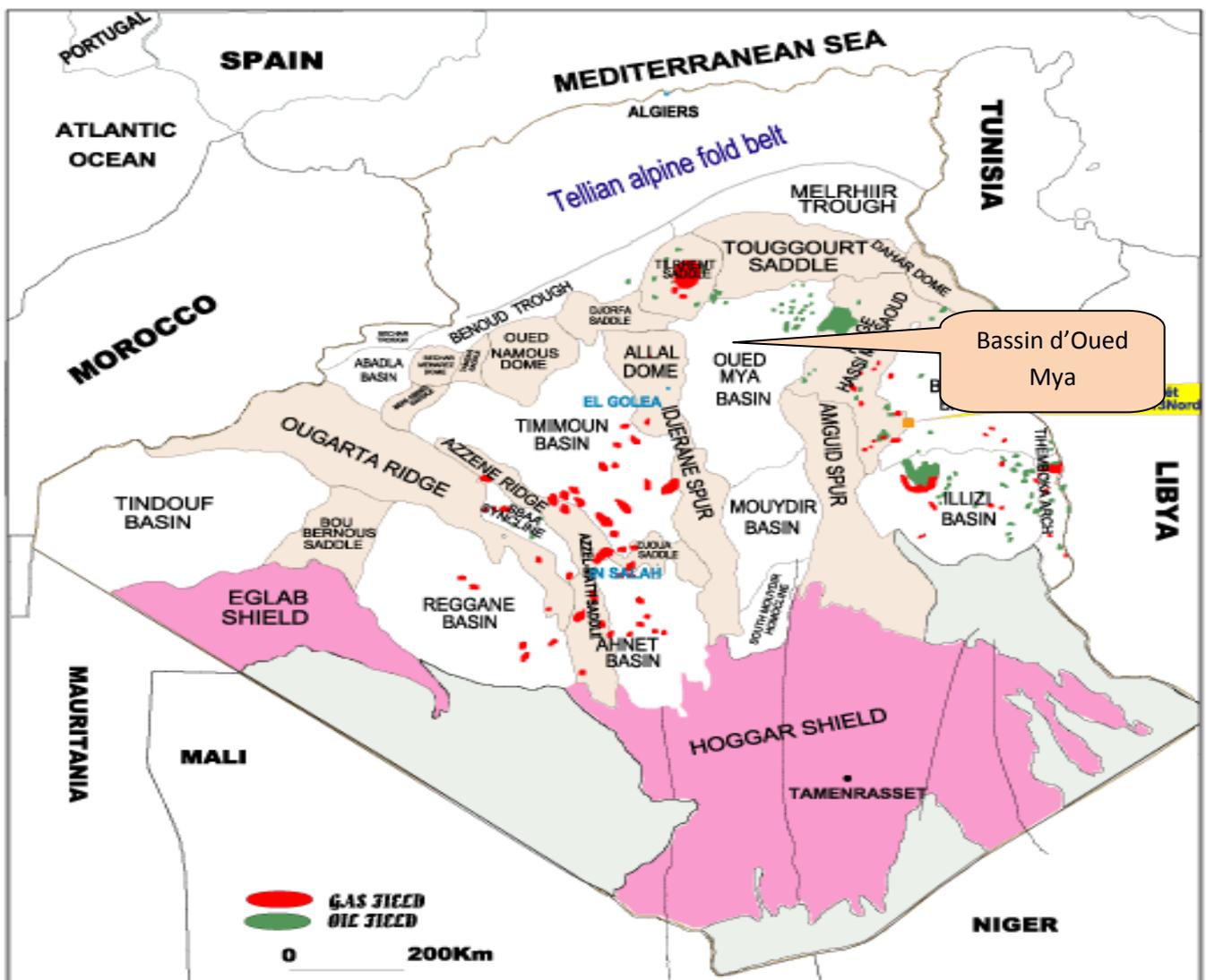


Figure I.4 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya

II.2.2. Champ de Benkahla

Le gisement de Benkahla se situe dans la partie Est de la dépression de l'Oued Mya, très exactement au centre de la province triasique. Il est limité au Nord par le système Djemââ-Touggourt, à l'Est par la zone structurale d'Agreb-Messaoud, à l'Ouest par la dorsale d'Idjérane-M'zab, composée par les môles d'Allal et Tilrhemt et au Sud par la dépression de Mouydir.

III. Aspect lithostratigraphique

La série sédimentaire caractéristique du bassin d'Oued Mya, dont l'épaisseur peut atteindre 6000 mètres, présente des dépôts paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien. Le mésozoïque discordant sur le paléozoïque est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une mince série détritique du Mio-Pliocène.

III.1. Le Paléozoïque

C'est une épaisse série sédimentaire formée essentiellement par des dépôts du Cambrien de l'Ordovicien, du Silurien et du Dévonien inférieur.

Elle est fortement érodée suite à l'orogénèse hercynienne et repose directement sur le socle granitique.

Les différentes formations du Paléozoïque du bassin d'Oued Mya sont comme suite :

- **Le Cambrien** : est constitué par un ensemble gréseux quartzitique à conglomératique d'origine continentale, rarement fossilifère. Il est subdivisé en plusieurs termes lithologiques qui sont de bas en haut R_3 , R_2 , R_1 (R_a - R_i) et zone des alternances. Son épaisseur moyenne est de 500 mètres.
- **L'Ordovicien** : Débutant par une transgression marine qui marque la fin des dépôts continentaux du Cambrien et se termine par une période glaciaire. Il est constitué d'alternance de formations gréseuses et argileuses. Son épaisseur totale moyenne est de 550 m.

Cette série montre un ensemble de dépôts très diversifiés et elle est constituée de bas en haut par :

- Argiles d'El Gassi.
 - Grés d'El Atchane.
 - Quartzites de Hamra.
 - Grés de l'Oued Saret.
 - Argiles micro-conglomératiques.
 - Dalle M'Kratta.
- **Le Silurien** : Il est considéré comme la roche mère principale du bassin grâce aux argiles noires à Graptolites hautement radioactives qu'il renferme. Son épaisseur moyenne est d'environ 50 m.
 - **Le Dévonien inférieur** : Appelé auparavant Gothlandien argilo-gréseux, c'est la formation la plus récente sous la discordance hercynienne (il est constitué par des argiles avec quelques niveaux gréseux), il constitue un bon réservoir, son épaisseur est très réduite (60 m environ) et parfois complètement absente due à l'érosion hercynienne.

III.2. Le Mésozoïque

Il est discordant sur les différentes formations paléozoïques, d'une épaisseur de 3700 m, il est considérablement développé dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya. Il est subdivisé en trois grandes unités :

- **Le Trias** : Dans le bassin d'Oued Mya, le Trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritico-azoïque, recouvert par les dépôts évaporitiques du Trias salifère S4 et qui repose sur des formations paléozoïques. Le Trias dans ce bassin est subdivisé en 5 unités lithologiques qui sont de bas en haut :
 - La série inférieure.
 - Les roches éruptives.
 - Le trias argilo-gréseux supérieur [Le niveau T₁(membre C et B), le niveau T₂(membre A)].
 - L'argileux inférieur.
 - Le Salifère S4.

Ces derniers se sont déposés en climat $\frac{1}{2}$ aride à aride sur une large surface sous forme de dépôts de remplissage de vallées fluviales.

Série inférieure : C'est un ensemble argilo-gréseux, elle est constituée par des grés gris clairs, fins à grossiers argilo-siliceux et des argiles brun-rouges. Ils se sont déposés en régime

fluviale à réseau en tresse, provenant des moles de Hassi Messoud et de Tilrhemt-Hassi R'mel.

L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m)

Les roches éruptives : Elles sont composées essentiellement d'Andésites, fortement altérées à fissurées. On note par endroit la présence de mince bancs de grès intercalés dans ces coulées volcaniques. Ces formations jouent le rôle de roche couverture pour les hydrocarbures de la série inférieure.

Le trias argilo-gréseux (Les membres T₁ et T₂) : Elle renferme les trois niveaux producteur A, B et C

- **Le membre T₁** : Constitué par les niveaux B et C. Il comprend une alternance de grès moyens à grossiers et des argiles brunes rouges, ferrugineuses au sommet. Ce membre est caractérisé par :
 - Une épaisseur peu développée qui s'annule dans la partie SE.
 - Une prédominance argileuse à la base et gréseuse au sommet.
 - Une sédimentation très gréseuse sur le flanc SE de Hassi R'Mel.
- **Le membre T₂** : Formé par le niveau A et constitué par des bancs de grès fins ou moyens, à ciment argileux avec des intercalations d'argiles brunes rouges, parfois dolomitiques d'origine fluviale provenant du NW.

Le Trias argileux : C'est un niveau composé d'argiles pâteuses et de silts de couleur rougeâtre. Il occupe une grande extension, sur une épaisseur relativement constante dans tout le secteur étudié, de l'ordre de 30 m.

Le Trias salifère : C'est l'unité triasique finale qui marque l'installation du cycle évaporitique. Elle est constituée de sel blanchâtre, parfois rosâtre, intercalée d'argiles de couleur rouge, plastique et parfois salifères. Son épaisseur moyenne est de 45 m.

- **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 :

- **Le Lias** : Constitué de :

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

Lias S₃ : Sel massif incolore parfois rose avec des intercalations d'Argiles brun-rouges, salifères indurées et feuilletées.

Lias S₁ et S₂ : Alternance d'anhydrite blanche et de sel massif incolore avec des passées d'argiles grise et brun-rouge élastiques, localement dolomitique.

Lias horizon B : Repère dolomitique de grande extension constitué de dolomie et de marne.

Lias Salifère : Sel intercalé d'Argile brun-rouge.

Lias anhydritique : Alternance d'anhydrite blanche massive et d'argile brun-rouge et vert, de marne grise et de dolomie beige.

- **Le Dogger** : Il est subdivisé en deux unités :

Dogger lagunaire : Constitué d'anhydrite blanche à intercalation de dolomie beige et d'argile silteuse.

Dogger argileux : Argile brun-rouge à fines passées de calcaire, de marne gris-vert dolomitique, d'anhydrite et fines passées de grès fins.

- **Malm** : Constitué d'argile brun-rouge et gris-verdâtre finement sableuse, d'une alternance de calcaire blanc et d'anhydrite, et de grès fins blancs.

- **Le Crétacé**

C'est la série Mésozoïque la plus puissante avec 1900 mètres d'épaisseur .A sa base, il est constitué de dépôts clastiques continentaux, et sa partie supérieure est formée de sédiments halogènes d'origine marine et lagunaire.

Il est subdivisé en : Néocomien, Barrémien, Aptien, Albien, Cénomaniens, Turonien et Sénonien.

III.3. Le Cénozoïque

Cet étage est discordant et incomplet, il est peu épais et représenté par des dépôts continentaux gréseux et sableux du Mio-pliocène et Eocène, son épaisseur est de 8 à 36 m

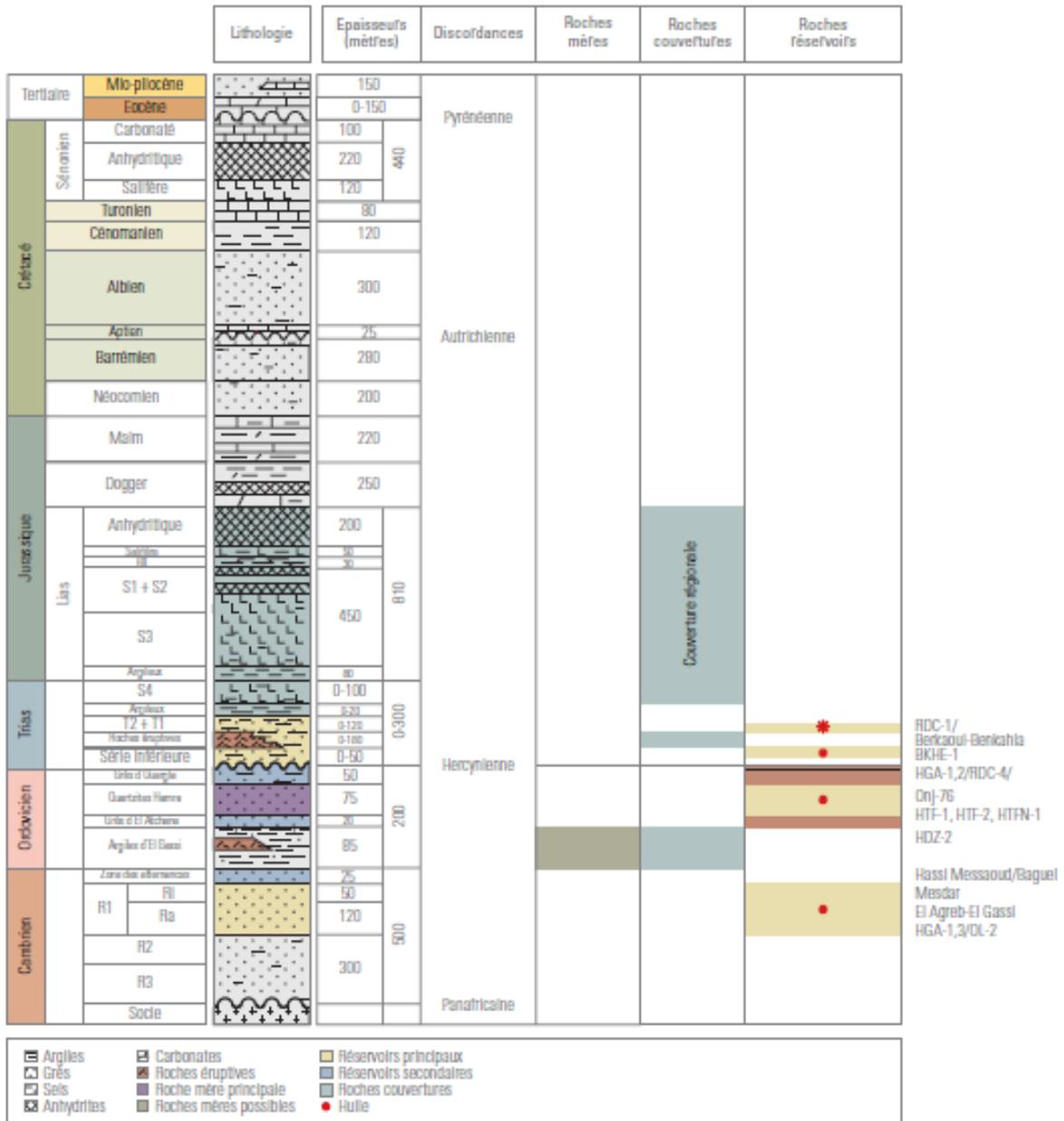


Figure I.5 : Coupe lithostratigraphique du bassin d'Oued Mya

IV. 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 :

IV.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 plate-forme saharienne. Ses mouvements se font sentir le long des accidents subméridiens.
- **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.

IV.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 (1975), 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.

IV.3. Le cycle orogénique Alpin

Il 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.

V. Les différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Benkahla

La tectonique de Benkahla s'inscrit dans le cadre global de la plate-forme saharienne, l'architecture actuelle dévoile un résultat d'une longue évolution, comme l'aboutissement de longues déformations qui se sont poursuivies d'une façon plus ou moins continue tout au long de l'histoire du bassin, parmi les principales phases qui ont affecté la région de Benkahla on a :

- **La phase Trias- Lias**

C'est une phase distensive de direction NO-SE, cette phase est responsable de la réactivation des failles de direction NE-SO.

- **La phase Autrichienne**

C'est une compression de direction Est-Ouest, elle a réactivé les mouvements brusques le long des failles Nord-Sud et NE-SO qui résulte des différents mouvements des plaques africaine et européenne, elle est responsable de l'individualisation des pièges structuraux.

VI. Evolution structurale de la région

La structure de Benkahla est un monoclinal allongé dans les directions NE-SO en forme de "nose structural " selon (J.Thouvenin).

Elle est située à 8 Km au Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui, séparée par un sillon bordé de part et d'autre par deux failles régionales de même orientation NE-SO, dans le cadre local,

Benkahla est une zone fortement faillée. La superficie est de l'ordre de 80 Km², sa fermeture structurale est de 175m. L'évolution structurale de Benkahla se résume comme suit :

Le Trias a débuté par une phase de distension et par le rejeu d'anciens accidents en failles normales. Les mouvements compressifs avaient pour effet la structuration dans le bassin.

La dépression d'Oued Mya a été affectée par plusieurs mouvements tectoniques qui ont contrôlé son évolution dans le temps, il s'agit des mouvements des cycles hercyniens et alpins.

La phase de compression hercynienne a entraîné un soulèvement général de tout le territoire, ce qui a donné comme conséquence une intense érosion touchant plusieurs termes du Paléozoïque.

Le début du Mésozoïque est caractérisé par les mouvements tectoniques qui ont affecté le Trias, à savoir ceux du socle qui ont modelé les dépôts triasiques.

Dans certains endroits ce modelage est lié directement aux épanchements volcaniques.

Le Jurassique est caractérisé par des dépôts lagunaires qui se terminent par des faciès marins. La structuration est liée à la persistance des mouvements du socle.

L'état actuel de la région a été acquis après l'Aptien. C'est seulement à cette époque (phase autrichienne) du cycle Alpin qu'a eu lieu l'affaissement définitif de la partie nord du bassin d'Oued Mya. (Bessai. H et Rahmani. EH, 2000)

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 JURASSIQUE TRIAS	PHASE AUTRICHIENNE (ALPIN PRECOCE)	 N.O.90	Jeu en invers sur les accidents NO.90	
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 (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN	PHASE 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 I.6. : Principaux événements tectoniques affectant la plate-forme saharienne

(Boudjemaa, 1992)

VII. Potentiel pétrolier des réservoirs du bassin d'Oued Mya

Dans le bassin d'Oued Mya, le système pétrolier est totalement représenté dans le Trias, l'Ordovicien et le Dévonien inférieur.

Notre étude concerne les réservoirs triasiques, principalement la série inférieure.

La roche mère principale pour ces réservoirs est constituée par les argiles radioactives du Silurien. Les argiles de l'Ordovicien (argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel) constituent des roches mères secondaires.

La roche couverture, elle est assurée à l'échelle régionale par l'épaisse série évaporitique du salifère S4 et les niveaux S3 et 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 de la série inférieure (WEC Algérie, 2007).

Le piégeage est de type structural, purement stratigraphique (biseau des réservoirs de la série inférieure et du T1) ou mixte (cas de la structure de Benkahla).

VII.1. Les roches mères

L'importance de la série inférieure paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin dont la plus riche est constituée par les argiles radioactives de Silurien. En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans ce bassin, ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours de paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures ayant lieu lors de leur évolution ultérieure sous l'effet de la subsidence mésozoïque.

La roche mère du Silurien est absente sur les môles de Hassi Messaoud et de Talemzane.

Dans la dépression d'Oued Mya, la roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile. Son degré de maturation est plus élevé (zone à gaz) à l'Ouest de HassiR'mel et au Nord du môle Talemzane où son enfouissement augmente vers le sillon sud Atlasique.

La configuration actuelle du bassin et l'extension de la roche mère du Silurien ont été extrêmement favorables à l'alimentation des réservoirs sus-jacents (Trias et localement Dévonien Inférieur) dans la dépression d'Oued Mya.

A L'Ouest, le gisement de Hassi R'mel, à proximité immédiate du biseau du Silurien a pu être alimenté étant donné sa configuration structurale très favorable.

VII.2. Les roches réservoirs

A l'exception de quelques niveaux réservoirs situés dans le Dévonien inférieur au cœur de sillon d'Oued Mya, les réservoirs paléozoïques sont limités aux grès du Cambro-ordovicien. Ces réservoirs présentent globalement des caractéristiques médiocres, surtout au niveau de la dalle de M'Kratta et des Quartzites de Hamra. L'extension de ce dernier est limitée à la partie orientale du bassin où son épaisseur est beaucoup plus faible que sur la bordure Ouest du bassin de Berkine.

Les réservoirs les plus importants sont ceux du Cambrien présents sur l'ensemble du bassin. Cependant dans les zones où le Cambrien est couvert par les séries argilo-gréseuses de l'ordovicien, il est généralement très profond et en position défavorable par rapport aux roches mères. Sur le môle de Talemzane où il est partiellement érodé sous les grès du Trias, il n'est pas couvert. Au contraire, sur le môle El Agreb-Hassi Messaoud, la couverture du cambrien peut être assurée par le faciès argileux du Trias, les bons niveaux réservoirs ne s'étant pas déposés dans ce secteur.

Dans la dépression d'Oued Mya, les réservoirs triasiques sont semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leur qualité varient d'une manière notable, on distingue :

La série inférieure : elle repose sur le substratum paléozoïque dont les meilleurs faciès sont localisés dans la dépression d'Oued Mya vraisemblablement en liaison avec le paléo-môle de Hassi Messaoud, ainsi que cette série constitue le principal réservoir des gisements de

Benkahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie du bloc 438. Cette formation est considérée comme l'équivalent du Trias argilo-gréseux inférieur (TAG) du bassin de Berkine.

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.

VII.3. Les roches couvertures

La série évaporitique déposée à la fin du Trias à travers le champ de Benkahla constitue une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin Triasique. Cette couverture est constituée par des sels et des anhydrites avec des épaisseurs dépassant les mille mètres.

En plus de cette couverture régionale, il existe une couverture locale propre à ce réservoir, les roches éruptives du Trias qui sont bien développées provenant des coulées de laves assez considérables et jouant un rôle important en assurant une bonne étanchéité entre la série inférieure et le T₂.

Le réservoir de la série inférieure est un piège en forme de biseau lithostratigraphique limité à l'Ouest par une faille régionale qui constituerait un écran et biseautage au Sud

VII.4. La migration

Les hydrocarbures générés, surtout dans la partie nord-est du bassin d'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 directions de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guelalla et même Hassi Messaoud.

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

VII.5. Les pièges

Toute anomalie géologique, que son origine soit tectonique (pli anticlinal, flexure, faille), stratigraphique (biseau, récif) ou lithologique (perte de perméabilité), qui donne au toit du réservoir (la zone où porosité et perméabilité disparaissent) une allure concave vers le bas, est susceptible de constituer un piège, on dit que le réservoir est fermé (Levorsen, 1965). On distingue en général trois type :

VII.5.1. les pièges structuraux

Leur formation fait intervenir essentiellement des facteurs tectoniques, on trouve principalement :

- Les pièges formés par un anticlinal.
- Les pièges formés par une faille ou plus souvent par un système de faille (plis contre faille)
- Des pièges qui englobent les deux structures précédentes

VII.5.2. les pièges stratigraphiques

Il s'agit de combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable. Ce sont tous les pièges qui permettent aux hydrocarbures de s'accumuler en l'absence de déformations tectoniques. Ces pièges sont dûs à des

phénomènes lithologiques (perte de perméabilité), sédimentaire (biseaux originaux, lentilles) et paléogéographiques (biseaux d'érosion).

VII.5.3. les pièges mixtes

C'est une combinaison à la fois stratigraphique et structurale.

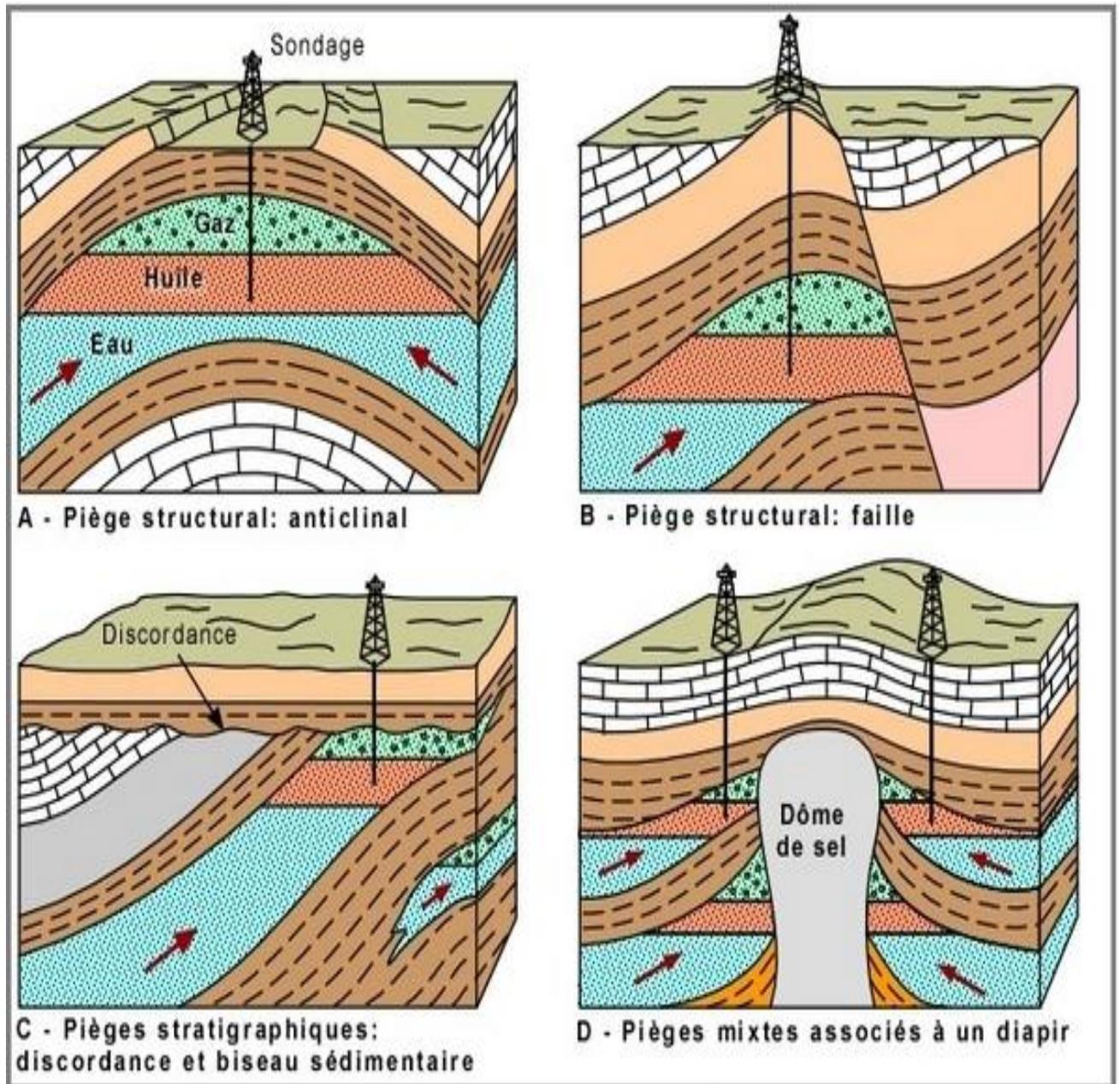


Figure I.7 : Types de pièges géologiques

Chapitre II

Analyse électrofaciologique et synthèse lithostratigraphique

I. Introduction

Il est très important de connaître la formation géologique d'un réservoir avant d'entamer un processus d'exploitation. Pour cela nous avons déterminé les différents électrofaciès et délimité chaque faciès de la série triasique.

Notre analyse électrofaciologique est basée sur le décryptage des différentes signatures électriques de puits en exploitation de la région de Benkahla, plus exactement au Sud.

Cette analyse a été réalisée à partir de données de diagraphies de la série triasique limitée en bas par la discordance hercynienne et au sommet par le Lias.

Nous présentant ci-dessous la carte de positionnement des puits qui ont servi à la réalisation des profils et le calcul des épaisseurs de chaque formation.

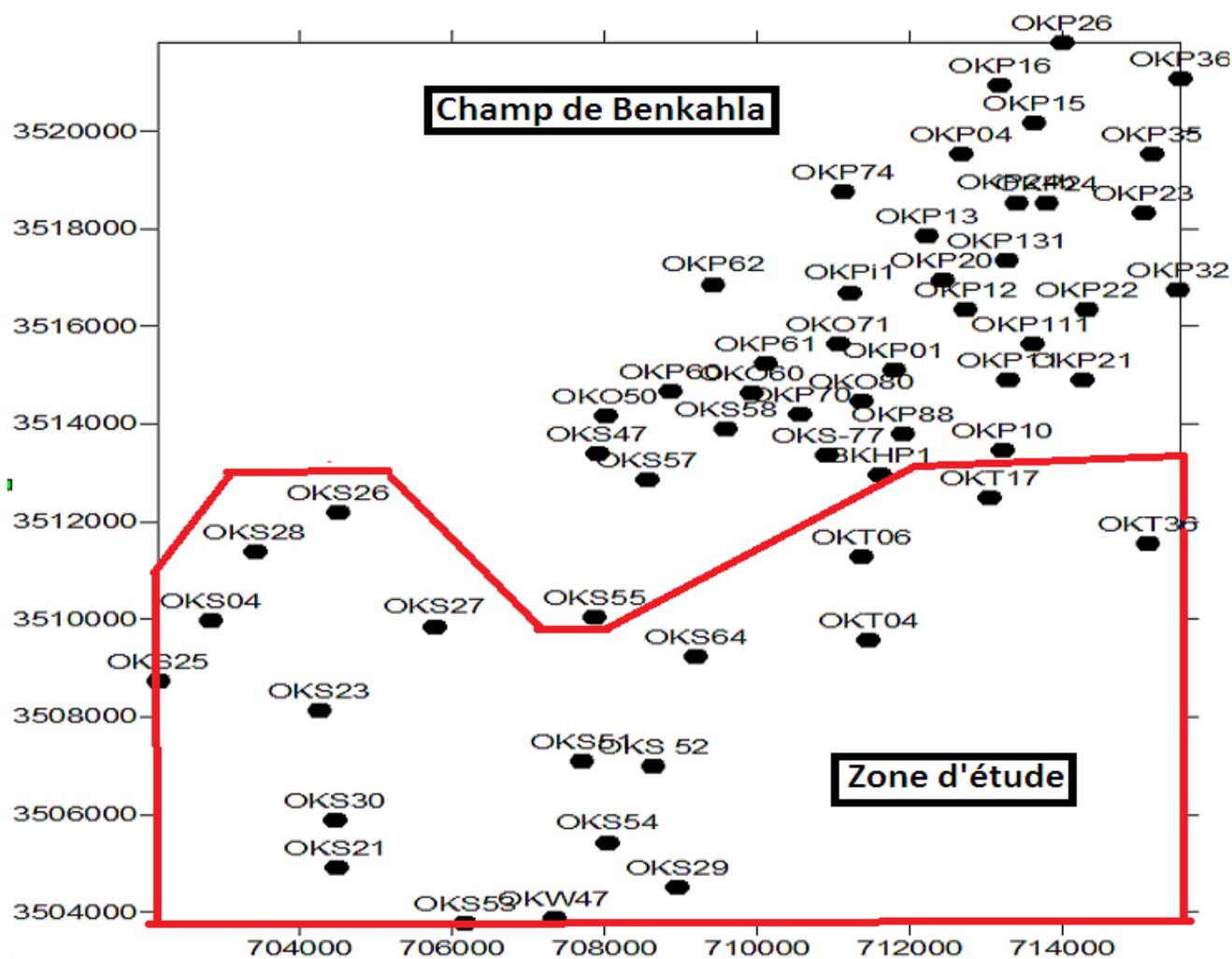


Figure II.1 : Positionnement des puits du champ de Benkahla et la zone étudiée

II. Généralité sur les diagraphies

II.1. Définition de la diagraphie

On désigne par diagraphie ou encore par le terme américain logging : tout enregistrement continu en fonction de la profondeur, des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. (O.Serra, 1979).

Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, et les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de diagraphies différées.

Les diagraphies sont utilisées depuis 1927 par les frères Schlumberger et servent notamment à :

- la reconstitution lithologique,
- l'évaluation pétrophysique des formations,
- faire des corrélations de puits à puits,
- donner des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

II.2. Les principales diagraphies

II.2.1. Diagraphies Nucléaires

Les premières diagraphies utilisant le rayonnement d'origine nucléaire ont été effectuées vers 1940. Les diagraphies sont basées sur le rayonnement nucléaire, naturel ou provoqué pour l'évaluation des formations.

II.2.1.1. Diagraphies de Gamma Ray naturel

La radioactivité naturelle est due à la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans le sous-sol. Les principaux sont : le potassium-40, les éléments de la famille du Thorium et ceux de la famille de l'Uranium (R.Desbrandes, 1982).

L'énergie attachée à chaque rayonnement s'exprime en Mev (millions d'électrons-volts).

Les principaux rayonnements sont :

- Pour le potassium 1,46 Mev.
- Pour le thorium 0,68 Mev.

- Pour l'uranium 1,12 et 0,98 Mev (R.Desbrandes, 1982).

La diagraphie GR sert à :

- La corrélation de puits à puits
- L'évaluation du volume et du type d'argile (Vsh)
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical
- La délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite GR cut off

II.2.1.2. Diagraphies de Gamma Ray diffusé

II.2.1.2. 1. Diagraphies de densité

Le principe de cette diagraphie est de bombarder la formation avec une source de rayons gamma d'énergie constante (0,1 à 1 Mev).

Ces photons gammas entrent en collision avec les électrons de la matière.

A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons :

- Effet photoélectrique.
- Effet Compton (le plus fréquent pour cette gamme d'énergie).
- Effet de production de pair.

Dans la réaction de l'effet Compton, le photon incident perd une partie de son énergie pour éjecter un électron et continue sa trajectoire dans une autre direction sous forme d'un photon diffusé.

En mesurant le nombre de rayons gammas et leurs énergies à une certaine distance de la source, on peut déduire la densité électronique (nombre d'électrons par cm^3) de la formation. Cette dernière est proportionnelle à la densité de la formation, qui elle dépend de la densité de la matrice, de la porosité et de la densité des fluides remplissant les pores. On obtient directement une diagraphie de densité qui est parfois traduite en porosité par la relation :

$$\rho_b = (1 - \Phi) \rho_{ma} + \Phi \rho_f \quad (2.1)$$

ρ_b densité globale lue sur le log

ρ_{ma} densité de la matrice

ρ_f densité du fluide interstitiel, généralement du filtrat de boue
 Φ porosité densité

II.2.1.2. 2. Diagraphies de Neutron

A l'aide des sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 2.5 et 6 Mev. Grâce à leur vitesse initiale élevée, les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie. On mesure le nombre de neutrons thermiques c'est-à-dire de neutrons ralentis (O.Serra, 1989).

L'hydrogène est l'élément dont le pouvoir de ralentissement est le plus fort. Comme cet élément se trouve présent dans de nombreuses substances, la mesure traduit essentiellement la concentration de la formation en atomes d'hydrogènes. Les substances qui en contiennent le plus sont l'eau et les liquides.

On mesure ainsi l'indice d'hydrogène qui sera lié à la porosité. Nous déterminons par cette diagraphie la porosité neutron Φ_n .

Cette diagraphie permet :

- l'évaluation de la porosité des roches de réservoirs,
- l'identification de la lithologie en combinaison avec d'autres outils,
- l'évaluation de la densité des hydrocarbures.

II.2.2. Diagraphies de la vitesse acoustique (le sonique)

Les diagraphies acoustiques sont basées sur la propagation des vibrations élastiques dans les formations. Il existe deux types d'ondes élastiques : les vibrations longitudinales et les vibrations transversales.

Le paramètre qui sera mesuré est la vitesse longitudinale car les ondes transversales n'existent pas dans les liquides ou les gaz.

Dans les roches poreuses consolidées, le temps de parcours est la moyenne pondérée du temps de parcours dans la matrice de la roche et dans le fluide des pores selon la formule dite de Wyllie : (R.Desbrandes, 1982).

$$\Delta t_{lu} = \Phi \Delta t_f + (1 - \Phi) \Delta t_{ma} \quad (2.2)$$

Δt_{lu} temps de parcours lu sur le diagramme

Δt_f temps de parcours dans le fluide des pores

Δt_{ma} temps de parcours dans la matrice de la roche

Dans la pratique, le log sonique mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs, d'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, les effets de cave et le décentrement de l'outil.

Le temps de transit ΔT entre les deux récepteurs se mesure en secondes par pied, $\mu\text{s}/\text{pied}$.

II.2.3. Diagraphies électriques

Les formations géologiques poreuses contiennent toutes des quantités plus ou moins grandes d'eau salée et d'argiles qui assurent la conductivité électrique.

On considère souvent que le fluide conducteur dans les formations est une solution de chlorure de sodium plus ou moins concentrée. En diagraphie, on considère la résistivité qui est l'inverse de la conductivité et on l'exprime en ohms.m. La résistivité des eaux de formation varie de 0,01 ohm.m à 10 ohms.m (R.Desbrandes, 1982).

On utilise la boue de forage pour forer les différents sondages. Vu la différence de pression hydrostatique entre la boue et les couches, on a la filtration de la partie liquide de la boue, le filtrat, dans la couche. Ce qui fait la présence de trois zones de résistivités différentes, la zone envahie, la zone de transition et la zone vierge.

Le principe de mesure consiste à envoyer par une source émettrice d'énergie un courant électrique qui pénètre dans la formation et à enregistrer la différence de potentiel par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source.

Selon la distance entre le récepteur et l'émetteur on distingue les Macro dispositifs et les Micro dispositifs.

- Les Macro dispositifs : ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .
- Les Micro dispositifs : ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo}

Les paramètres qui vont être enregistrés par les sondes de résistivités sont :

R_t la résistivité de la formation dans la zone vierge.

R_o la résistivité de la formation saturée d'eau (zone vierge)

R_{xo} la résistivité de la roche dans la zone sous saturée de la zone envahie.

R_{xt} la résistivité de la roche dans la zone saturée en eau de la zone envahie.

Les paramètres normalement obtenus ou vérifiés par mesure sur échantillon :

R_m la résistivité de la boue

R_{mf} la résistivité du filtrat de boue

R_{mc} la résistivité du mud cake

R_w la résistivité de l'eau d'imbibition

III. Analyse électrofaciologique

L'analyse électrofaciologique consiste en premier lieu à rechercher les électrofaciès fondamentaux et en second lieu à étudier les lithofaciès.

Nous avons utilisé les enregistrements diagraphiques à savoir le gamma ray (GR), le sonique, la porosité densité et la porosité neutron.

Ces données diagraphiques sont présentées sur les figures II.2 à II.6 obtenues à l'aide du logiciel Techlog.

Elles nous ont servi à lire les valeurs des paramètres mentionnés précédemment ce qui nous permettra de déterminer les cinq électrofaciès du Trias, qui sont du haut en bas :

➤ **Electrofaciès I**

Quand on observe la figure II.2, on a pu remarquer la variation des valeurs des trois paramètres, ce qui nous mène à déduire la présence de deux types de formations :

- Des sels : qui se caractérisent par les valeurs suivantes :
GR entre 6 et 14.35 **API**, la Densité varie entre 2,05 et 2,15 **g/cm³** et pour le sonique, il est compris entre 68 et 80 **µs/ft**
- Des Argiles qui ont des GR entre : 54 et 75 **API**, une densité entre 2,34 et 2,42 **g/cm³** et un Sonique entre 87 et 108 **µs/ft**.

Grâce à ces lectures on peut dire que ce premier électrofaciès est un dépôt argileux salifère

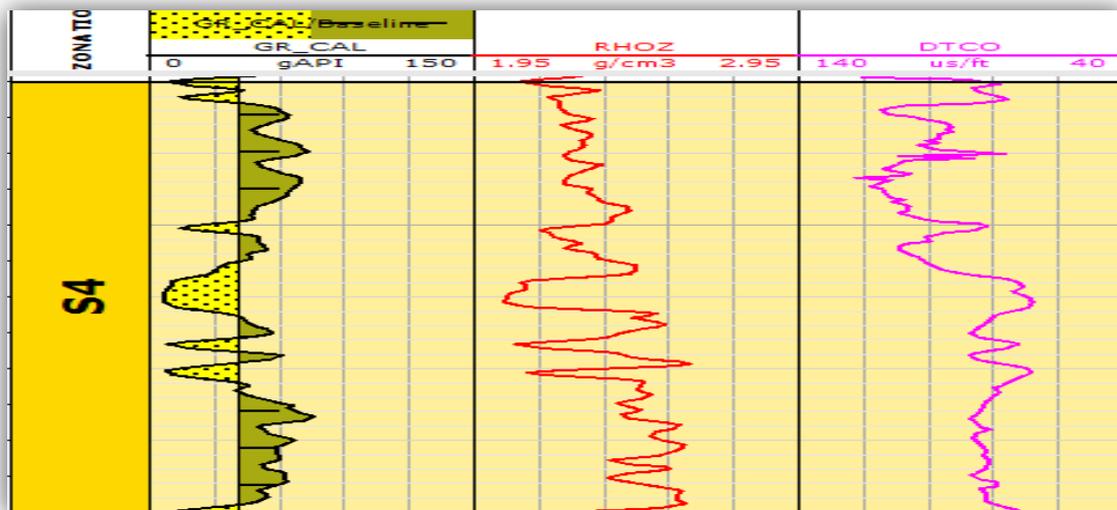


Figure II.2 : Réponses diagraphiques déterminant les alternances des argiles et des sels.

➤ **Electrofaciès II**

Les enregistrements diagraphiques présentés dans la figure II.3 ont donné les lectures suivantes : GR entre 54 et 80 **API** et le Sonique entre 79 et 84 **µs/ft**. Ces lectures confirment que cet électrofaciès est constitué essentiellement d'une couche argileuse.

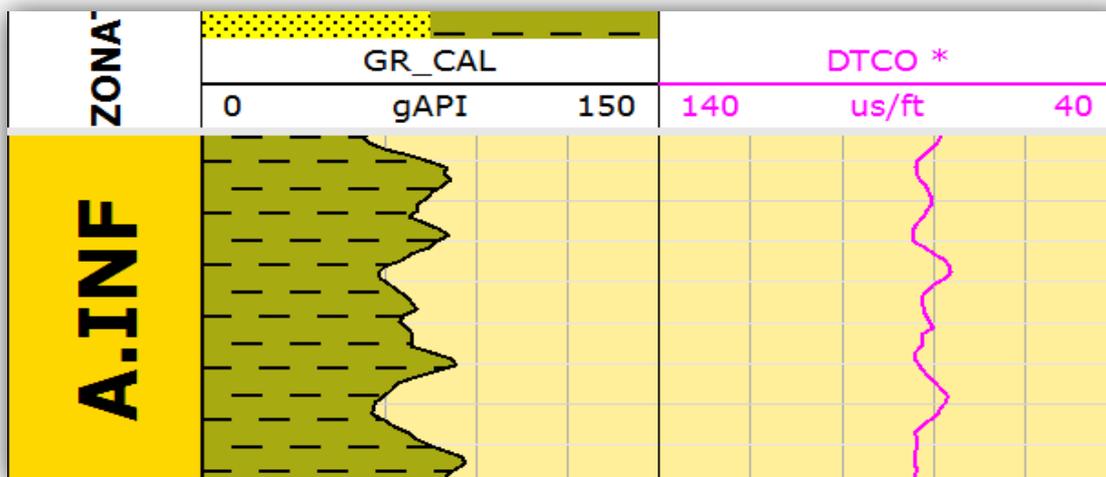


Figure II.3: Réponses diagaphiques déterminant la couche argileuse.

➤ **Electrofaciès III**

Sur la figure II.4 nous avons pu faire les lectures diagaphiques des deux paramètres physiques du sous-sol, dont le sonique avec une valeur qui varie entre 54 et 65 $\mu\text{s}/\text{ft}$ et le GR qui varie entre 31 et 49 **API**.

L'interprétation diagaphique montre que ce banc correspond à des grés traversés par des passées d'argiles.

Les lectures du GR qui sont entre 77 et 127 **API** et du Sonique qui varie entre 64 et 87 $\mu\text{s}/\text{ft}$ montrent la présence des bancs d'argiles qui admettent souvent des niveaux gréseux.

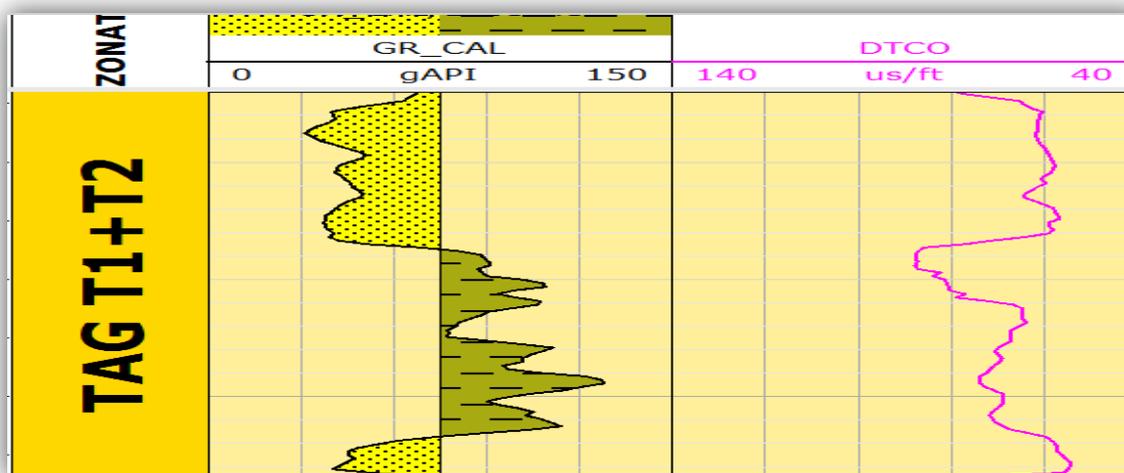


Figure II.4 : Réponses diagaphiques déterminant les alternances des grés et des argiles.

➤ **Electrofaciès IV**

Les différentes lectures obtenues à partir des enregistrements diagraphiques représentées sur la figure (II-5) sont pour le GR entre 112 et 152 **API**, la Densité varie entre 2,02 et 2,74 **g /cm³** et le Sonique entre 67 et 95 **µs/ft**.

Cet électrofaciès correspond à une roche éruptive.

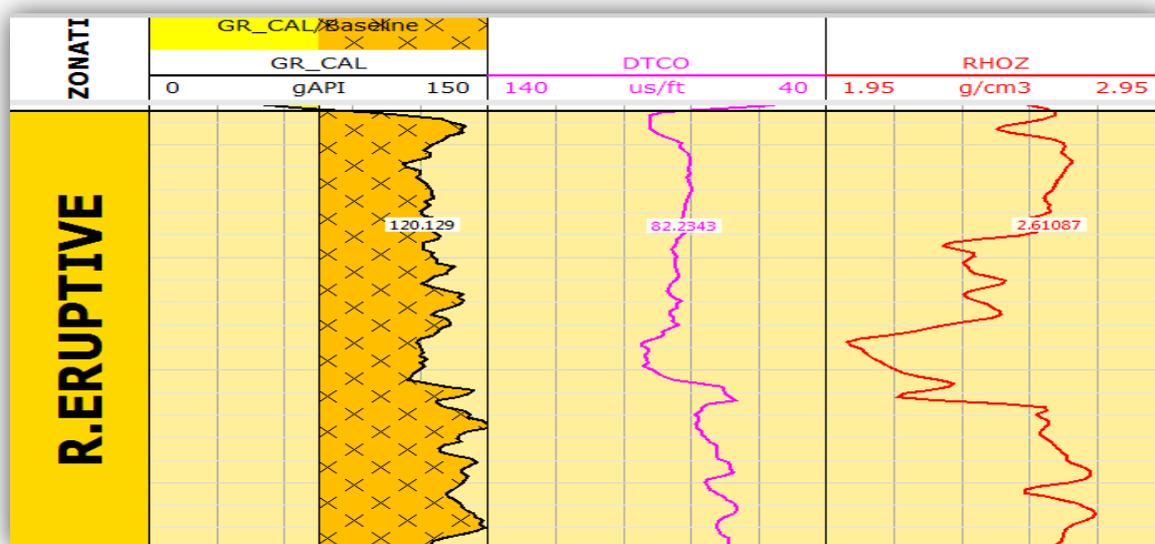


Figure II.5: Réponses diagraphiques déterminant la roche éruptive

➤ **Electrofaciès V**

A partir de la figure II-6 nous avons lu une valeur du GR qui varie entre 14 et 58 **API**, une densité qui varie entre 2,38 et 2,61 **g /cm³**, un Sonique entre 53 et 71 **µs/ft** et une Porosité neutron qui varie entre 2% et 14%.

Ces lectures permettent de dire qu'il correspond à des grès.

Nous avons pu faire d'autres lectures, un GR qui varie entre 80 et 150 **API**, une densité entre 2,57 et 2,64 **g /cm³**, un Sonique entre 69 et 86 **µs/ft** et une Porosité neutron qui varie entre 12% et 26%.

C'est grâce à ces lectures qu'on peut dire que cet électrofaciès est constitué d'une formation argileux-gréseuse.

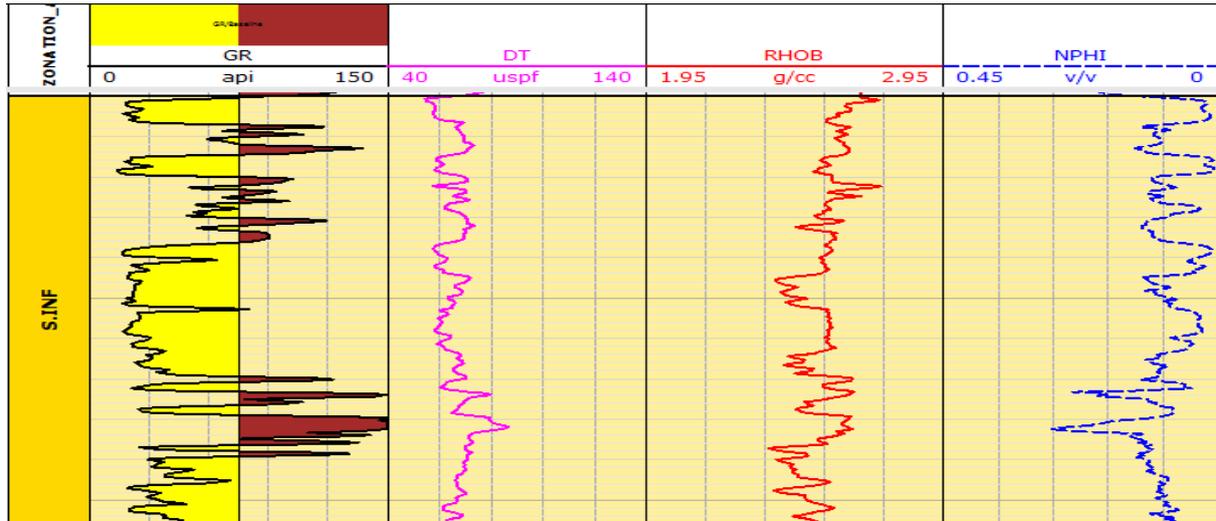


Figure II.6 : Réponses diagaphiques déterminant les alternances des grés et des argiles

IV. Synthèse lithostratigraphique

IV.1. Etude de corrélation

Pour mieux comprendre les différents facteurs qui influent sur la répartition et les variations des épaisseurs, deux profils ont été réalisés. Nous avons considéré 9 puits dans notre zone d'étude.

Ces puits sont répartis sur deux profils croisés. Les deux profils, profil A et profil B sont représentés sur la figure II.7.

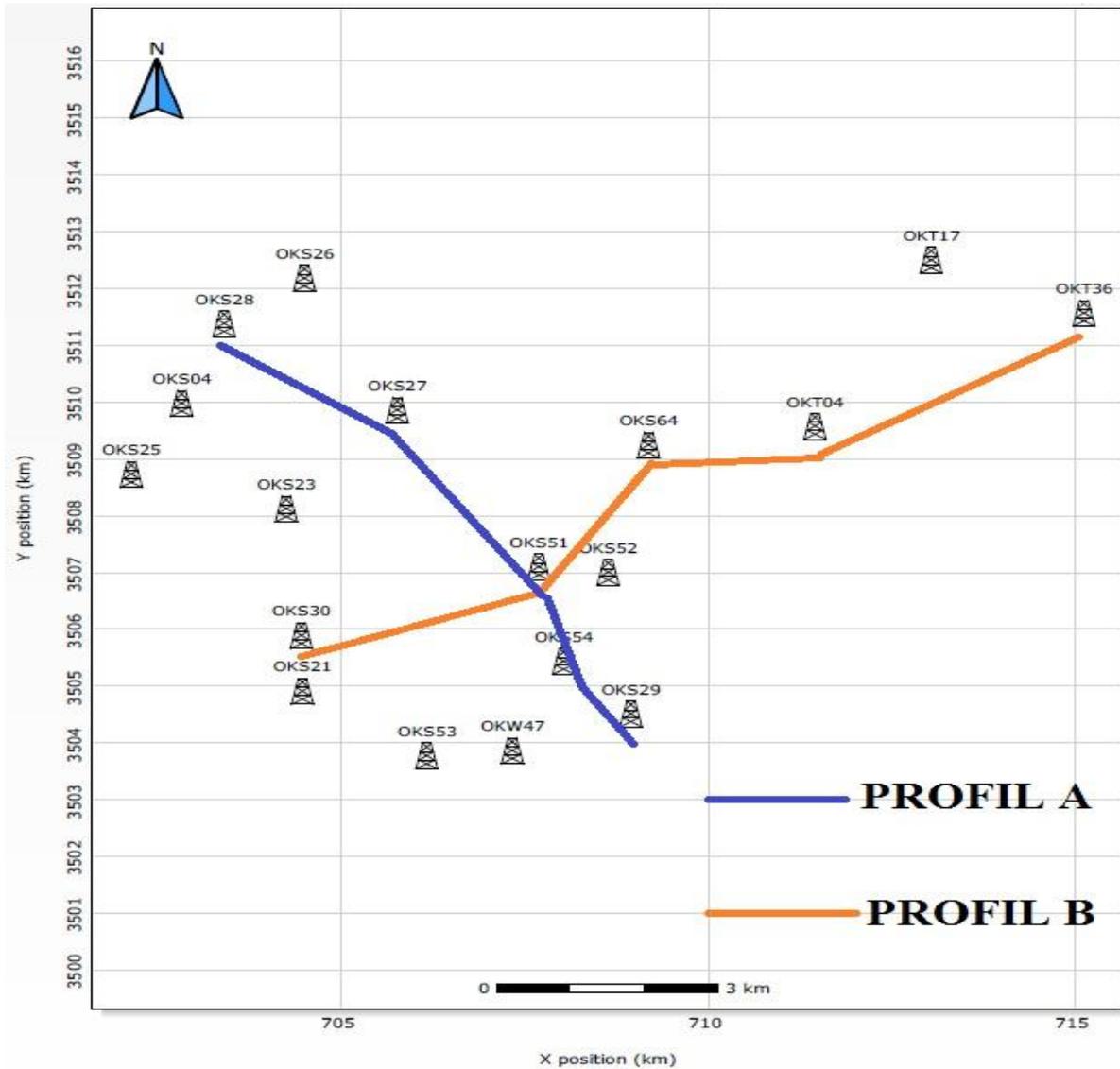


Figure II.7 : Positionnement des puits utilisés pour former les deux profils A et B

Profil A : NNW - SSE

En se basant sur les données du tableau II.1 qui présente les épaisseurs en mètres des différentes formations du Trias et le profil A présenté en annexe I, on a constaté que les épaisseurs de la série inférieure et le TAG augmentent en allant du NNW vers le centre.

L'épaisseur de la série inférieure au niveau du puits OKS28 est égale à 31,5 m et au niveau du puits OKS51 elle est égale à 53 m, et au niveau du TAG les épaisseurs varient de 35 m dans le puits OKS28 à 45m dans le puits OKS51. Puis vient une légère diminution de l'épaisseur de la série inférieure en allant vers le SSE et une forte diminution au niveau du TAG. Dans le puits OKS29 l'épaisseur est égale 16,5m.

Ces observations montrent une stabilité relative des épaisseurs à l'échelle globale, un amincissement de la série inférieure en allant vers le NNW, une augmentation de l'épaisseur du TAG vers le même sens.

Pour l'unité de l'Argile inférieure et la roche éruptive, on confirme un léger épaissement en allant vers le SSE.

Tableau II.1 : Variation des épaisseurs en mètres dans le profil A

WELL		Argile salifère	Argile inférieure	Trias argileux-gréseux TAG	Roche éruptive	Série inférieure
OKS28	Limite sup	-3129,64	-3175,64	-3183,64	-3218,46	-3232,14
	Limite inf	-3175,64	-3183,64	-3218,46	-3232,14	-3263,64
	Epaisseur	46	8	35	13,5	31,5
OKS27	Limite sup	-3125,24	-3168,24	-3178,24	-3206,24	-3225,24
	Limite inf	-3168,24	-3178,24	-3206,24	-3225,24	-3265,24
	Epaisseur	43	10	28	19	40
OKS51	Limite sup	-3143,3	-3166,8	-3175,8	-3220,8	-3225,8
	Limite inf	-3166,8	-3175,8	-3220,8	-3225,8	-3278,8
	Epaisseur	23,5	9	45	5	53
OKS54	Limite sup	-3168	-3205	-3219	-3238	-3251
	Limite inf	-3205	-3219	-3238	-3251	-3305
	Epaisseur	37	14	19	13	54
OKS29	Limite sup	-3176,5	-3214,5	-3223,5	-3240	-3259,5
	Limite inf	-3214,5	-3223,5	-3240	-3259,5	-3309
	Epaisseur	38	9	16,5	19,5	49,5

Profil B : NE- SW

De même, les données du tableau II.2 qui présente l'épaisseur de chaque niveau du Trias et le profil B présenté en annexe II montrent que les épaisseurs de l'ensemble des faciès présentent une diminution en allant du NE vers le centre. A titre d'exemple l'épaisseur de la série inférieure est de 32 m dans le puits OKT04 et de 18 m au niveau du puits OKS64.

Pour le TAG elle est de 21 m au niveau du puits OKT36, et dans le puits OKT04, elle est de 14 m. Alors que l'argile salifère est absente dans le puits OKT04, et l'épaisseur de cette formation atteint son maximum en allant vers le centre, d'une valeur de 42 m au niveau du puits OKS64.

Au niveau du puits OKS51, on observe le maximum des épaisseurs de la plupart des formations. Pour la série inférieure l'épaisseur est de 53 m et le TAG atteint une épaisseur de 45 m.

Au SW de Benkahla, plus exactement au niveau du puits OKS30, on observe une légère diminution des épaisseurs de la série inférieure à 42 m et le TAG à 30 m, par contre l'argile salifère montre une augmentation de 23,5 m au niveau du puits OKS51 à 35 m.

Tableau II.2 : Variation des épaisseurs en mètres dans le profil B

WELL		Argile salifère	Argile inférieure	Trias argileux-gréseux TAG	Roche éruptive	Série inférieure
OKT36	Limite sup	-3182,5	-3207,5	-3223,5	-3244,5	-3247,5
	Limite inf	-3207,5	-3223,5	-3244,5	-3247,5	-3280,5
	Epaisseur	25	16	21	3	33
OKT04	Limite sup	-3177,44	-3177,44	-3183,44	-3197,44	-3203,44
	Limite inf	-3177,44	-3183,44	-3197,44	-3203,44	-3235,44
	Epaisseur	0	6	14	6	32
OKS64	Limite sup	-3126,4	-3168,4	-3173,4	-3206,9	-3211,4
	Limite inf	-3168,4	-3173,4	-3206,9	-3211,4	-3229,4
	Epaisseur	42	5	33,5	4,5	18
OKS51	Limite sup	-3143,3	-3166,8	-3175,8	-3220,8	-3225,8
	Limite inf	-3166,8	-3175,8	-3220,8	-3225,8	-3278,8
	Epaisseur	23,5	9	45	5	53
OKS30	Limite sup	-3102,6	-3140,6	-3148,6	-3178,6	-3191,6
	Limite inf	-3140,6	-3148,6	-3178,6	-3191,6	-3233,6
	Epaisseur	38	8	30	13	42

IV.2. Description lithologique

La description lithologique de la série inférieure du puits OKS51 obtenue à partir des données de carotte confirme les conclusions qu'on a fait lors des lectures diagraphiques. Cette description lithologique est détaillée dans l'annexe III.

De 3414 à 3414.80 m : d'après la description de la carotte présentée dans l'annexe III, cette partie correspond à un complexe argilo-gréseux : silt gris vert et argiles verte. Grés gris-vert, noir, fin, argileux, compact.

On voit sur la figure II.8 que cette dernière correspond bien à un complexe argileux gréseux avec un GR= 58 API et Vsh= 50%.

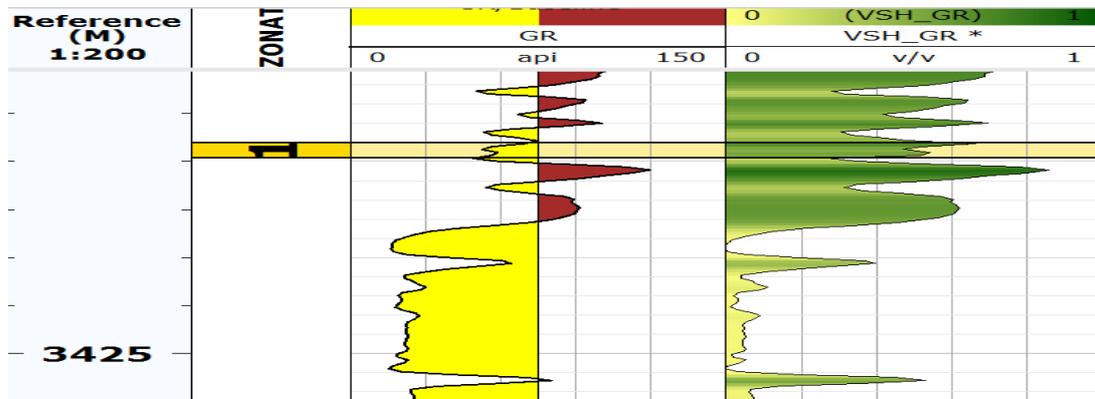


Figure II.8 : le GR et le volume d'argiles de la partie comprise entre 3414 et 3414.80 m.

De 3418.8 à 3422.70m : Selon les données de la carotte, cette partie correspond à des : grés bruns, moyens, moyennement durs, parfois friables, argileux, à silico-argileux, noir, bitumineux, vers la base.

La figure II.9 montre que cette zone correspond à un banc gréseux avec un GR= 15 API qui devient parfois argileux dont le GR = 65 API.

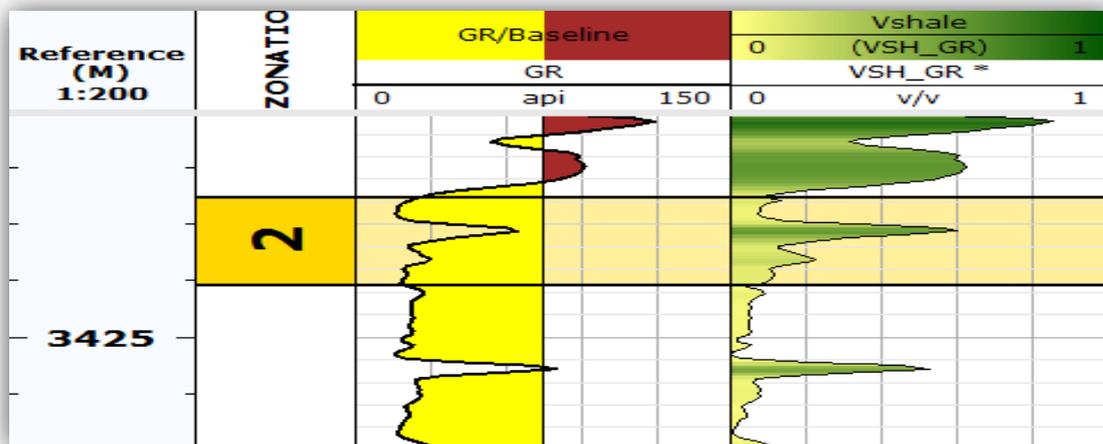


Figure II.9 : Le GR et le volume d'argiles de la formation comprise entre 3418.8 et 3422.70m

De 3436.10 à 3438.40m : la description de la carotte nous a montré que cette partie correspond à des Argiles brun rouge, et passées de silt et grès vert, argileux, compact. Une valeur du GR comprise entre 92 et 128 API montre bien que ce banc correspond à des argiles et cela d'après la figure II.10.

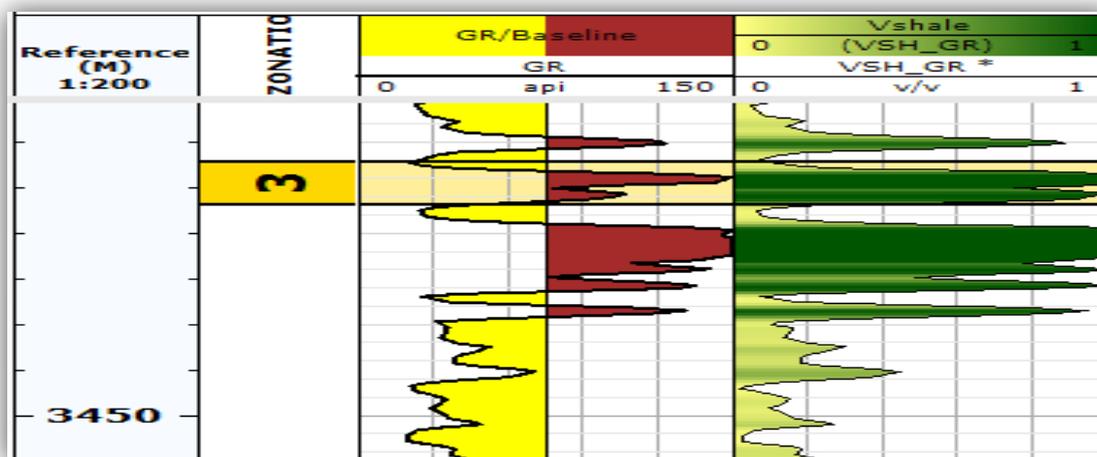


Figure II.10 : Le GR et le volume d'argiles de la partie comprise entre 3436.10 et 3438.40 m.

De 3440.20 à 3444.20 m : les données de la carotte montrent que cette zone contient des grès brun, fin, argileux, moyennement durs, compacts par endroits vers le sommet et moyen silico-argileux, parfois friable, avec mouchetures de grès beige, et nodule de dolomie vers la base.

La figure II.11 donne pour le sommet de la zone 4 un GR de 150 API, ce qui correspond à des argiles. Une valeur de 30 API vers la base, constituée du grès argileux.

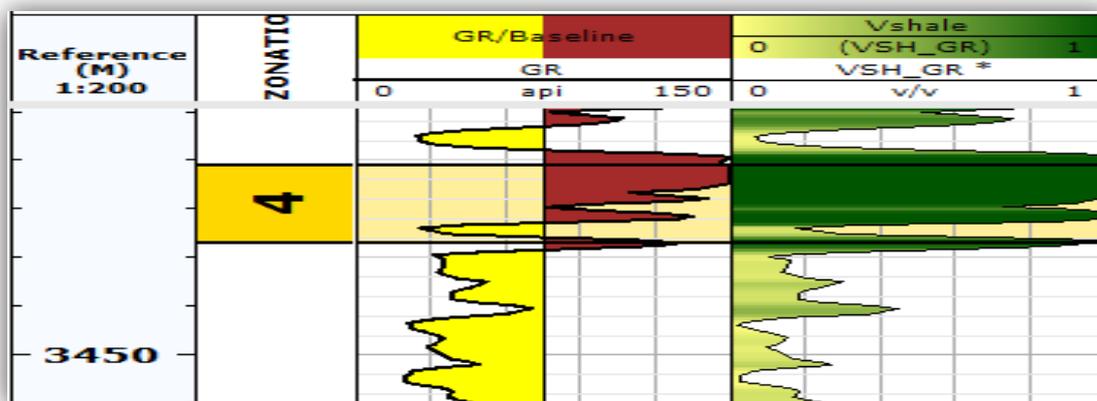


Figure II.11 : Le GR et le volume d'argiles de la partie comprise entre 3440.20 et 3444.20 m.

V. Conclusion

Les résultats précédents montrent que la série triasique s'est développée vers le SW .Le facteur majeur qui contrôle la répartition des épaisseurs est la paleogeographie de la région. Cette dernière a été coiffée par la phase érosive et la diversité des paléocourants des apports continentaux.

Pour le trias salifère S4 son épaisseur est relativement stable, cette stabilité confirme une transgression locale contrôlée par un changement climatique rythmique.

Afin de mieux comprendre cette variation d'épaisseur et l'impact des failles locales et régionales sur cette dernière, nous procéderons dans le chapitre qui suit à la réalisation des cartes en isopaques et en isobathes.

Chapitre III

Etude de la variation des épaisseurs et profondeurs des formations triasiques

I. Introduction

Dans le but de comprendre l'évolution spatio-temporelle de notre région d'étude, nous allons dans ce qui va suivre réaliser et interpréter des cartes en isopaques et isobathes pour chaque formation du Trias.

Les cartes en isopaques permettent d'étudier les variations des épaisseurs suivant les différentes directions géographiques ainsi que leurs évolutions au cours du temps. En ce qui concerne les cartes en isobathes, elles permettent d'étudier la variation du niveau de profondeur du toit ou du mur de chaque formation.

La région de Benkahla a subi le phénomène de la tectonique, nous ne pouvons pas étudier les variations du niveau de profondeurs des formations sans déterminer l'effet des failles sur ces derniers.

II. Tectonique de la zone Sud de Benkahla

D'après les rapports de sondage réalisés par Sonatrach dans le cadre des travaux de recherches et d'explorations. Au niveau local, Benkahla est une zone fortement faillée, on y compte 6 failles au total toutes découvertes par les nombreuses campagnes de sismique réflexion effectuées au niveau de la région de Berkaoui, Guellala et Benkahla. Ces failles sont les suivantes :

- **La faille I :** C'est une faille normale de direction relative NNE-SSW, d'inclinaison NNW avec un rejet de 110 mètres. Cette faille s'étend à partir du gisement de « Boukhezona Sahane », située à 60 km au Nord de Benkahla. Sa limite reste indéterminée, seulement, on suppose qu'elle croise une autre faille et s'arrête au niveau du puits OKP60.

Les études ont montré que cette faille constitue une limite naturelle à l'Ouest du réservoir de Benkahla, car son rejet est supérieur à l'épaisseur du réservoir.

- **La faille II :** C'est une faille normale de direction NW-SE d'inclinaison NE avec un rejet variable augmentant du NW vers le SE. Au niveau du puits OKO71, le rejet de cette faille presque nul, mais au niveau du puits OKP10 le rejet atteint son maximum à savoir 50 mètres.

Ce phénomène est dû au basculement de la faille II qui s'étend ainsi sur une distance de 9 km environ. Notons aussi que la faille II est une faille locale.

- **La faille III** : C'est une faille normale de direction variable NNE-SSW à NE-SW. Son inclinaison est NW, avec un rejet de 30 mètres. Elle croise la faille I vers le puits OKP60 et s'étend vers le Sud à une distance indéterminée. Notons que cette faille est locale.
- **La faille IV** : C'est une faille normale de direction NS, d'inclinaison Est avec un rejet de 15 mètres. Sa longueur atteint les 4 km environ.
- **La faille V** : Faille normale de direction NE-SW, inclinée vers le SE avec un rejet de 10 mètres. Elle atteint environ 6 km de longueur.
- **Faille VI** : Faille normale de direction NW-SE qui s'incline vers le NE avec un rejet de 10 mètres. Sa longueur atteint 4.5 km environ.

Dans notre région d'études, les failles qui affectent la structure de la zone sont la faille I qui est une faille régionale et la faille VI qui est une faille locale.

La figure III.1 ci-dessous montre la position exacte de ces deux failles qui ont été découvertes grâce à la sismique réflexion et les cartes en isochrones interprétées par la compagnie d'exploration BEICIP.

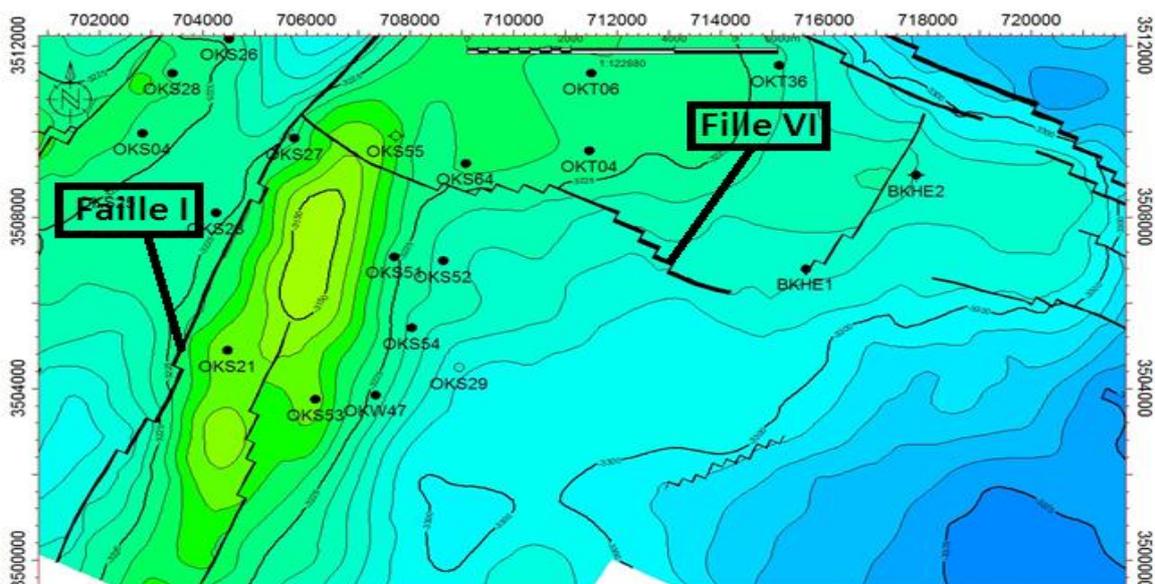


Figure III.1 : Positionnement des failles I et VI dans le secteur d'étude

III. Etude de l'évolution des niveaux de profondeurs des formations triasiques

L'étude de la variation et l'évolution du niveau de profondeur du toit de chaque formation triasique suivant les différentes directions géographiques nécessite la réalisation des cartes en isobathes.

Les cartes en isobathes ont été réalisées à l'aide du logiciel Surfer, en prenant en compte les coordonnées des 19 puits choisis pour notre étude et les cotes absolues des toits des séries suivantes: la cote absolue du toit de Gothlondien, de la série inférieure, de la roche éruptive, du TAG, de l'argile inférieure et de la série salifère S4, ces données sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.1 : Profondeurs en mètres des formations du Trias

Puits	X(m)	Y(m)	Cote absolue GOTH(m)	Cote absolue S.INF(m)	Cote absolue Roche Eruptive(m)	Cote absolue TAG(m)	Cote absolue ARG.INF	Cote absolue S4(m)
OKS26	704499,02	3512183,06	-3255,99	-3242,49	-3224,99	-3206,99	-3194,99	-3149,99
OKS21	704469,00	3504909,00	-3220,30	-3179,30	-3166,30	-3134,30	-3126,30	-3100,30
OKS 52	708635,03	3507003,03	-3316,70	-3267,20	-3227,70	-3193,70	-3186,70	-3159,70
OKS23	704247,84	3508119,71	-3272,66	-3238,16	-3224,16	-3194,16	-3181,16	-3139,16
OKS04	702825,00	3509979,00	-3256,66	-3223,66	-3210,66	-3174,66	-3157,66	-3122,66
OKS51	707692,67	3507093,63	-3278,80	-3225,80	-3220,80	-3175,80	-3166,80	-3143,30
OKS53	706167,24	3503767,22	-3245,50	-3211,50	-3194,50	-3175,50	-3160,50	-3140,50
OKS54	708029,94	3505437,10	-3305,00	-3251,00	-3238,00	-3219,00	-3205,00	-3168,00
OKS27	705759,20	3509860,85	-3265,24	-3225,24	-3206,24	-3178,24	-3168,24	-3125,24
OKS28	703402,61	3511381,11	-3263,64	-3232,14	-3218,64	-3183,64	-3175,64	-3129,64
OKW47	707330,33	3503863,33	-3276,09	-3238,09	-3227,09	-3208,59	-3202,09	-3171,59
OKT06	711362,86	3511293,69	-3217,10	-3214,10	-3213,10	-3186,10	-3174,10	-3133,10
OKT17	713039,86	3512500,01	-3236,00	-3209,00	-3205,00	-3194,00	-3181,00	-3137,00
OKT36	715124,18	3511564,11	-3280,50	-3247,50	-3244,50	-3223,50	-3207,50	-3182,50
OKS25	702136,08	3508725,72	-3264,92	-3227,92	-3214,92	-3174,92	-3167,92	-3127,92
OKS64	709187,99	3509241,99	-3229,40	-3211,40	-3206,90	-3173,40	-3168,40	-3126,40
OKT04	711457,80	3509571,88	-3235,44	-3203,44	-3197,44	-3183,44	-3177,44	-3152,44
OKS29	708945,04	3504512,19	-3309,00	-3259,50	-3240,00	-3223,50	-3214,50	-3176,50
OKS30	704452,31	3505884,75	-3233,60	-3191,60	-3178,60	-3148,60	-3140,60	-3102,60

III.1. Carte en isobathes du Gothlandien (Silurien)

Il est nécessaire de réaliser la carte en isobathes en 2D et 3D du Gothlandien supérieur, afin de voir si la surface topographique de son toit peut affecter la distribution future des sédiments triasiques.

Les figures III.2 et III.3 représentent la carte en isobathes respectivement en 2D et 3D du Gothlandien. On constate que le toit se situe à une grande profondeur en direction du Sud et à une faible profondeur au Nord et au SW de la zone.

D'après les données du tableau III.1, les cotes absolues du toit du Gothlandien sont illustrées par les puits suivants :

On constate que le toit se situe à une profondeur maximale, exprimée respectivement par les cotes absolues de 3316.70 m au niveau du puits OKS52, de 3309 m au niveau du puits OKS29 et de 3305 m au niveau du puits OKS54.

Par contre, la profondeur minimale du toit du Gothlandien est donnée respectivement par les cotes absolues des puits suivants : OKT06 (-3217.10 m), OKS64 (-3229.40 m) et OKS21 (-3220.30 m) au niveau des puits OKT06, OKS64 et OKS21. .

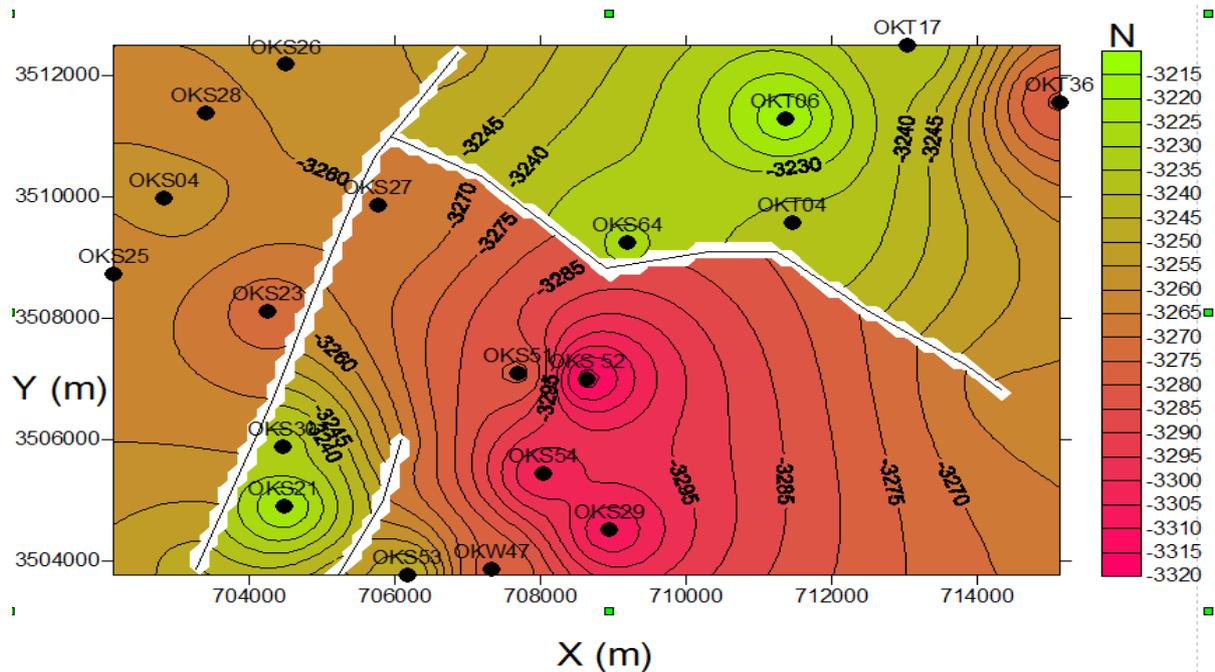


Figure III.2 : Carte en isobathes 2D du Gothlandien

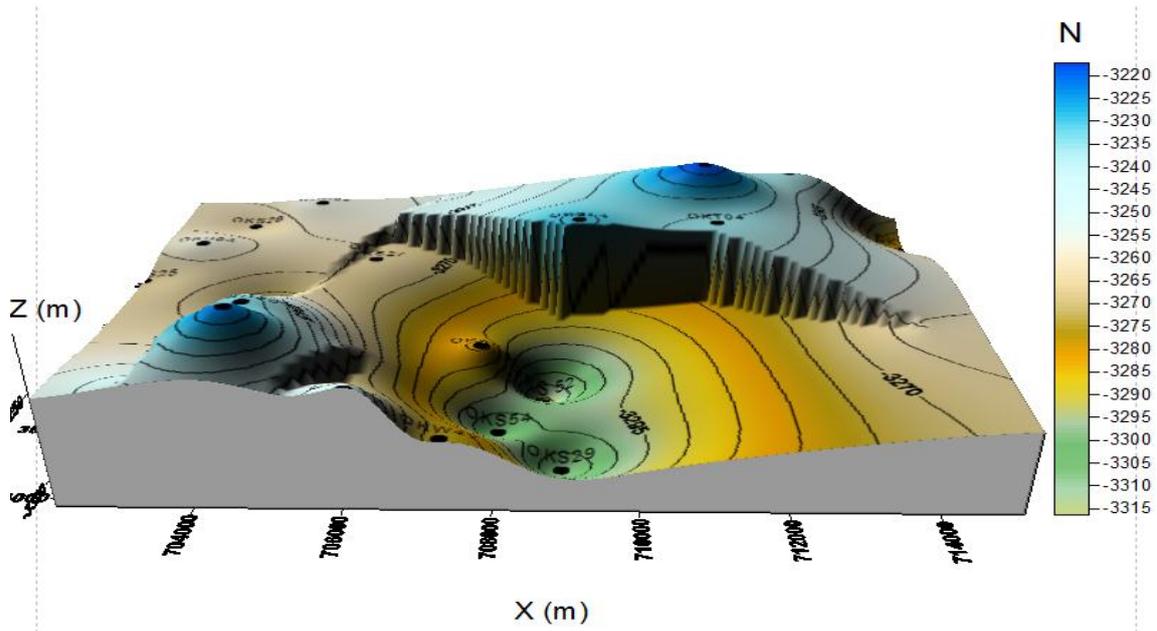


Figure III.3 : Carte en isobathes 3D du Gothlandien

III.2. Carte en isobathes de la série inférieure

Les cartes en isobathes 2D et 3D de la série inférieure présentées respectivement dans les figures III.4 et III.5 montrent une progression rapide de la profondeur de cette formation en direction du Sud et du NE et une diminution au SW de la zone.

D'après les données du tableau III.1 qui montre les profondeurs des dépôts sédimentaires du trias au niveau de chaque puits où la profondeur maximale atteinte par le puits OKS52 (3267.20 m) et la profondeur minimale enregistrée au niveau du puits OKS21 (3179 m).

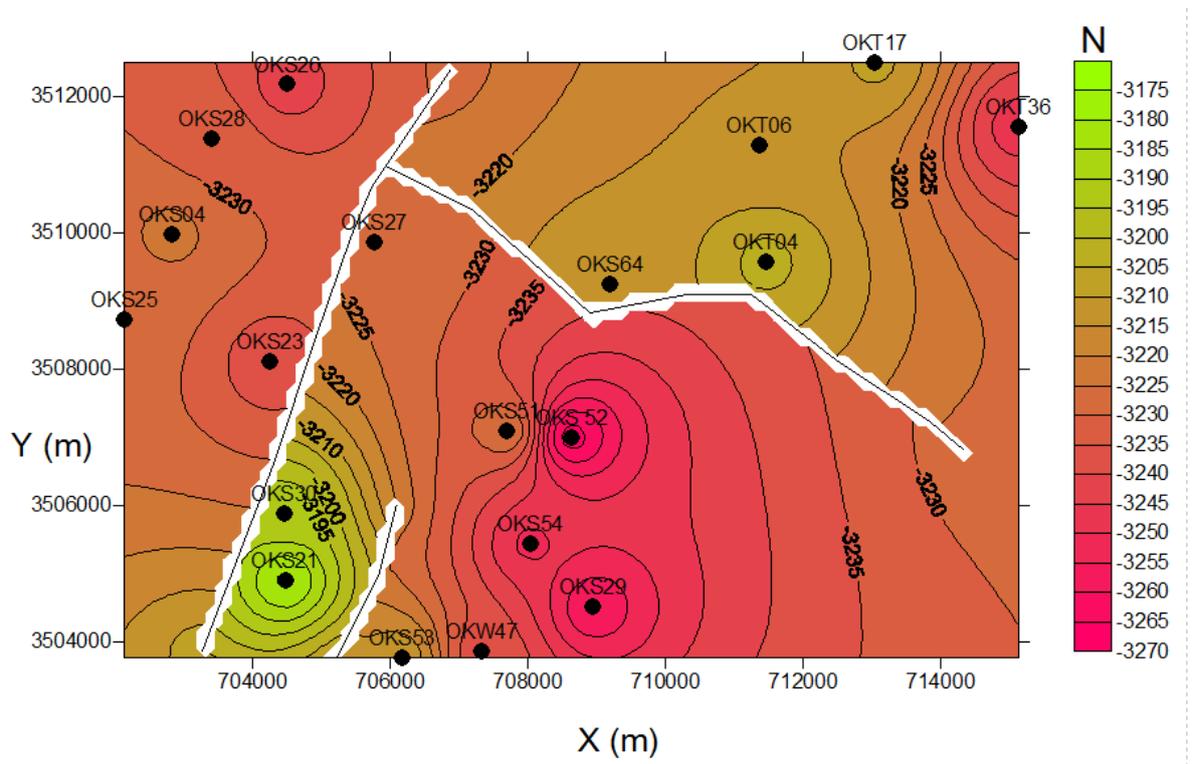


Figure III.4 : Carte en isobathes 2D de la série inférieure

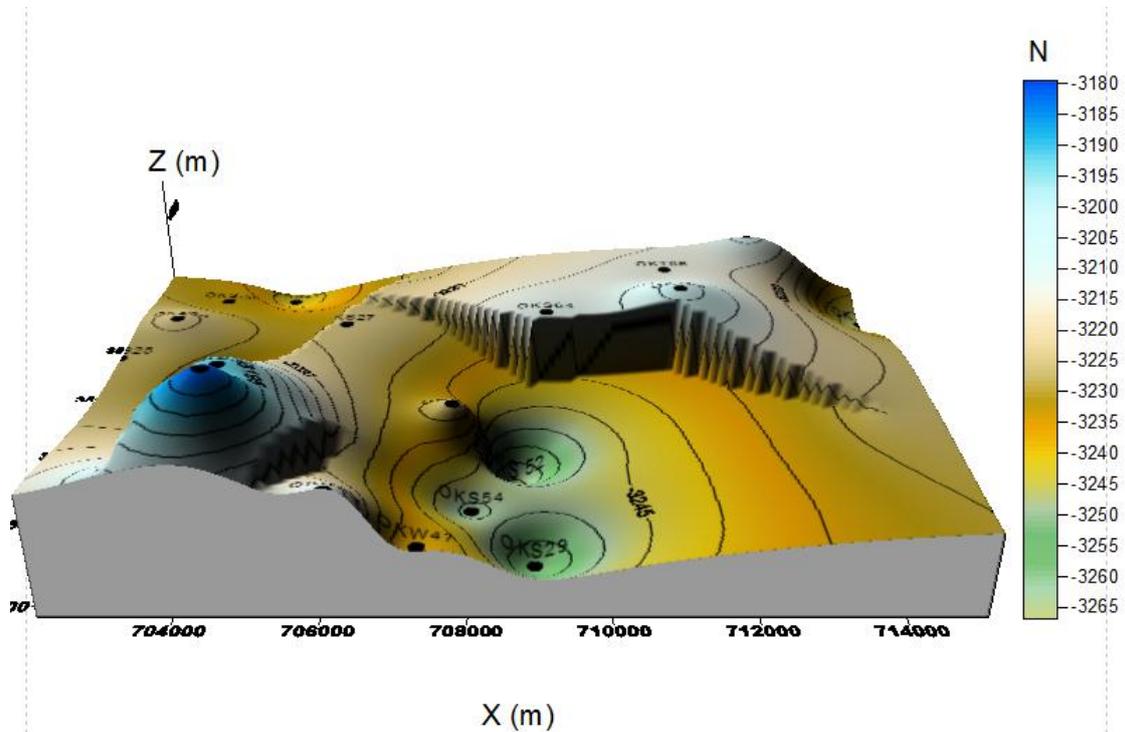


Figure III.5 : Carte en isobathes 3D de la série inférieure

III.3. Carte en isobathes de la roche éruptive

L'analyse des figures III.6 et III.7 montre que les profondeurs du toit de la roche éruptive accusent de faibles valeurs au SW, alors qu'au Sud et au NE, les niveaux de profondeurs sont importants, traduisant une assez importante inclinaison de la surface du toit en direction du Sud et du NE.

Le tableau III.2, donne les niveaux des profondeurs du toit de la roche éruptive structurée dans les formations triasiques avec des cotes absolues donnant des valeurs élevées de 3244.50 mètres au niveau du puits OKT36 et de 3240 m au niveau du puits OKS29, et donnant aussi des faibles valeurs de 3166.30 m au niveau du puits OKS21.

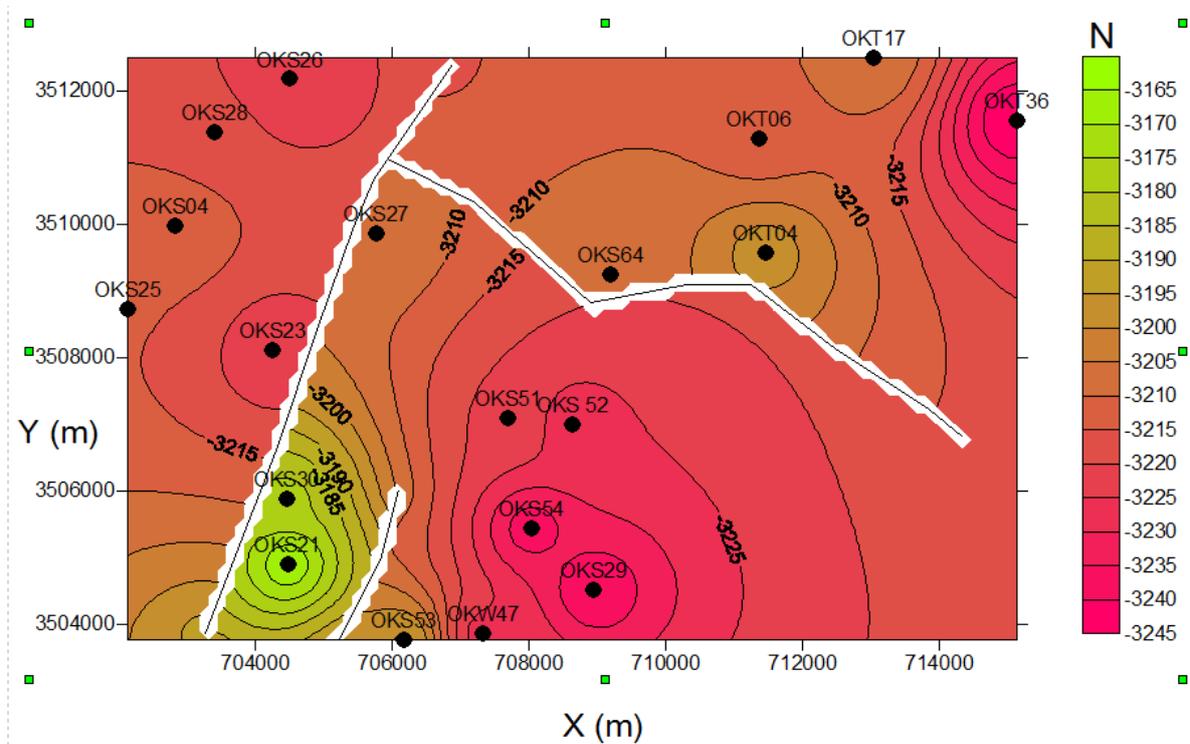


Figure III.6 : Carte en isobathes 2D de la roche éruptive

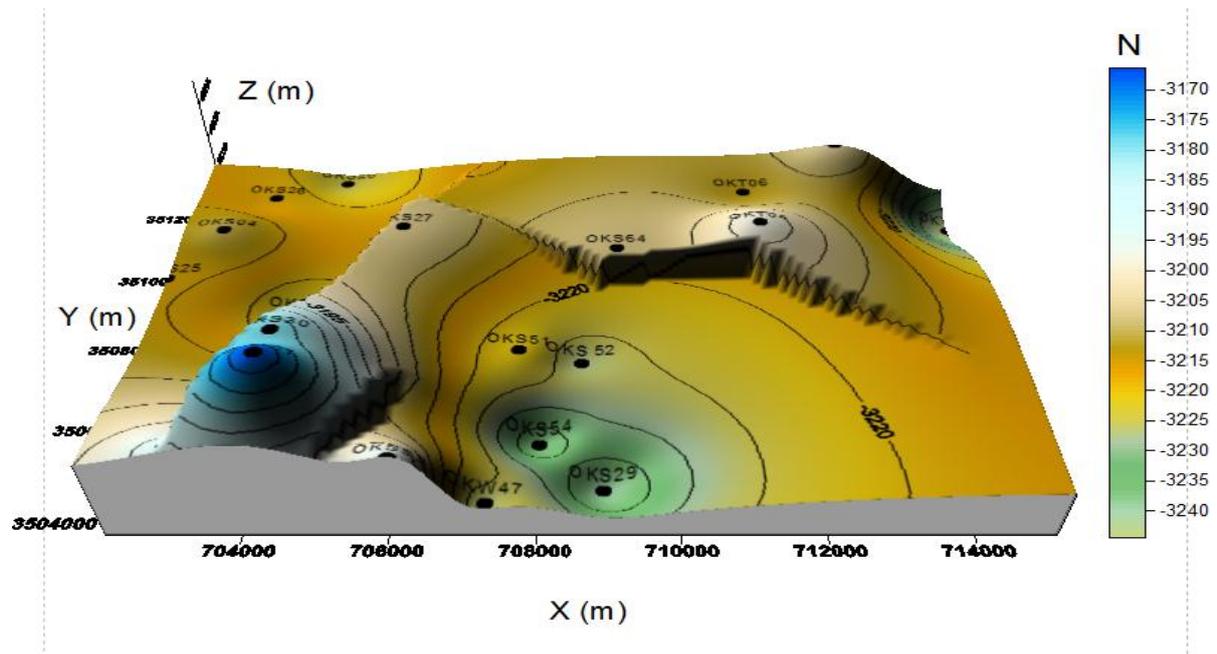


Figure III.7 : Carte en isobathes 3D de la roche éruptive

III.4. Carte en isobathes du TAG

A partir des cartes en isobathes en 2D et 3D du TAG représentées respectivement dans les figures III.8 et III.9, on constate que le toit du TAG se trouve à une faible profondeur en direction du SW et à une grande profondeur en direction du Sud et au NE de la zone.

D'après les données du tableau III.1, les cotes absolues du toit du TAG expriment d'importantes profondeurs au niveau des puits OKS29 et OKT36, situés à un même niveau de profondeur de 3223.50 m. Tandis que les profondeurs les plus faibles sont observées au niveau des puits OKS21 et OKS30, situés respectivement à 3134.30 et 3148.60 m.

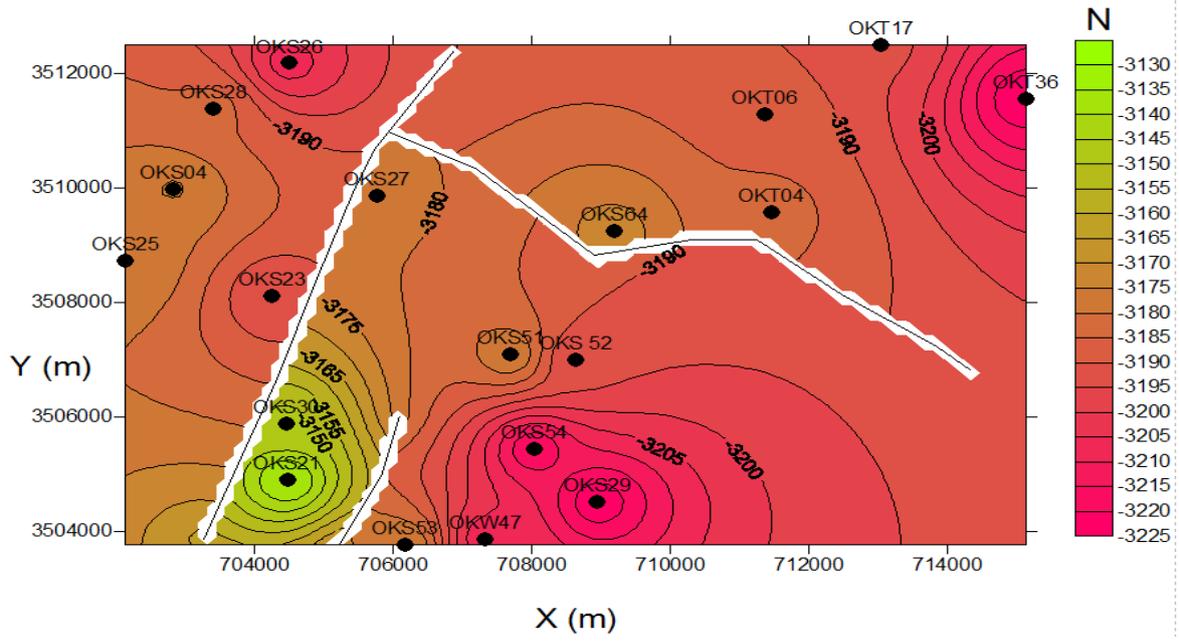


Figure III.8 : Carte en isobathes 2D du TAG

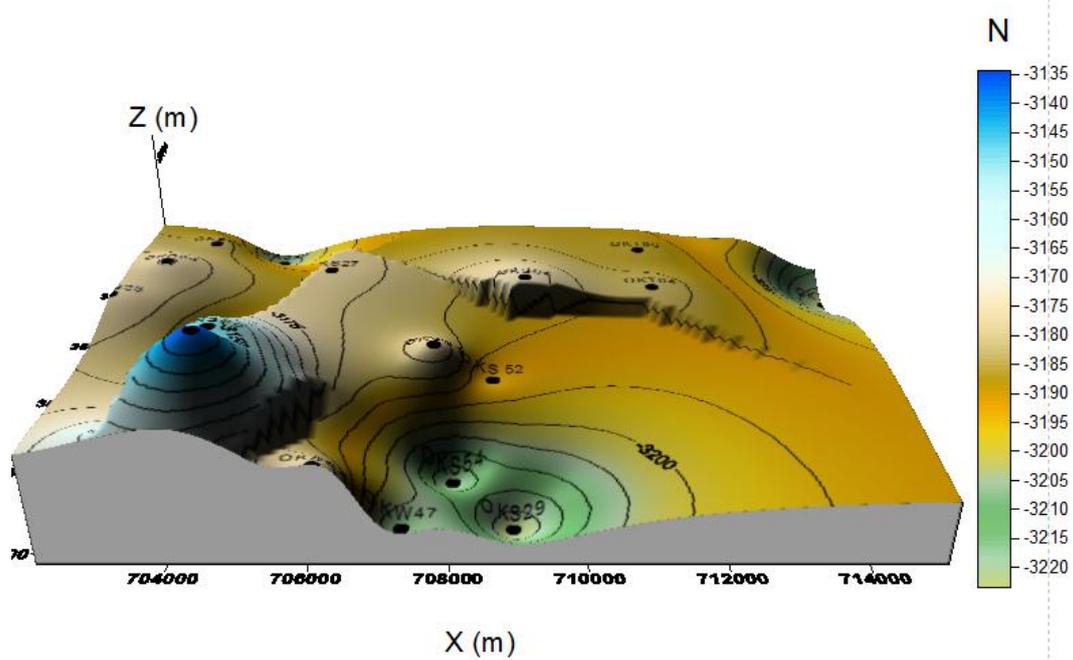


Figure III.9 : Carte en isobathes 3D du TAG

III.5. Carte en isobathes de l'argile inférieure

L'analyse des figures III.10 et III.11 montrent que les profondeurs augmentent dans la direction du Sud, NE et du NW. Alors qu'au SW de la zone, la profondeur est très faible. On observe également, d'après les données du tableau III.1 que les cotes absolues du toit de niveau d'argile inférieure sont situées à de grandes profondeurs de 3214.5 m (OKS29) et à de faibles profondeurs de 3126.30 m (OKS21).

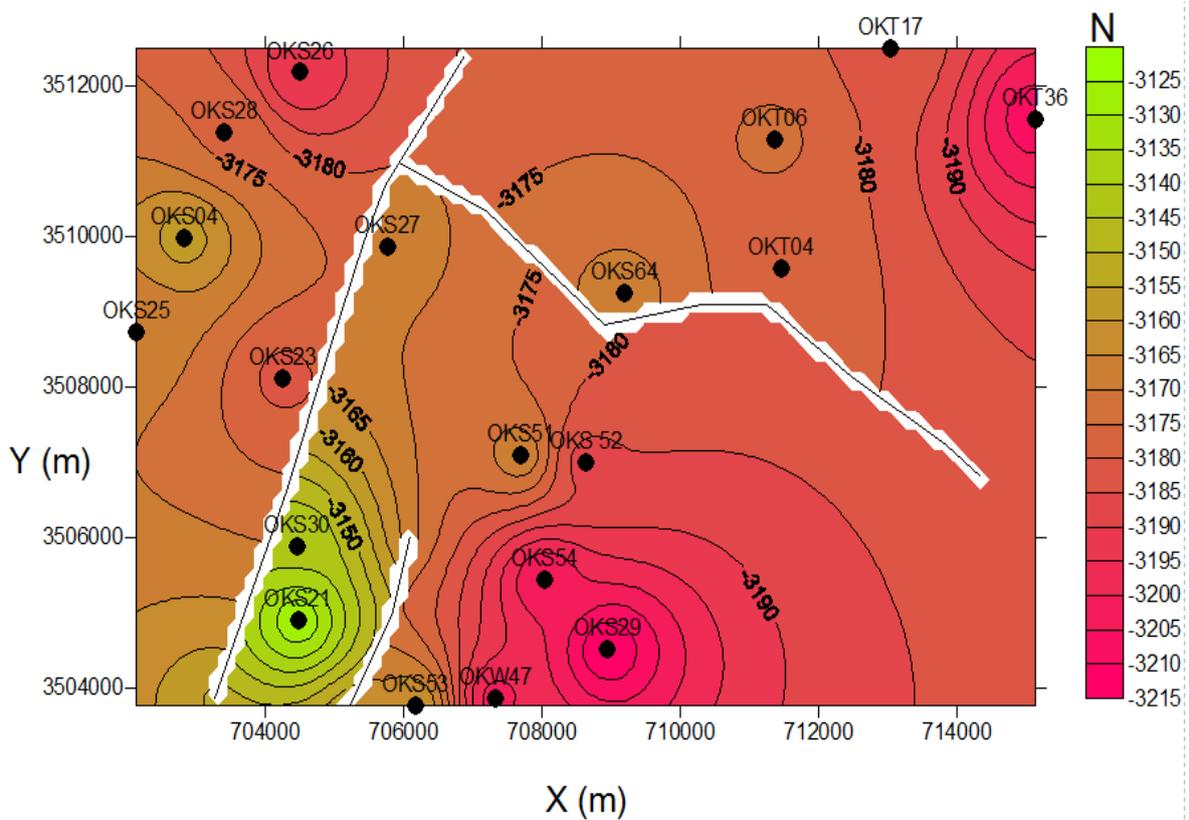


Figure III.10 : Carte en isobathes 2D de l'argile inférieure

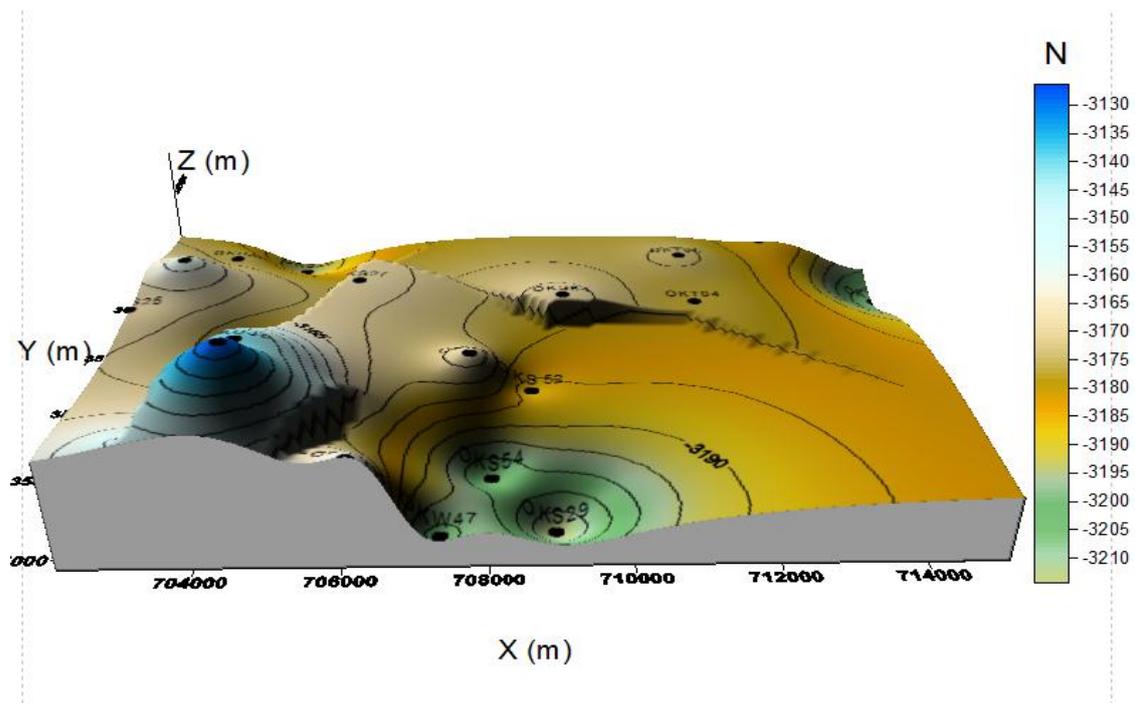


Figure III.11 : Carte en isobathes 3D de l'argile inférieure

III.6. Carte en isobathes de la série salifère S4

En observant la figure III.12 et la figure III.1, nous constatons que la profondeur de la formation est en progression en direction du Sud et du NE. Et en diminution en direction du SW.

D'après les données du tableau III., les plus fortes profondeurs du toit de la série salifère S4 sont enregistrées au niveau des puits OKT36 (3182,50 m), OKS29 (3176,50 m), OKW47 (3171,59 m).

Et les plus faibles profondeurs sont enregistrées au niveau des puits OKS21 (3100,30 m) et OKS30 (3102,60 m).

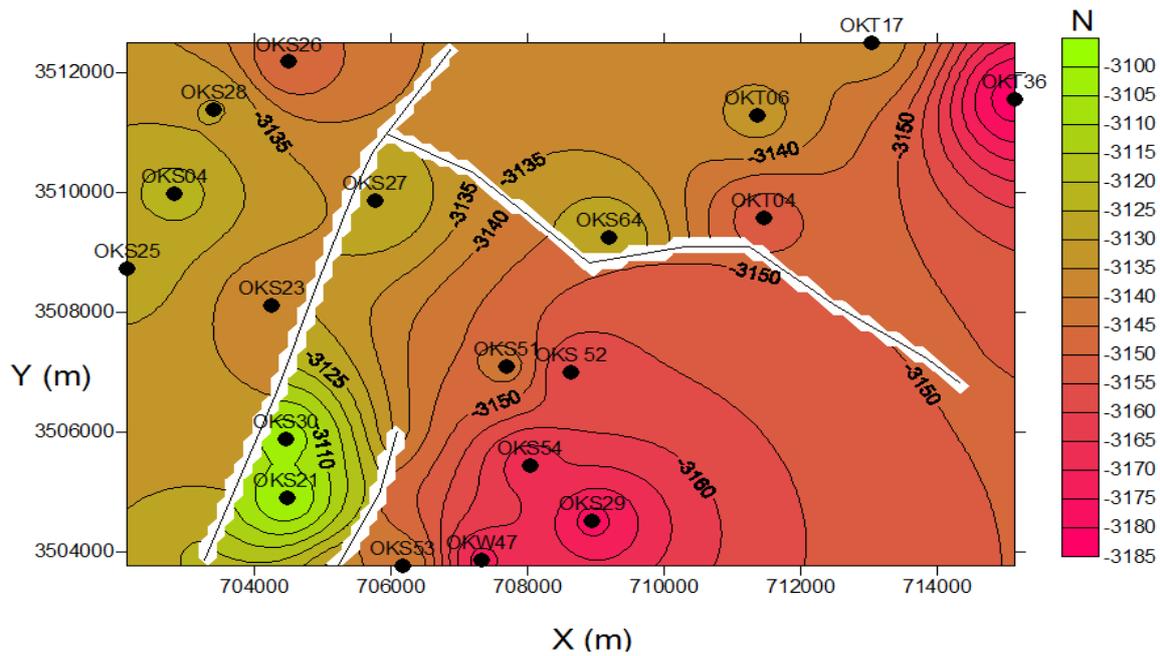


Figure III.12 : Carte en isobathes 2D de la série salifère S4

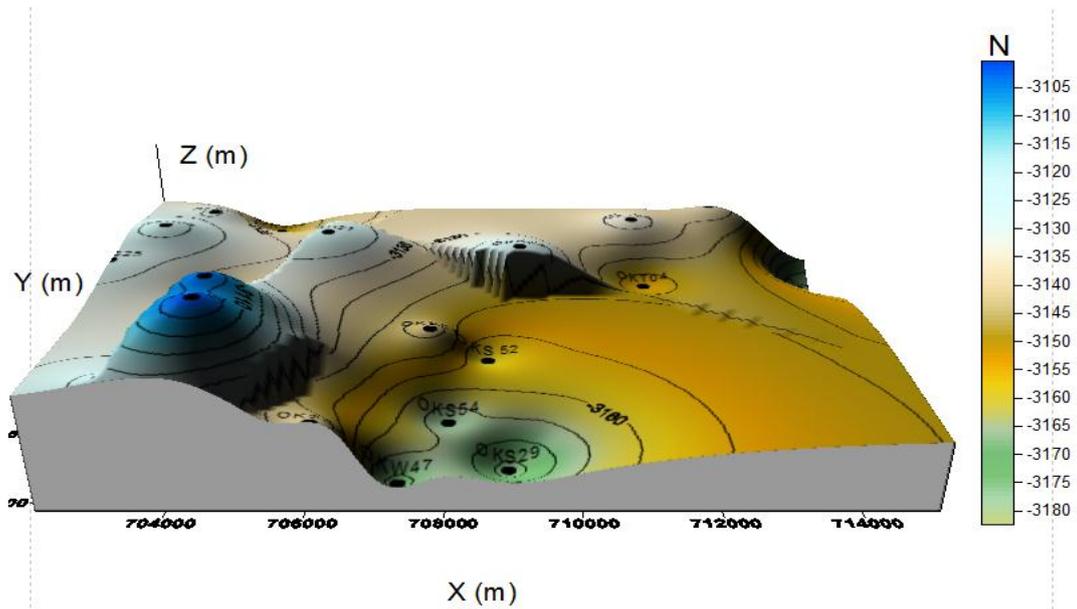


Figure III.13 : Carte en isobathes 3D de la série salifère S4

IV. Etude de l'évolution des épaisseurs des formations triasiques

Afin d'étudier la variation des épaisseurs des différentes formations de Trias qui sont de bas en haut, la série inférieure, la roche éruptive, le TAG, l'argile inférieure et la série salifère S4, à cet effet, des cartes en isopaques ont été établies à l'aide du logiciel Surfer.

Pour la réalisation de ces cartes, les données du tableau III.2, à savoir les coordonnées des puits choisis pour notre étude et les épaisseurs en mètres de chaque couche du Trias sont indispensables.

Tableau III.2 : Epaisseurs en mètres des formations du Trias

Puits	X(m)	Y(m)	Epaisseur Série inférieure(m)	Epaisseur Roche éruptive(m)	Epaisseur TAG (m)	Epaisseur Argile inférieure(m)	Epaisseur argile salifère S4 (m)
OKS26	704499,02	3512183,06	13,50	17,50	18,00	12,00	45,00
OKS21	704469,00	3504909,00	41,00	13,00	32,00	8,00	26,00
OKS 52	708635,03	3507003,03	49,50	39,50	34,00	7,00	27,00
OKS23	704247,84	3508119,71	34,50	14,00	30,00	13,00	42,00
OKS04	702825,00	3509979,00	33,00	13,00	36,00	17,00	35,00
OKS51	707692,67	3507093,63	53,00	5,00	45,00	9,00	23,50
OKS53	706167,24	3503767,22	34,00	17,00	19,00	15,00	20,00
OKS54	708029,94	3505437,10	54,00	13,00	19,00	14,00	37,00
OKS27	705759,20	3509860,85	40,00	19,00	28,00	10,00	43,00
OKS28	703402,61	3511381,11	31,50	13,50	35,00	8,00	46,00
OKW47	707330,33	3503863,33	38,00	11,00	18,50	6,50	30,50
OKT06	711362,86	3511293,69	3,00	1,00	27,00	12,00	41,00
OKT17	713039,86	3512500,01	27,00	4,00	11,00	13,00	44,00
OKT36	715124,18	3511564,11	33,00	3,00	21,00	16 ,00	25,00
OKS25	702136,08	3508725,72	37,00	13,00	40,00	7,00	40,00
OKS64	709187,99	3509241,99	18,00	4,50	33,50	5,00	42,00
OKT04	711457,80	3509571,88	32,00	6,00	14,00	6,00	25,00
OKS29	708945,04	3504512,19	49,50	19,50	16,50	9,00	38,00
OKS30	704452,31	3505884,75	42 ,00	13,00	30,00	8 ,00	38,00

IV.1. Carte en isopaques de la série inférieure

La carte en isopaques fig.III.14 de la série inférieure montre une progression des épaisseurs en allant du Nord vers le Sud où les plus grandes épaisseurs sont observées au niveau des puits OKS54, OKS51, OKS52, OKS29 et des faibles épaisseurs au niveau du puits OKT06 au Nord de la zone.

En se basant sur les données du tableau III.2, l'épaisseur maximale est de 54 mètres au niveau du puits OKS54 et l'épaisseur minimale est de 3 mètres au niveau du puits OKT06.

Il est à noter que les sédiments de la série inférieure sont d'origine marine intercalés parfois par des épisodes continentaux, toutefois, les dépôts de ces sédiments, matérialisés par des lithologies de grès associés aux argiles et à la silice comme il est illustré en annexe III, faisant partie du bassin d'Oued Mya ont été assurés par l'activité fluviale (les paléofleuves).

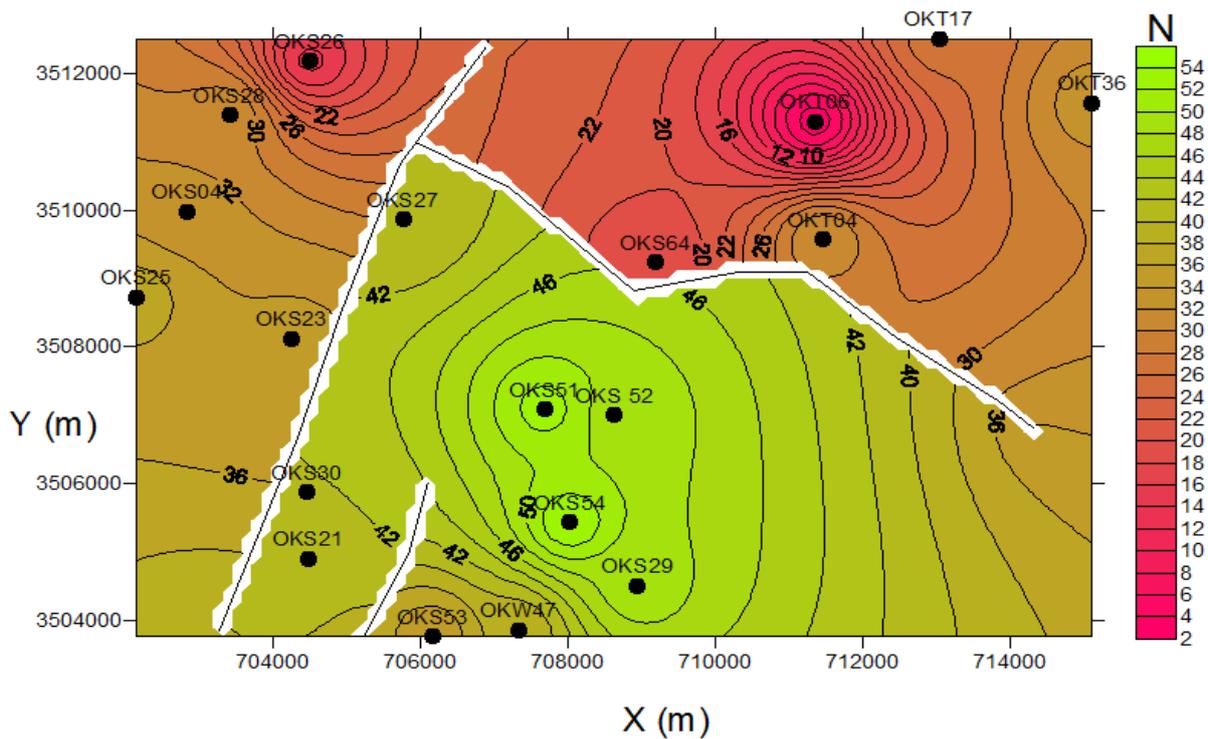


Figure III.14 : Carte en isopaques de la série inférieure

IV.2. Carte en isopaques de la roche éruptive

La carte en isopaques de la roche éruptive représentée dans la figure III.15, montre une épaisseur importante au milieu de la zone.

Selon le tableau III.2, qui montre les épaisseurs de la roche éruptive avec un maximum d'épaisseur de 39 m enregistrée au niveau du puits OKS52 et un minimum de 1 mètre au niveau du puits OKT06.

Les fortes épaisseurs de la roche éruptive localisée au milieu de la zone d'étude s'expliquent par la présence de failles normales post-sédimentaires, la première, est régionale de direction NNE-SSW et d'inclinaison NNW et la deuxième, qui lui est perpendiculaire, est locale, de direction NW-SE et d'inclinaison NE.

L'origine de la roche éruptive revient au magmatisme récent qui s'inscrit dans le contexte de la tectonique alpine déclenchée au Trias par le rift atlantique – Ouverture Nord atlantique (confirmés par beaucoup de travaux de recherches académiques et autres, tels que : Devaux, J, Massart A, 1976, et le WEC 2007) qui a affecté la plupart des bassins sédimentaires de la plateforme saharienne. Cependant, ce magmatisme récent est responsable pour une grande partie de la maturation thermique des hydrocarbures en l'occurrence ceux qui ont été découverts pendant les ces dernières années au niveau d'Oued Mya (WEC, 2007)

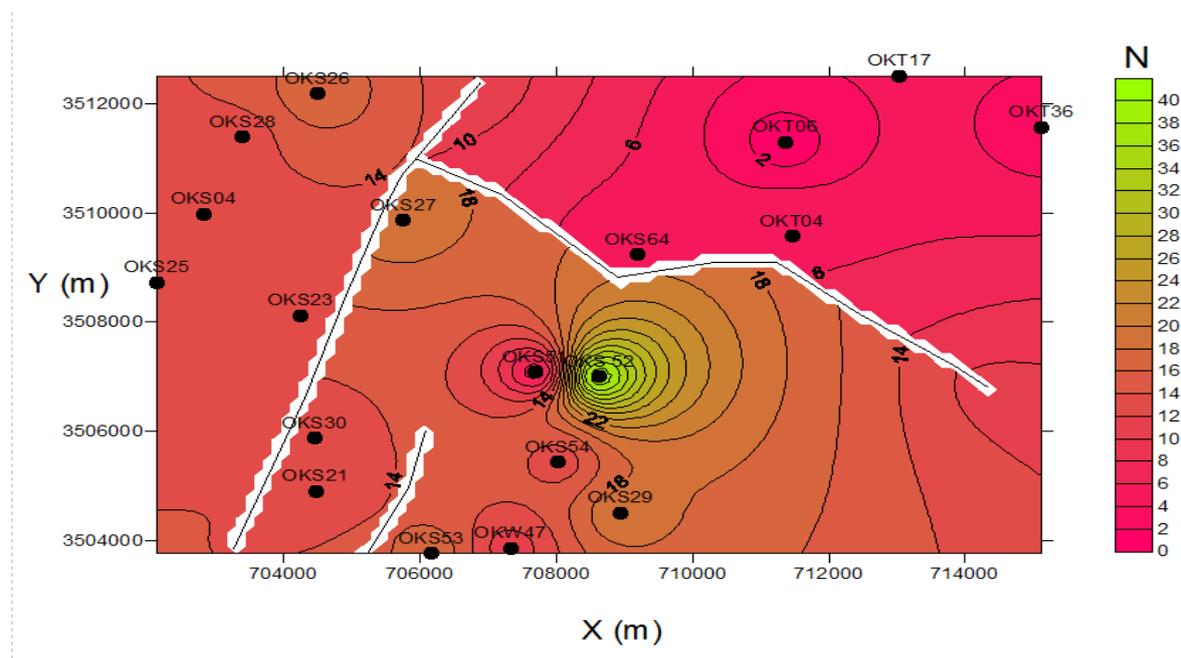


Figure III.15 : Carte en isopaques de la roche éruptive

IV.3. Carte en isopaques du TAG

La figure III.16 qui représente la carte en isopaques du TAG, montre que le TAG est plus épais au milieu et à l'Ouest de la zone d'étude et moins épais au Sud, SE et au NE.

D'après les données du tableau III.2, on constate que les grandes valeurs d'épaisseurs sont enregistrées respectivement au niveau des puits OKS51 (45 m) et OKS25 (40 m). Par contre le minimum est donné pour le puits OKT17 avec 11 m d'épaisseur.

Le niveau du TAG s'inscrit dans le même contexte que le niveau de la série inférieure.

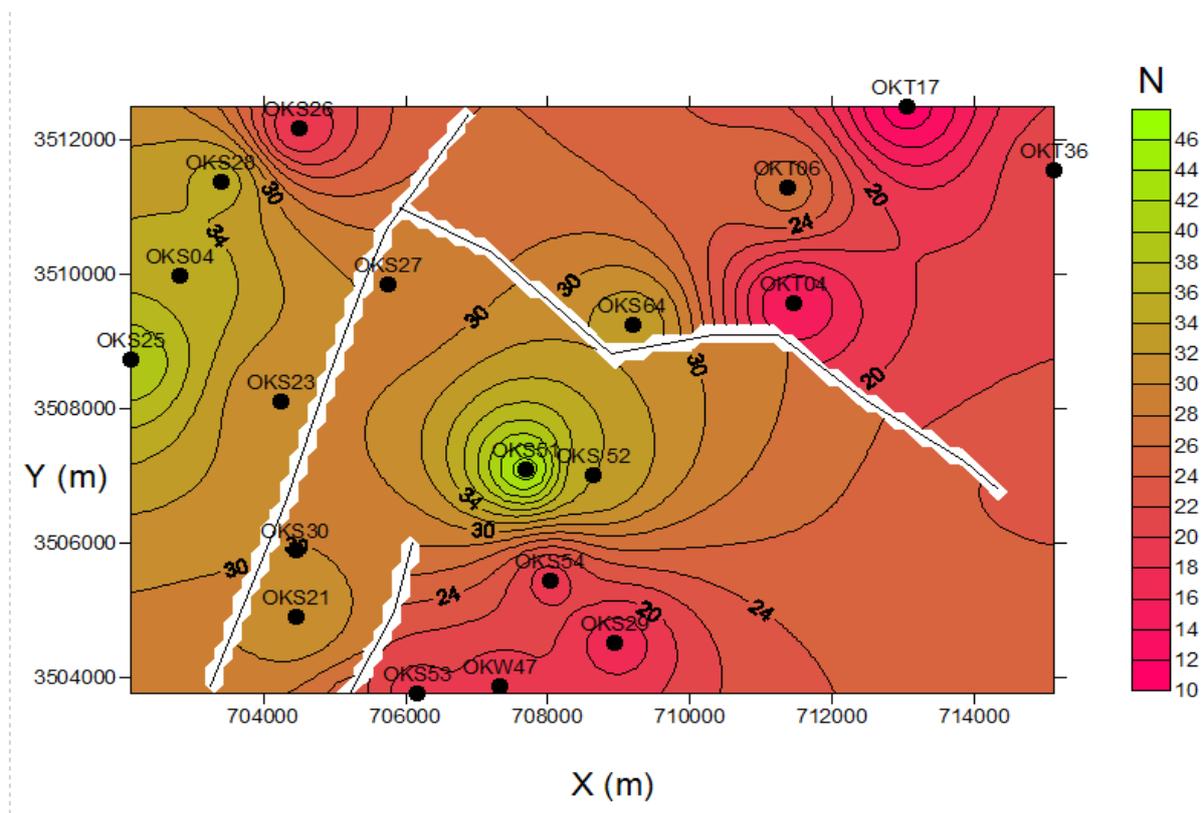


Figure III.16 : Carte en isopaques du TAG

IV.4. Carte en isopaques de l'argile inférieure

La carte en isopaques de l'argile inférieure, illustrée par la figure III.17 et les épaisseurs des formations triasiques données par le tableau III.2, montrent que les épaisseurs les plus importantes de cette formation sont localisées au NW de la zone au niveau du puits OKS04 (17 m), au Sud de la même zone au niveau des puits OKS54 (14 m) et OKS53 (15 m) et au NE au niveau du puits OKT36 (16 m). Par contre, les épaisseurs les plus faibles sont étendues

au milieu de la zone au niveau des puits OKS64 (5 m), OKT04 (6 m), OKS25 (7 m) et OKS30 (8m).

Les dépôts des sédiments du TAG ont été surmontés par les sédiments d'argile inférieure, transportés en suspension dans l'eau, se sont déposés en raison de la diminution de vitesse du courant du fleuve.

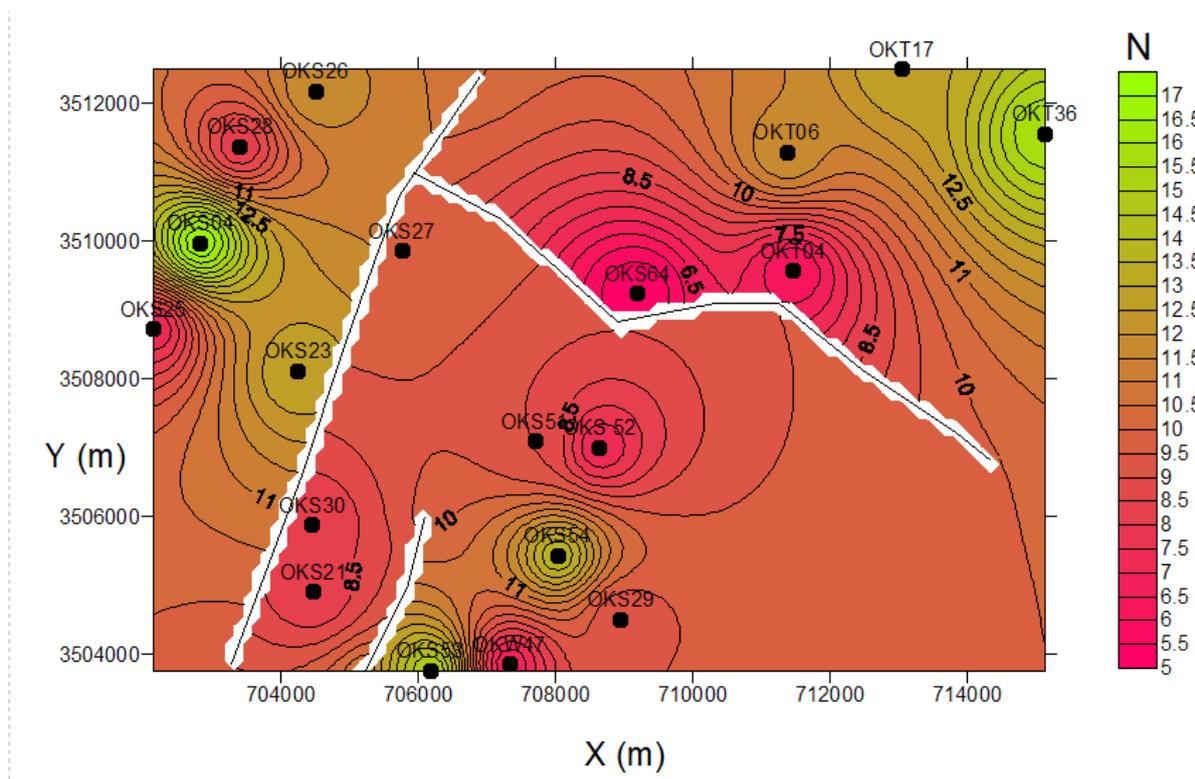


Figure III.17 : Carte en isopaques de l'argile inférieure

IV.5. Carte en isopaques de la série salifère S4

A partir des données du tableau III.2, et la figure III.18, on constate qu'il y a globalement une diminution des épaisseurs disposées diagonalement en nappe depuis l'Ouest, NW et NE vers le SW, Sud et NE. La valeur maximale de 46 mètres est observée au niveau du puits OKS28, et la valeur minimale de 20 mètres est enregistrée au niveau du puits OKS53.

L'importance de ces dépôts peut être expliquée par une importante transgression marine suivie d'une régression marine qui ont affecté la région pendant cette période géologique.

Cependant, ce niveau de la série salifère S4, correspond à des lithologies évaporitiques qui, se sont développées dans un régime continental à climat aride à 1/2 aride.

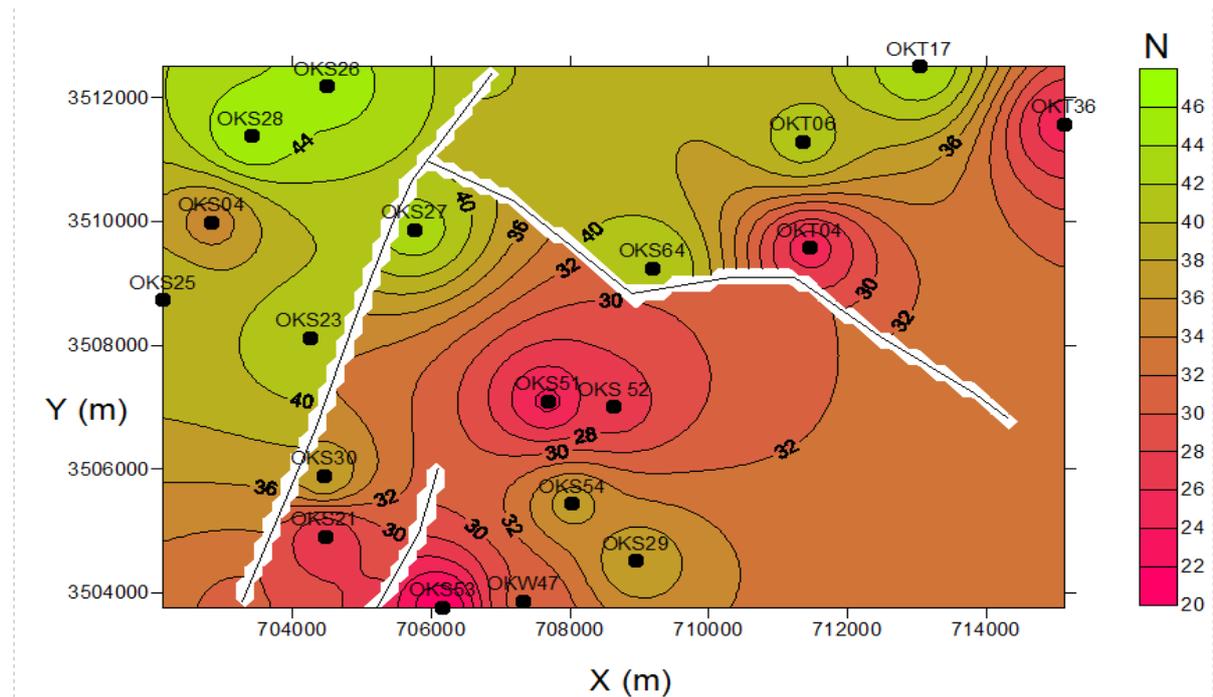


Figure III.18 : Carte en isopaques de la série salifère S4

V. Conclusion

Les dépôts triasiques se déposent en discordance sur les formations paléozoïques, évoluant du Cambrien supérieur au Dévonien inférieur. Les cartes en isobathe en 2D et 3D des différentes formations montrent que les toits des formations triasiques ont une même surface topographique que celle du Gothlandien, où l'érosion hercynienne a affecté tous les sédiments post-Gothlandien.

Cela, nous a permis de constater que toutes les formations ont subi les mêmes effets, tant sur le plan tectonique que sur le plan érosif, cela confirme que les failles affectant la structure du bassin de Benkahla sont des failles post sédimentaires. Cependant, la présence de ces deux failles, la première qui est locale, orientée selon une direction NW-SE et la deuxième qui est régionale de direction NNE-SSW, sont responsables de la structuration du champ de Benkahla. D'autre part, d'après les travaux de recherches et de sondages réalisés par des laboratoires étrangers et aussi les travaux de recherches académiques universitaires, travaillant en collaboration avec Sonatrach dans le cadre d'exploration des gisements des hydrocarbures au niveau de la plate-forme saharienne, consignés dans les documents tels que : le WEC 1995, WEC 2007, la dernière édition de JEAN FABRE et tout récemment la thèse de

Doctorat d'Etat, KADI Belkacem, 2014, pour ne citer que ceux-là. Ces deux failles s'inscrivent dans un processus géodynamique global relatif à la tectonique alpine, qui a affecté la plaque africaine après l'ouverture nord atlantique, à partir de laquelle l'Afrique a connu un déplacement selon deux phases :

- la première, dont la durée est moins importante comparativement à celle de la deuxième phase, correspondait au processus du coulissage vers le SE, déclenché au début du Jurassique, cette phase a été responsable de la formation d'un système de failles de direction NW-SE, d'où la faille locale de la zone, qui est parallèle à la direction du coulissage de la plaque africaine.
- La deuxième correspondait au processus de convergence, au moment où l'Afrique a heurté le Sud de l'Espagne, a accusé un arrêt de coulissage et amorcé un mouvement de rotation de 45° vers le Nord pour ensuite entrer en collision frontale contre le rebord Sud de la plaque eurasiatique au début du Miocène. Cette phase a été responsable de la formation d'un système de failles de direction NE-SW, d'où la faille régionale de la zone.

Exception faite pour le niveau salifère S4, toutes les formations du Trias se sont déposées grâce à l'activité fluviale dans un régime continental, où les sédiments tirent leurs origines de l'érosion des anciens terrains sédimentaires paléozoïques, formant les bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne.

Cependant, l'augmentation de l'épaisseur prend de l'ampleur en direction du Sud pour la série inférieure en raison de la paléotopographie de la région qui correspondait à une grande cuvette, remplie par une forte sédimentation sous l'effet d'une forte activité fluviale, contrairement aux autres niveaux formant de nos jours le bassin sédimentaire d'Oued Mya, tels que : la roche éruptive avec une importante épaisseur au milieu de la zone, le niveau du TAG avec une épaisseur dont les dimensions sont analogues à la roche éruptive à l'intérieur des limites des deux failles, alors que l'épaisseur du niveau de l'argile inférieure est très localisée au niveau de la zone avec deux sites vers le Sud, un autre vers le NE et un troisième vers le NW.

Chapitre VI

Evaluation quantitative et qualitative du réservoir

I. Introduction

L'étude qualitative et quantitative a pour but de déterminer les bancs de grès pouvant présenter une accumulation des hydrocarbures et de déterminer l'épaisseur utile de ces bancs qui représente la hauteur sur laquelle on devra appliquer le processus d'extraction.

L'étude bibliographique a montré que l'unité gréseuse T1 est absente dans notre secteur d'étude. De même que l'unité T2 devient compacte et argileuse au sommet, et même parfois silteuse.

Pour l'étude qualitative et quantitative, nous avons considéré en plus des puits utilisés pour l'analyse électrofaciologique, d'autres puits à savoir : OKS04, OKS21, OKS23, OKS25, OKS26, OKS52, OKS53, OKT017, OKW47.

Le logiciel Techlog nous a permis d'obtenir les logs habillés qui nous ont servi à notre étude.

Puis nous avons interprété les diagraphies différées enregistrées qui ont servi au calcul des différents paramètres pétrophysiques qualitatifs et quantitatifs du réservoir à savoir la nature du fluide renfermée dans ce dernier, la porosité, le volume des argiles et la saturation en eau.

II. Caractérisation des réservoirs

II.1. la porosité

II.1.1. la porosité totale

La porosité totale caractérise le volume occupé par les fluides dans une roche. C'est le rapport du volume des pores V_p , au volume total V_t .

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (4.1)$$

Ce nombre fractionnaire est généralement exprimé en pour-cent (R.Desbrandes ,1982).

La porosité globale englobe :

- D'une part la porosité intergranulaire ou intercrystalline constituant la porosité primaire Φ_p , qui dépend largement de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.

- D'autre part, la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fractures et de fissures acquise mécaniquement constituant la porosité secondaire Φ_s , que l'on rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.(O.Serra,1979)

La porosité totale est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_t = \Phi_p + \Phi_s \quad (4.2)$$

II.1.2. la porosité connectée

La porosité connectée est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux (O.Serra, 1979)

II.1.3. la porosité effective ou utile

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupée par l'eau absorbé et celle liée aux argiles.

En 1956, Levorsen a classé la porosité comme suit :

- Faible si : $\Phi < 5\%$
- Médiocre si : $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne si : $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne si : $20\% < \Phi < 30\%$
- Excellente si : $\Phi > 30\%$

II.1.4. la porosité apparente

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont une porosité importante mais non utile.

II.2. la perméabilité

La perméabilité représente la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser (Perrodon, 1980).

Pour les fluides incompressibles, la perméabilité K en millidarcys est donnée par la relation suivante :

$$K = 1013 \cdot \frac{Q \cdot l \cdot \mu}{(P_1 - P_2) S} \quad (4.3)$$

Q : débit en centimètres cubes par seconde.

P1 : pression amont en bars.

P2 : pression aval en bars.

S : surface de l'échantillon en centimètres.

l : longueur de l'échantillon en centimètres.

μ : viscosité du fluide en millipascals .secondes (centipoises).

II.3. la saturation en eau

La saturation en eau est le rapport du volume de l'eau V_w dans les pores au volume total des pores V_p :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (4.4)$$

S_w calculée en fraction est aussi exprimée en pour-cent. La portion des pores occupée par l'huile ou le gaz est :

$$S_{hr} = 1 - S_w \quad (4.5)$$

La connaissance de la porosité Φ et la saturation en hydrocarbures S_{hr} permettent le calcul du volume d'huile par mètre cube de formation.

De même on détermine la saturation en eau S_{xo} dans la partie envahie des formations au voisinage du sondage :

$$S_{xo} = \frac{V_{mf}}{V_p} \quad (4.6)$$

V_{mf} , volume occupé par le filtrat de boue, et aussi :

$$S_{ro} = 1 - S_{xo} \quad (4.7)$$

S_{ro} est la saturation résiduelle en huile après invasion des formations.

La connaissance de la porosité Φ et la saturation en huile S_{ro} permet le calcul du volume d'huile qui restera en place après exploitation de la couche (R.Desbrandes, 1982).

III. L'évaluation quantitative et qualitative des formations

Cette évaluation nécessite un calcul des paramètres quantitatifs et qualitatifs. Pour ne pas sur estimer ou sous-estimer l'intérêt du réservoir, une comparaison des résultats obtenus avec des cut off est nécessaire.

Ces cut off sont des valeurs limites au-delà desquelles le réservoir n'est pas intéressant. Il peut être alors soit argileux, non poreux ou aquifère.

Dans ce qui suit, nous donnons les cut off utilisés pour la zone de Benkahla.

➤ Cut off du GR

Il sert à éliminer les bancs argileux. Les bancs qui ont une valeur moyenne de GR de l'ordre de 75 API sont considérés argileux et le calcul des paramètres pétrophysiques ne s'effectue pas sur ces bancs.

➤ Cut off du VSH

Le cut off du volume des argiles sert à déterminer les bancs gréseux propres. Au-delà d'une valeur de 40% de Vsh, le banc n'est pas pris en considération.

➤ Cut off de Porosité

Un niveau gréseux devra présenter une valeur de porosité supérieure à 7%. Tous les bancs qui ne vérifient pas cette condition ne seront pas pris en considération dans le calcul de l'épaisseur utile du réservoir.

➤ Cut off de Saturation en eau

Les niveaux gréseux qui ont une saturation en eau de 50% ou plus sont considérés comme des réservoirs aquifères. Ils ne sont pas intéressants du point de vue de la production. Ils ne seront donc pas considérés dans l'étude pétrophysique du réservoir.

IV. Méthodologie

Avant d'entamer le calcul des différents paramètres qualitatifs et quantitatifs, il est nécessaire de disposer de certaines informations spécifiques à notre région d'étude. Ces données sont :

- La résistivité de l'eau de formation

Ce paramètre fondamental pour le calcul de la saturation en eau dans la zone vierge est estimé à partir de l'abaque Schlumberger en utilisant la salinité de l'eau de formation et la température du réservoir.

La salinité de l'eau de formation est déterminée au laboratoire, alors que la température est mesurée à partir des outils diagraphiques. Pour notre gisement la valeur de R_w est de 0.017 Ohm.m.

- Le coefficient lithologique (a) et le facteur de cimentation (m)

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des abaques théoriques.

Dans notre cas, on a utilisé $a=1$ et $m=2$.

Le calcul des paramètres pétrophysiques nécessite le suivi des étapes qui vont suivre.

IV.1. Limitation des bancs gréseux du réservoir

Les études précédentes ont montré que le réservoir se situe au niveau de la série inférieure. L'interprétation diagraphique et l'étude des données de carottes montrent que cette série correspond à des bancs argileux gréseux.

La limite entre les bancs gréseux et argileux est déterminée à partir du log gamma ray. En effet les argiles présentent une radioactivité plus élevée que celle des grès.

IV.2. Calcul du volume des argiles dans chaque banc gréseux

Les formules utilisées pour l'évaluation des paramètres du réservoir ont été établies pour des formations propres non argileuses. Dans le cas de la présence d'argiles, on doit appliquer des corrections de l'effet d'argiles. Pour le calcul de ces corrections, il est nécessaire de déterminer le volume des argiles V_{sh} pour chaque banc.

Pour connaître ce volume, on doit disposer d'un banc purement argileux et d'un banc purement gréseux. A ces deux bancs correspondent respectivement les lectures GRmax et GRmin.

En un point donné de la formation on détermine le volume des argiles par la relation

$$V_{sh}(GR) = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4.8)$$

Avec :

GR_{lu} : Valeur du Gamma ray lu en ce point, figure IV.1, exprimé en API

GR_{min} : Valeur du Gamma ray dans un banc gréseux propre, exprimé en API

GR_{max} : Valeur du Gamma ray dans un banc totalement argileux, exprimé en API

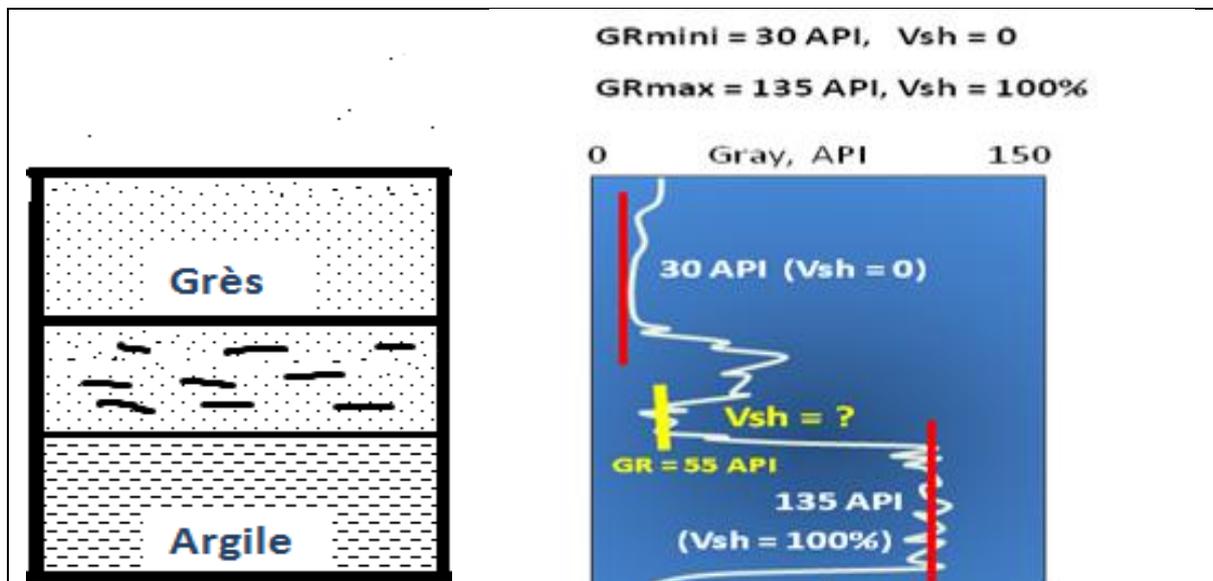


Figure IV.1 : Banc Argileux gréseux avec les valeurs de GR correspondantes

IV.3. Calcul de la porosité utile

L'évaluation de la porosité de la roche se fait à partir des diagraphies soniques, des diagraphies gamma-gamma densité et des diagraphies neutron. Elles nous donnent respectivement les porosités soniques, les porosités densités et les porosités neutron.

L'argile a tendance à augmenter les porosités dérivées des diagraphies : la correction de l'effet d'argile est primordiale pour l'obtention de la porosité vraie d'un réservoir argileux gréseux (Beghoul, 2013).

IV.3.1. La porosité Sonique

La porosité sonique est donnée par la formule de Wyllie:

$$\Phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (4.9)$$

Avec :

Δt : valeur lue sur le log sonique.

Δt_{ma} : temps de transit dans la matrice en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Δt_f : temps de transit dans le fluide.

D'après les documents Sonatrach consultés, Δt_{ma} pour les grés dans la zone de Benkahla est égale à $53 \mu\text{s}/\text{ft}$ et Δt_f pour le filtrat de la boue est égale à $189 \mu\text{s}/\text{ft}$.

Cette formule est expérimentale et n'est valable que pour des formations propres et consolidées.

Dans les formations non consolidées ou les sables non compactés, la formule de Wyllie donne des porosités trop élevées (D.Chappelier).

La porosité sonique corrigée de l'effet d'argiles Φ_{sc} est déterminée par la relation suivante :

$$\Phi_{sc} = \Phi_S - \Phi_{ssh} * V_{sh} \quad (4.10)$$

Avec:

Φ_S la porosité sonique du banc gréseux, calculée par la formule de Wyllie et exprimée en %

V_{sh} le volume des argiles dans ce banc, exprimé en pour-cent.

Φ_{ssh} la porosité sonique du banc totalement argileux, calculée à partir la formule suivante :

$$\Phi_{ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (4.11)$$

Δt_{sh} Temps de transit dans la formation qui est à 100 % argileuse, exprimé en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Δt_{ma} Temps de transit dans la matrice (réservoir argileux gréseux) en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Δt_f Temps de transit dans le fluide, exprimé en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

IV.3.2. La Porosité Densité

La porosité densité est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4.12)$$

Avec :

ρ_b densité globale lue sur le log

ρ_{ma} densité de la matrice, pour notre formation elle est de 2,65 g/cm³

ρ_f densité du fluide interstitiel, généralement du filtrat de boue avec $\rho_f = 1 \text{ g/cm}^3$

(Documents Sonatrach)

Cette estimation doit être corrigée de l'effet d'argiles pour un niveau qui n'est pas purement gréseux. On détermine alors la porosité densité corrigée de l'effet d'argiles Φ_{dc} .

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - \Phi_{dsh} * V_{sh} \quad (4.13)$$

Φ_d la porosité densité du banc gréseux, calculée par la formule de Wyllie et exprimée en pour-cent.

V_{sh} le volume des argiles dans ce banc, exprimé en pour-cent.

Φ_{dsh} la porosité densité du banc purement argileux, tel que :

$$\Phi_{dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4.14)$$

ρ_{sh} densité globale lue sur le log dans le banc totalement argileux, elle est prise égale à 2,60g/cm³

ρ_{ma} densité de la matrice, qui égale à 2,65 g/cm³ (Documents Sonatrach)

ρ_f densité du fluide interstitiel, généralement du filtrat de boue qui a une densité de 1g/cm³

IV.3.3. La porosité neutron

La porosité neutron totale de chaque niveau sera directement lue sur le diagramme de porosité neutron. Si nécessaire, on fait une correction pour déterminer la porosité neutron corrigée de l'effet d'argiles Φ_{nc} tel que :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n - \Phi_{nsh} * V_{sh} \quad (4.15)$$

Φ_{nc} la porosité neutron corrigée de l'effet d'argile, exprimée en pour-cent

Φ_n la porosité neutron lue sur le diagramme, exprimée en pour-cent

Φ_{nsh} la porosité neutron du banc totalement argileux, lue directement sur le diagramme

V_{sh} le volume des argiles dans ce banc, exprimé en pour-cent.

IV.4. Calcul de la saturation en eau

Pour chaque banc gréseux la saturation en eau dans la zone vierge et la zone lavée peut être calculée à l'aide de la formule dite d'Archie, qui relie la teneur en eau d'une couche avec la résistivité.

- Dans la zone vierge :

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} = \sqrt{\frac{R_w * F}{R_t}} \quad (4.16)$$

R_o la résistivité de la formation saturée d'eau (zone vierge)

R_t la résistivité de la formation dans la zone vierge.

R_w la résistivité de l'eau d'imbibition

F facteur de formation, et il dépend essentiellement de la porosité

Puisque les pores sont remplis de l'eau et d'hydrocarbure, gaz ou huile, donc la saturation en hydrocarbure est :

$$S_{hr} = 1 - S_w \quad (4.17)$$

- Dans la zone lavée :

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{R_{xo}}{R_{xt}}} = \sqrt{\frac{R_{mf} * F}{R_{xt}}} \quad (4.18)$$

R_{xt} la résistivité de la roche dans la zone sous saturée de la zone envahie.

R_{xo} la résistivité de la roche dans la zone saturée en eau de la zone envahie.

R_{mf} la résistivité du filtrat de la boue

F facteur de formation

Donc la saturation en hydrocarbure dans cette zone sera :

$$S_{hrx} = 1 - S_{xo} \quad (4.19)$$

V. Interprétation des résultats obtenus

L'interprétation à l'aide du Techlog des Log habillés a donné la moyenne des volumes des argiles des bancs gréseux qui est désigné par V_{sh} moyen, la porosité moyenne en pour-cent des bancs gréseux qui ont un volume des argiles inférieur à 40%. Cette porosité a été déterminée par le calcul de la moyenne de la porosité densité et la porosité neutron lues respectivement sur le log densité et log porosité neutron.

La porosité sonique n'a pas été prise en considération car dans notre domaine d'étude la porosité est de type intergranulaire et non pas de type fissurée.

La détermination de la saturation en eau dans chaque banc gréseux qui a un volume des argiles inférieur à 40% et une porosité supérieure à 7% nous a permis d'avoir la saturation moyenne en eau dans tous ces bancs.

A la fin on a pu déterminer l'épaisseur utile des réservoirs, l'épaisseur de la zone du réservoir qui contient les hydrocarbures.

Les résultats d'interprétation des différentes diagraphies, pour l'ensemble des puits, sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.1 : Le volume moyen des argiles, la Porosité et la Saturation moyenne et l'épaisseur utile en mètres de la série inférieure de chaque puits.

Puits	épaisseur S.Inf en mètres	VSH moyen	porosité moyenne	saturation moyenne	Epaisseur utile en mètres
OKS26	13,5	10,30%	9,30%	32,60%	5,03
OKS21	41,0	13,00%	11,80%	41,40%	5,70
OKS 52	49,5	14,30%	11,90%	36,50%	16.15
OKS23	34,5	8,60%	9,20%	39,00%	3,66
OKS04	33,0	7,30%	13,10%	27,90%	15,09
OKS51	53,0	9,80%	12,90%	27,20%	12,65
OKS53	34,0	16,60%	9,30%	36,60%	8.68
OKS54	54,0	16,70%	11,80%	30,50%	13,26
OKS27	40,0	9,60%	10,80%	37,00%	5.64
OKS28	31,5	9,90%	12,70%	28,70%	9,90
OKW47	38,0	4,10%	12,40%	35,00%	14,94
OKT17	27,0	15,90%	14,00%	28,20%	12,20
OKT36	33,0	15,60%	12,60%	40,30%	14,80
OKS25	37,0	12,60%	13,30%	35,70%	4,27
OKS64	18,0	15,50%	11,90%	40,00%	7,47
OKT04	32,0	7,40%	7,40%	7,30%	3,51
OKS29	49,5	12,40%	14,20%	36,50%	9.29
OKS30	42,0	13,70%	11,20%	34,10%	7,93

Pour le calcul des différents paramètres pétrophysiques tels que le volume moyen des argiles Vsh moyen, la porosité moyenne et la saturation en eau moyenne, on découpe la série inférieure de chaque puits en unités gréseuses et on détermine pour chaque unité le volume des argiles, la porosité et la saturation en eau. Le volume des argiles dans les bancs gréseux sera calculé à l'aide des valeurs de GR, en se basant sur la relation (4.8) ; la porosité utile est déterminée en faisant la moyenne entre la porosité densité et la porosité neutron et la saturation en eau est déterminée en se basant sur le diagramme de la résistivité dans la zone vierge RT90 et la relation (4.16).

Pour illustrer la méthode utilisée, on donne le détail des calculs pour les deux puits OKS52 et OKS04 ainsi que les logs habillés. Les puits présentent les épaisseurs utiles les plus élevées.

➤ **Puits OKS52**

Le toit de la série inférieure se trouve à 3438.5 mètres et le mur à 3488 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau IV.2 :

Tableau IV.2 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS52

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	9.5	142	3438.62	3443.36
Unité 2	9.5	142	3444.17	3445.72
Unité 3	9.5	142	3446.53	3450.8
Unité 4	9.5	142	3452.16	3460.72
Unité 5	9.5	142	3463.46	3471.18
Unité 6	9.5	142	3473.12	3476.69

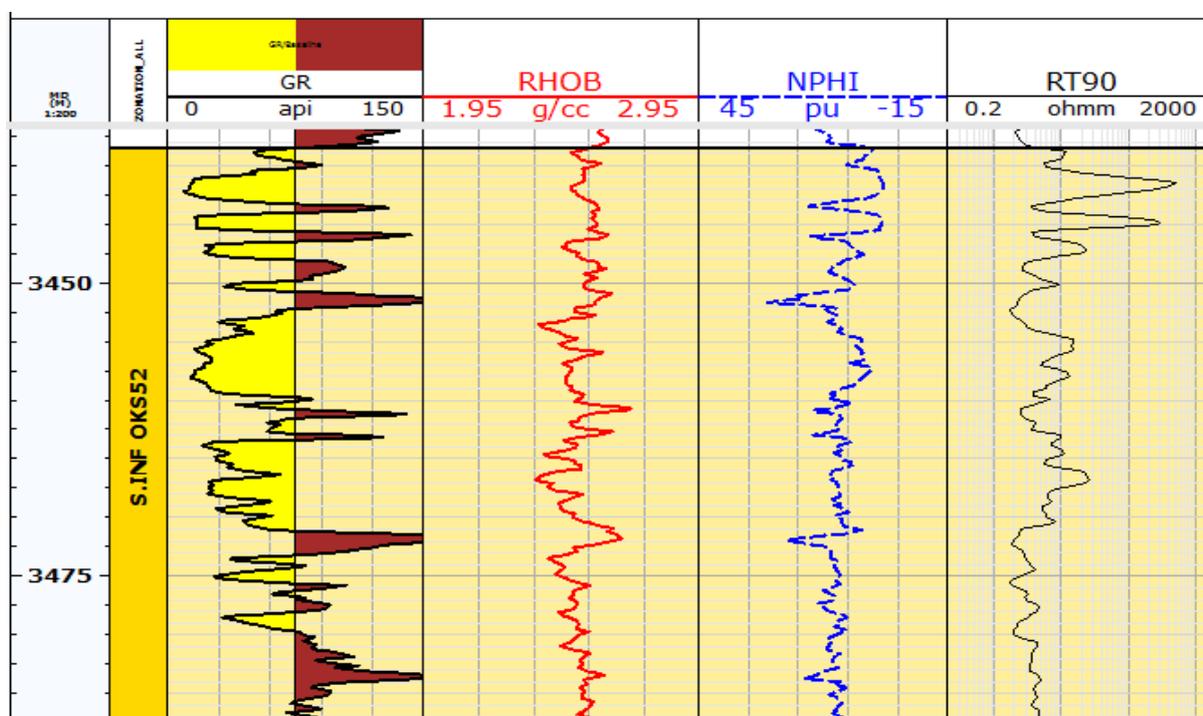


Figure IV.2 : Le log habillé du puits OKS52

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous et présentés dans la figure IV.3 qui montre les résultats de l'interprétation du puits OKS52

Tableau IV. 3 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52

Unité	Vsh	Porosité utile	Saturation en eau Sw	Epaisseur utile en mètres
Unité 1	0.141	0.082	0.30	1.981
Unité 2	0	0	0	0
Unité 3	0.096	0.103	0.316	1.524
Unité 4	0.098	0.116	0.405	4.877
Unité 5	0.167	0.131	0.338	6.688
Unité 6	0.254	0.147	0.486	0.914

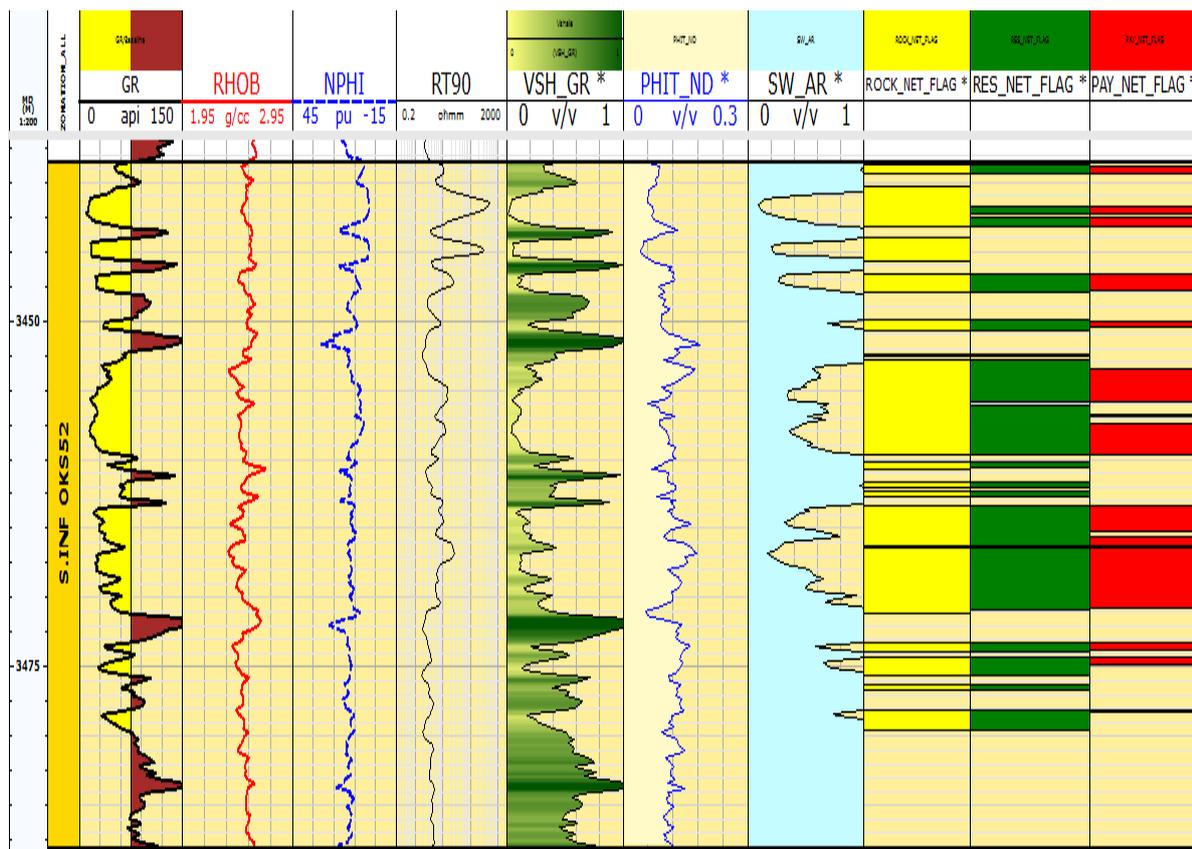


Figure IV.3 : les résultats de l'interprétation du puits OKS52

On constate ainsi que l'unité 2 est compacte donc l'épaisseur utile est nulle.

➤ **Puits OKS04**

Le toit de la série inférieure se trouve à 3420 mètres et le mur à 3453 mètres.

Les unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.4 : Les valeurs de GRmin, GRmax et la profondeur du toit et du mur de chaque unité gréseuse du puits OKS04

Unité	GR min (API)	GR max (API)	Toit de l'unité (m)	Mur de l'unité (m)
Unité 1	18.6	150	3424.5	3427.4
Unité 2	18.6	150	3428	3435
Unité 3	18.6	150	3438	3443.7
Unité 4	18.6	150	3445	3448
Unité 5	18.6	150	3450.5	3453

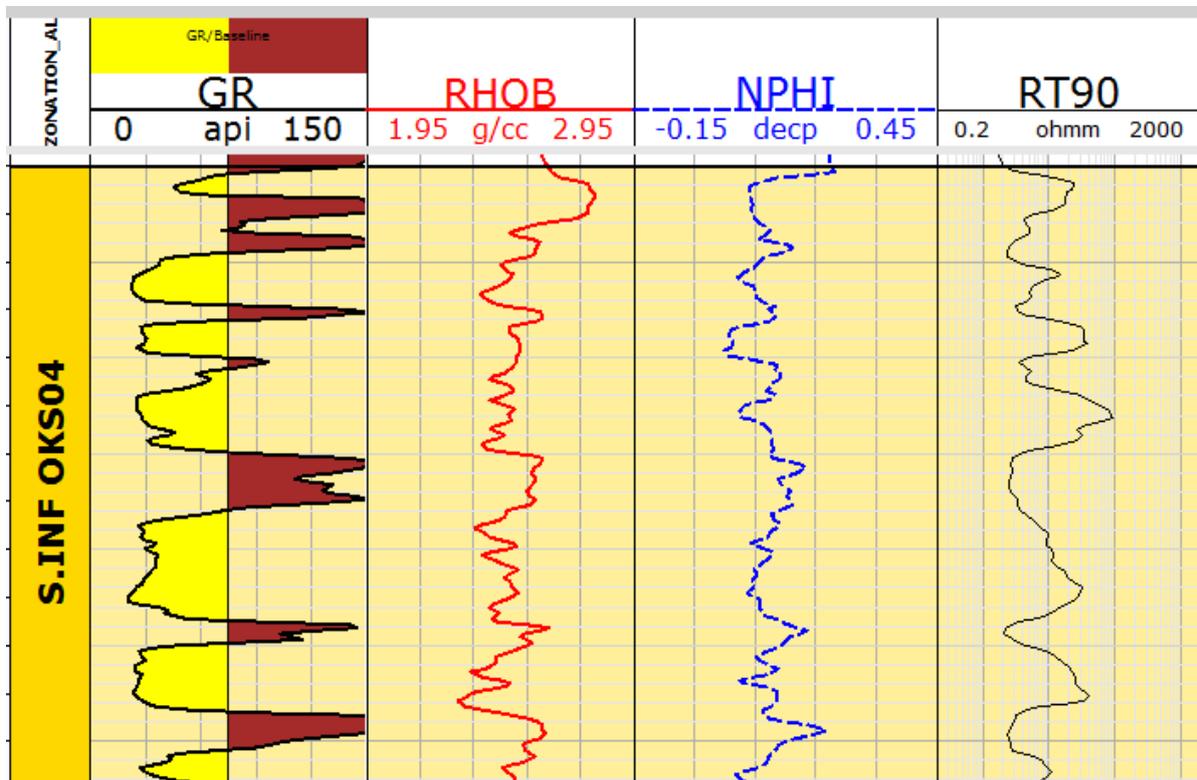


Figure IV.4 : Le log habillé du puits OKS04

Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous et la figure IV.5 qui montre les résultats de l'interprétation du puits OKS04.

Tableau IV. 5 : les résultats de l'interprétation du puits OKS04

Unité	Vsh	Porosité utile	Saturation en eau Sw	Epaisseur utile en mètres
Unité 1	0.038	0.124	0.421	1.829
Unité 2	0.091	0.117	0.237	4.724
Unité 3	0.084	0.133	0.309	4.877
Unité 4	0.042	0.151	0.199	2.693
Unité 5	0.075	0.114	0.414	0.610

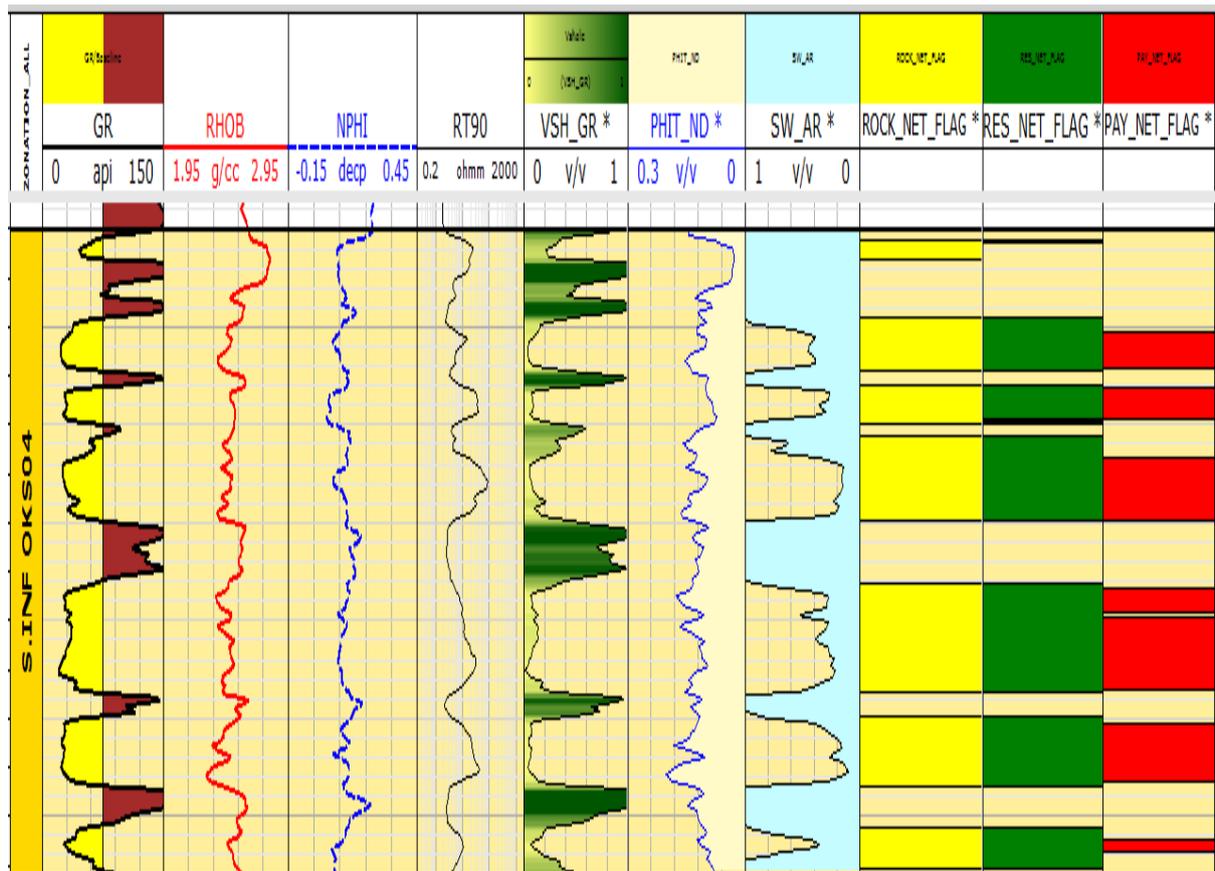


Figure IV.5 : les résultats de l'interprétation du puits OKS04

On observe ainsi que dans chaque banc gréseux, on a des parties soit compactes soit argileuses.

L'analyse du tableau IV.1 montre que l'épaisseur utile au niveau des puits OKS21, OKS23, OKS25, OKS27, OKT04 et OKS29 est très faible comparée à l'épaisseur totale de la série inférieure alors que les paramètres pétrophysiques répondent aux critères d'un réservoir à savoir une porosité supérieure à 7% , un volume d'argile V_{sh} inférieur à 40% et une saturation S_w inférieure à 50%.

Pour mieux comprendre la différence entre l'épaisseur totale du réservoir et l'épaisseur utile, nous présentons les logs habillés, réalisés à l'aide du logiciel Techlog, pour les puits mentionnés précédemment. Ces logs ont été réalisés à partir des mesures de certains paramètres à savoir : le gamma ray, la porosité, la densité, le volume des argiles et la saturation en eau.

Pour chaque puits nous avons déterminé l'épaisseur des bancs gréseux qui ont un volume des argiles inférieur à 40% (Rock Net), l'épaisseur des bancs gréseux qui ont un volume des argiles inférieur à 40% et une porosité supérieure à 7% (Reservoir Net) et l'épaisseur des hydrocarbures (Pay Net). Le Pay Net vérifie, en plus des conditions précédentes, une saturation en eau inférieure ou égal à 50%.

Le *Rock* correspond à un banc gréseux propre, le *Reservoir* à un banc gréseux propre et poreux et le *Pay* à un banc gréseux propre, poreux et non saturé en eau.

➤ **Puits OKS21**

Le log habillé du puits OKS21 et les données du tableau IV.2 montrent que la plupart des bancs gréseux de la série inférieure sont compacts et d'autre sont saturés à 100% d'eau. Ce qui explique la faible épaisseur utile au niveau de ce puits.

Tableau IV.6: Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturé en eau au niveau du puits OKS21

Puits	Zone	Toit de la S.INF (mètres)	Mur de la S.INF (mètres)	Epaisseur totale de S.INF	Nom du banc	Epaisseur utile (mètres)
OKS21	S.INF	3356	3397	41	Rock	27.30
					Reservoir	13.90
					Pay	5.70

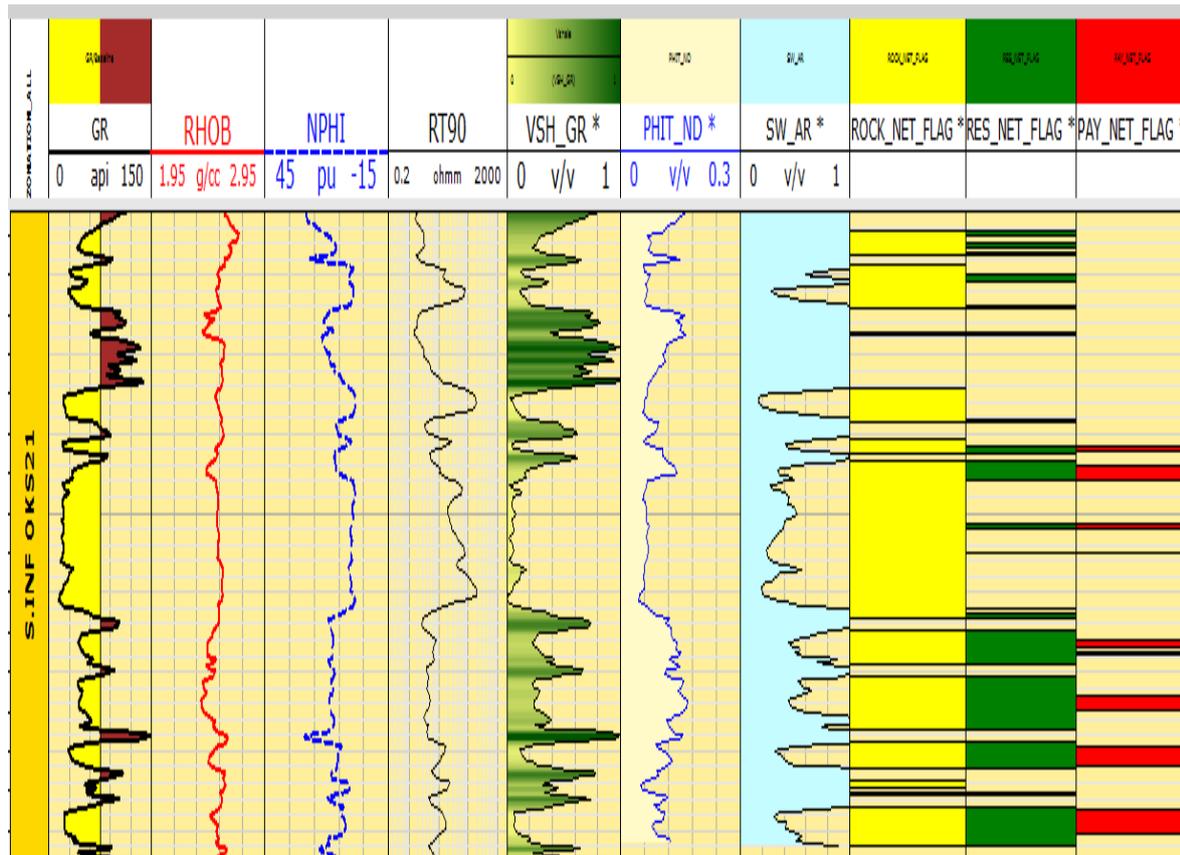


Figure IV.6. Le log habillé du puits OKS21

➤ **Puits OKS23**

D'après le tableau IV.3 qui donne les épaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau et le log habillé du puits OKS23, on peut dire que la plupart des bancs gréseux poreux sont saturés à 100% d'eau. Ce qui nous donne une épaisseur utile égale à 3.66 mètres

Tableau IV.7 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS23

Puits	Zone	Toit de la S.INF (mètres)	Mur de la S.INF (mètres)	Epaisseur totale de S.INF (mètres)	Nom du banc	Epaisseur utile (mètres)
OKS23	S.INF	3456	3490.5	34.5	Rock	22.94
					Reservoir	16.85
					Pay	3.66

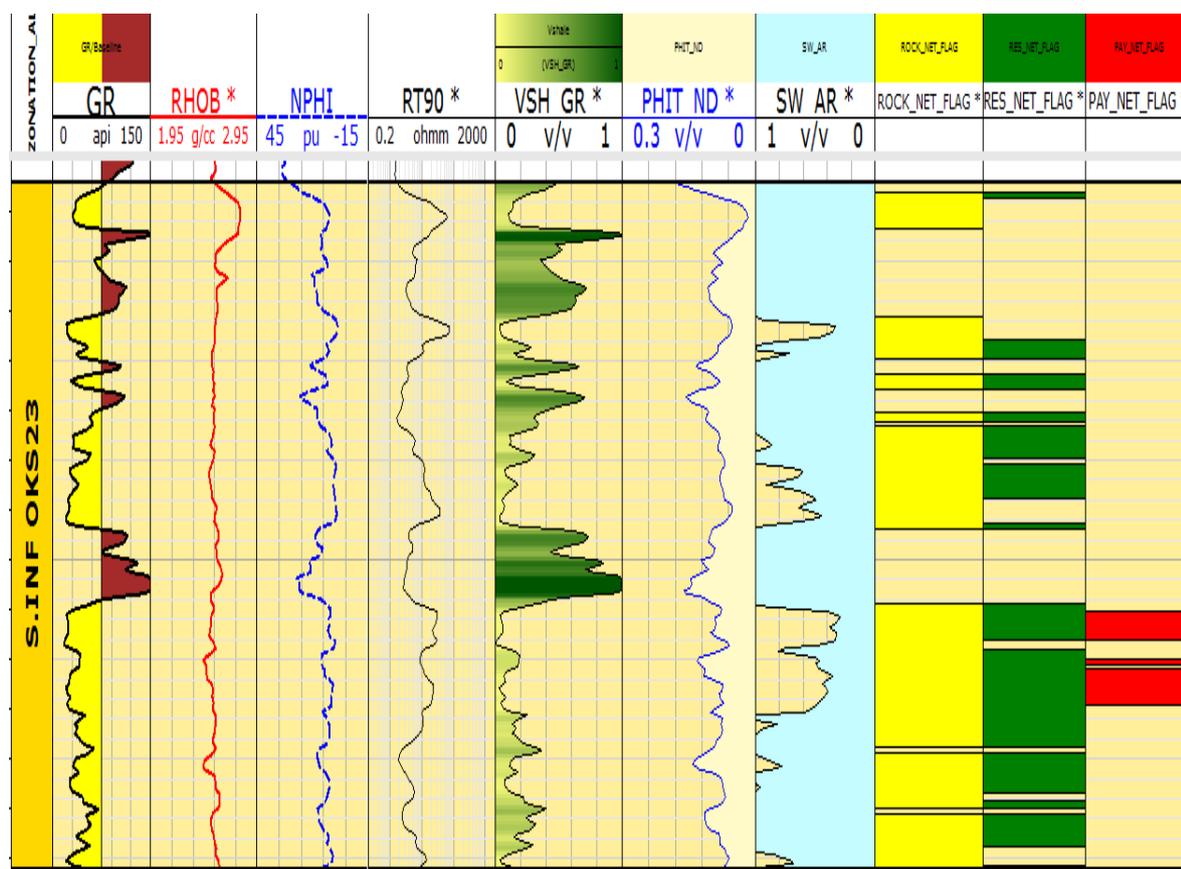


Figure IV.7 : Le log habillé du puits OKS23

➤ Puits OKS25

Pour le puits OKS25, sur une épaisseur totale de 37 mètres on a 10 mètres seulement d'épaisseur des bancs gréseux. Donc la faible épaisseur utile est due à l'argilosité de la série inférieure.

Tableau IV.8 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS25

Puits	Zone	Toit de la S.INF (mètres)	Mur de la S.INF (mètres)	Epaisseur totale de S.INF (mètres)	Nom du banc	Epaisseur utile (mètres)
OKS25	S.INF	3433	3470	37	Rock	10.06
					Reservoir	7.01
					Pay	4.27

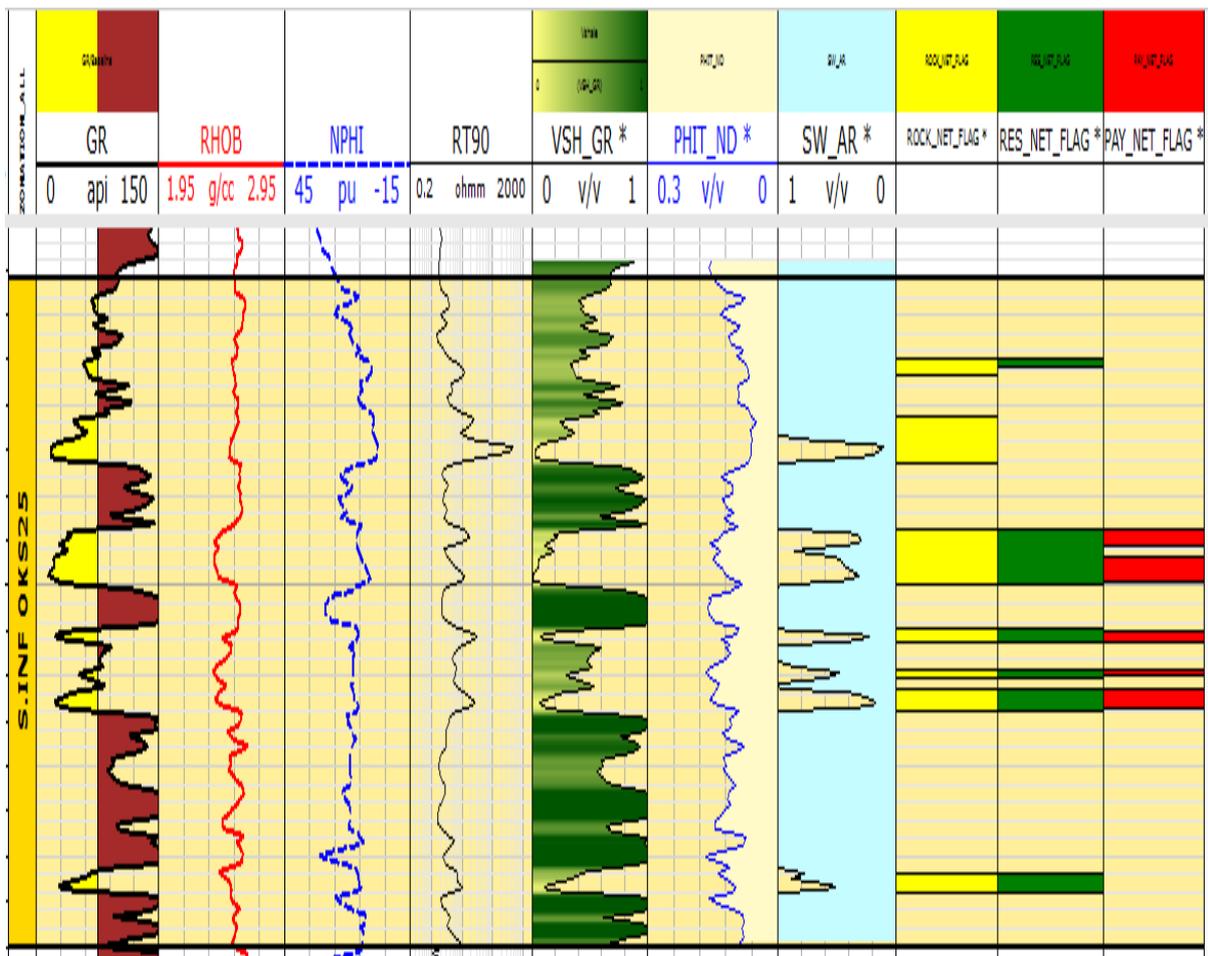


Figure IV.8 : Le log habillé du puits OKS25

➤ **Puits OKS27**

Les données du tableau IV.5 qui donne les épaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS27 et le log habillé de ce dernier montrent que la série inférieure au niveau de ce puits est constituée dans la plupart des niveaux par des bancs argileux et des bancs gréseux saturés à 100% d'eau.

Tableau IV.9 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS27

Puits	Zone	Toit de la S.INF (mètres)	Mur de la S.INF (mètres)	Epaisseur totale de S.INF (mètres)	Nom du banc	Epaisseur utile (mètres)
OKS27	S.INF	3435	3475	40	Rock	19.81
					Reservoir	14.63
					Pay	5.64

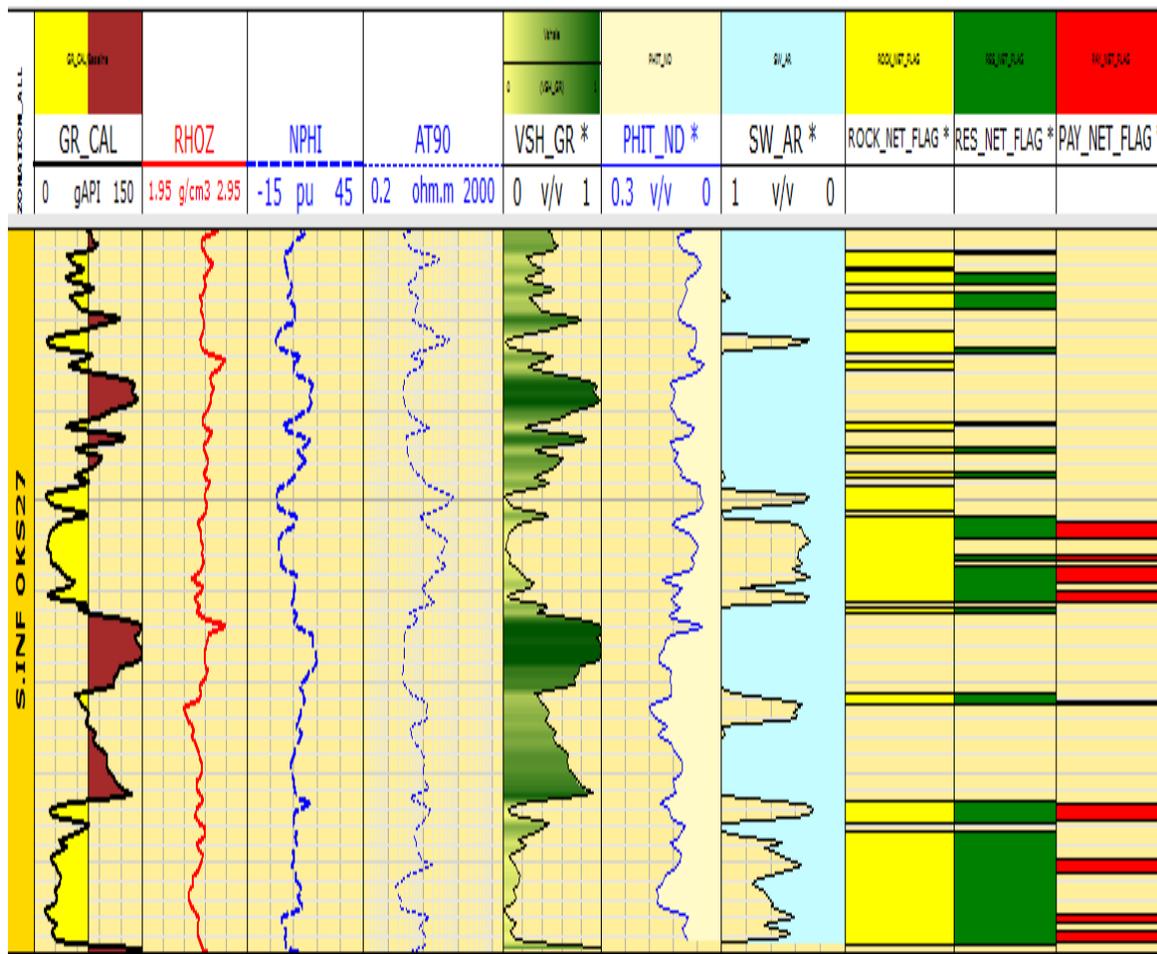


Figure IV.9 : Le log habillé du puits OKS27

➤ **Puits OKT04**

A partir des données du tableau IV.6 et le log habillé, on peut constater que la base de la série inférieure et sa partie médiane sont totalement argileuses. Par contre la partie sommitale est gréseuse et dans la majorité de ces niveaux elle est saturée à 100% d'eau, ce qui explique la faible épaisseur utile au niveau de ce puits.

Tableau IV.10 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau des puits OKT04

Puits	Zone	Toit de la S.INF (mètres)	Mur de la S.INF (mètres)	Epaisseur totale de S.INF (mètres)	Nom du banc	Epaisseur utile (mètres)
OKT04	S.INF	3396	3428	32	Rock	11.12
					Reservoir	3.81
					Pay	3.50

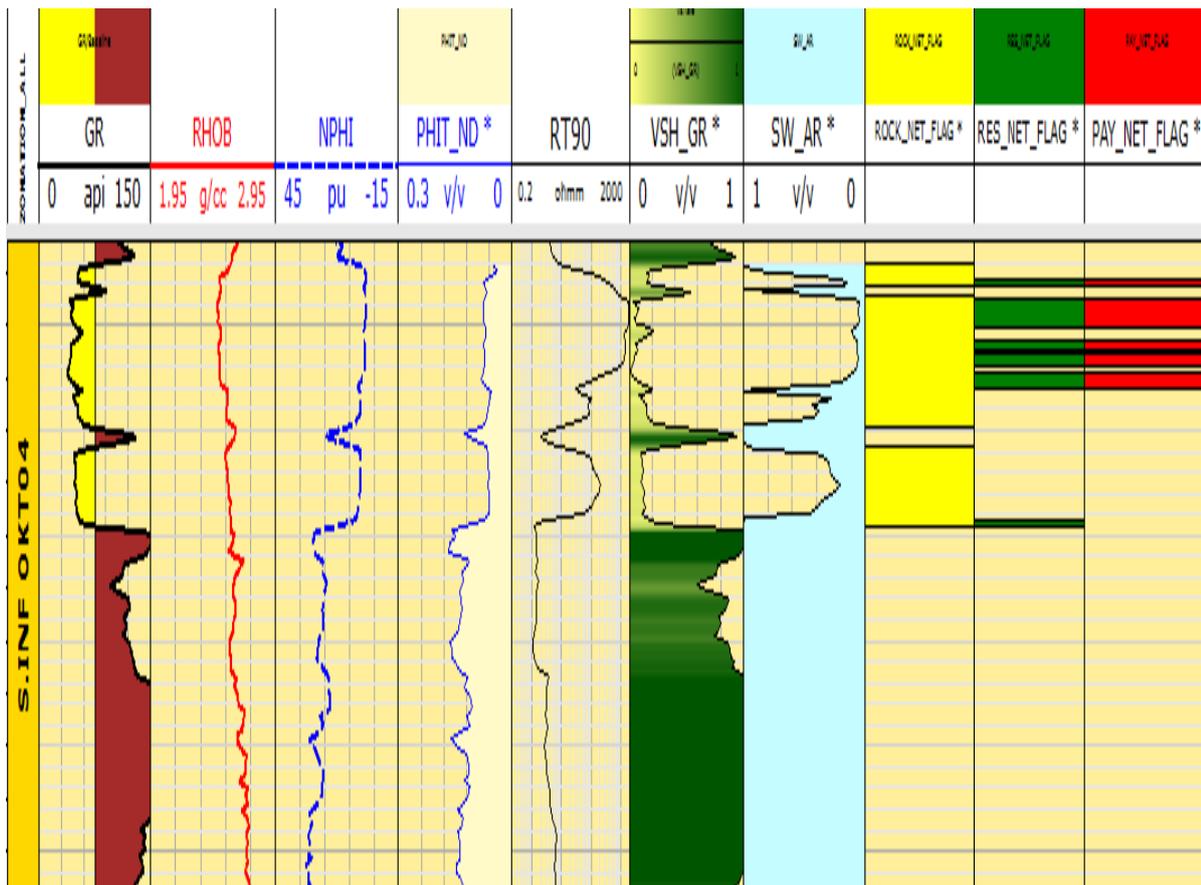


Figure IV.10 : Le log habillé du puits OKT04

➤ **Puits OKS29**

D'après le tableau IV.7 qui donne les épaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau et le log habillé du puits OKS29, on constate que la partie sommitale de la série inférieure est constituée de bancs argileux et de bancs gréseux compacts, et la partie inférieure contient des niveaux gréseux saturés à 100% d'eau. Ce qui nous donne une épaisseur utile égale à 7.01 mètres.

Tableau IV.11 : Epaisseurs des bancs non argileux, poreux et non saturés en eau au niveau du puits OKS29

Puits	Zone	Toit de la S.INF (mètres)	Mur de la S.INF (mètres)	Epaisseur totale de S.INF (mètres)	Nom du banc	Epaisseur utile (mètres)
OKS29	S.INF	3423	3472.50	49.5	Rock	25.45
					Reservoir	18.29
					Pay	7.01

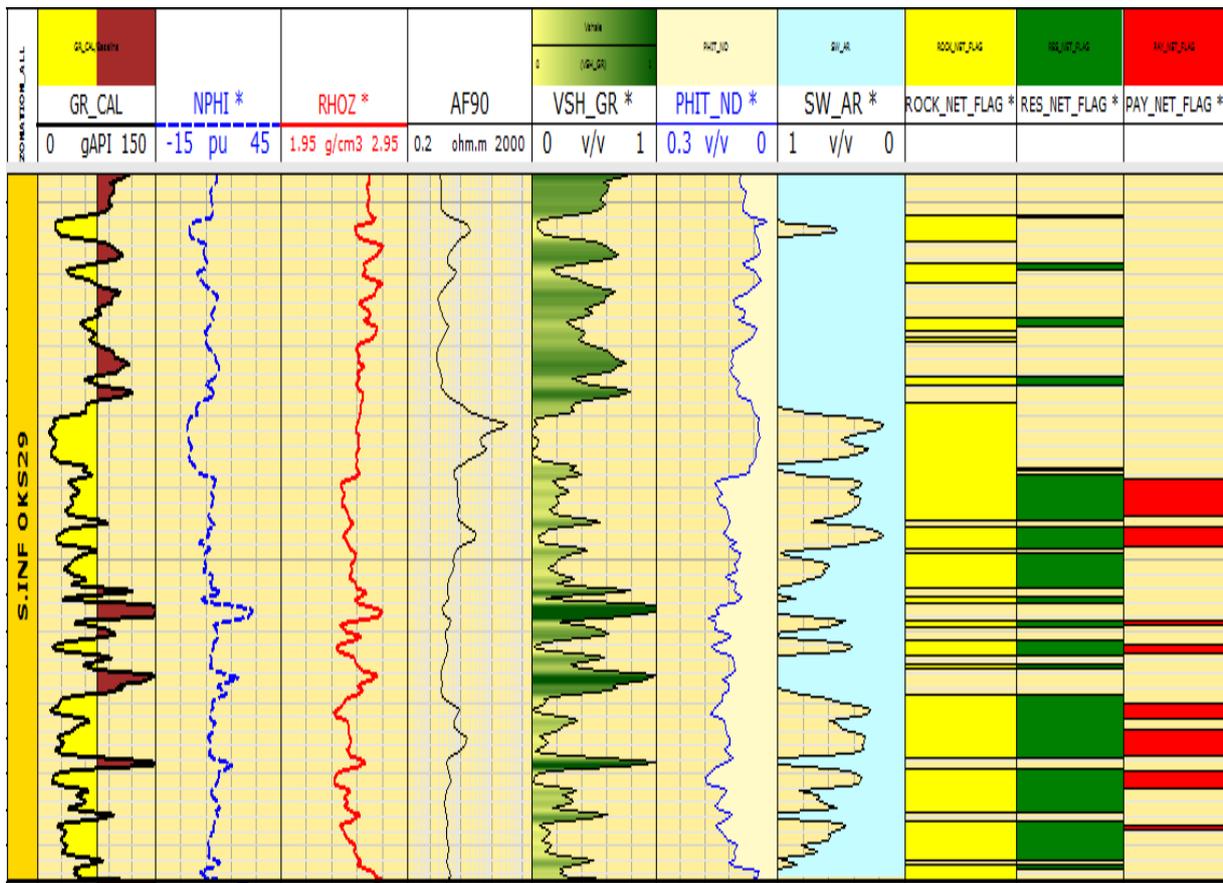


Figure IV.11 : Le log habillé du puits OKS29

VI. Distribution des paramètres pétrophysiques dans le champ de Benkahla

Pour expliquer et montrer la distribution et la variation locale des différents paramètres pétrophysiques, nous avons tracé les cartes en isovaleurs. Elles concernent les paramètres pétrophysiques qui sont le volume d'argile (Vsh), la porosité, la saturation en eau et l'épaisseur utile.

Ces cartes ont été établies, à l'aide du logiciel Surfer, tenant compte des données disponibles pour l'ensemble des 18 puits forés dans cette zone.

VI.1. Carte d'isovaleurs du volume d'argile

A partir des valeurs du Vsh moyen présentées dans le tableau IV.1 de la série inférieure pour les puits étudiés et la carte en isovaleurs du volume des argiles (figure IV.12), on distingue trois zones qui présentent le pourcentage des argiles le plus élevé dans les bancs gréseux à savoir :

- Au milieu de la région étudiée (puits OKS64, 15.50%),
- Au Sud (puits OKS54 (16.70%) et OKS53 (16.60%)),
- A la périphérie, au NE de la zone (puits OKT17 (15.90%) et OKT36 (15.60%)).

Le pourcentage d'argiles le moins élevé, 4,10% a été observé pour le puits OKW47 (limite Sud de la zone) ainsi que pour le puits OKT04 avec 7,40%.

D'après cette carte, on peut constater que les réservoirs qui ont un faible pourcentage d'argiles sont situés à l'extrême Sud, dans la zone du puits OKT04 et NW.

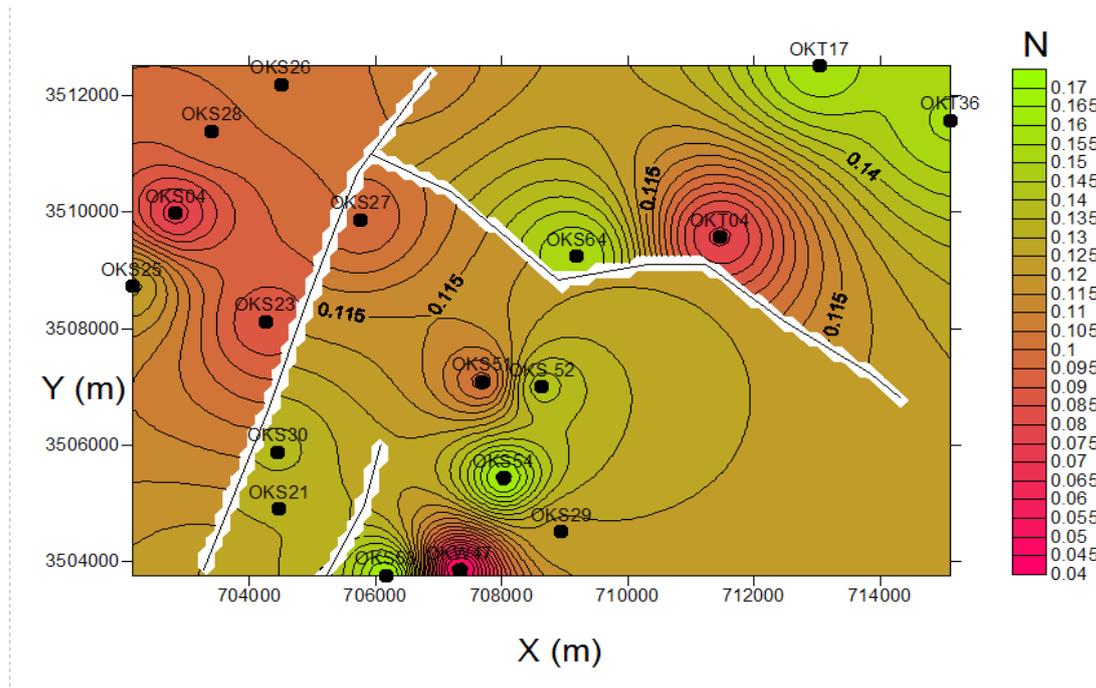


Figure IV.12 : Carte en isovalues du volume des argiles.

IV.2. Carte en isoporosité

Le tableau IV.1 représentant le volume des argiles, la porosité, la saturation en eau moyenne et l'épaisseur utile dans les différents puits et la carte en isoporosité nous ont permis de comparer le pourcentage de porosité dans les bancs gréseux des différents puits.

On remarque que le plus grand taux de porosité est enregistré au niveau du puits OKS29 (14.20%), situé au Sud, et au niveau du puits OKT17 (14.00%), situé au NE de la zone.

Par contre, on observe qu'au niveau du puits OKT04, situé au NNE, on enregistre la plus faible valeur de la porosité avec 7,40%.

Donc on constate que dans la partie Est et Nord de la zone d'étude, les bancs gréseux de la série inférieure sont compacts et parfois argileux.

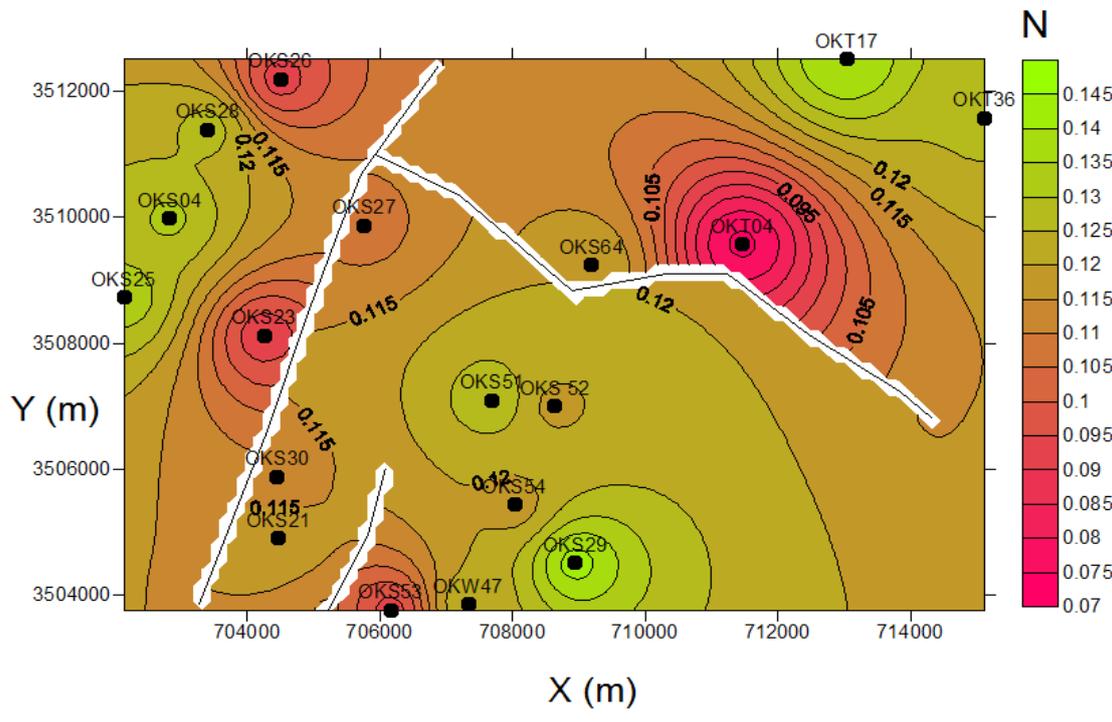


Figure IV.13 : Carte d'isoporosité

IV.3. Carte d'isosaturation en eau

La figure IV.14 montre un faible pourcentage de la saturation en eau dans la zone du puits OKT04.

Le tableau IV.1 qui contient les différentes valeurs de V_{sh} , la porosité, la saturation en eau et l'épaisseur utile dans chaque puits, montre que le pourcentage le plus élevé est enregistré au niveau du puits OKS21 (41,40%), situé au SSW. Au niveau du puits OKT36, positionné au NE de notre zone d'étude, et le puits OKS64 situé au milieu de la zone, sont enregistré respectivement des pourcentages de 40,30% et de 40%.

La saturation en eau la plus faible est observée au niveau du puits OKT04 avec 7.30%

La saturation en eau augmente en allant vers l'extrême Sud et vers l'Ouest de la zone d'étude.

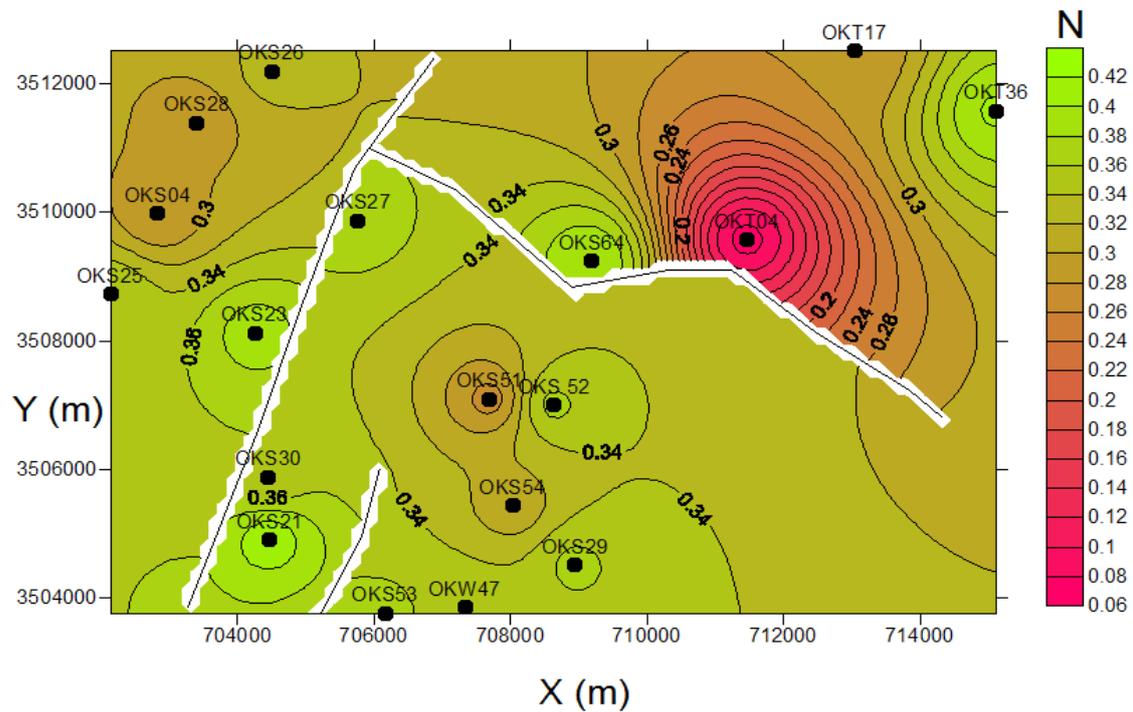


Figure IV.14 : Carte en isosaturations en eau

IV.4. Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile

La figure IV.15 qui représente la carte en isovaleurs de l'épaisseur utile, montre que l'épaisseur utile est plus importante en direction du Sud, au NE et au NW et moins importante dans la zone du puits OKT04.

D'après les données du tableau IV.1, on constate que les grandes valeurs d'épaisseurs utiles sont enregistrées respectivement au niveau des puits OKS52 (16,15 m) et OKS04 (15,06 m). Par contre le minimum est donné pour le puits OKT04 avec 3,51m d'épaisseur.

La carte en isoépaisseurs montre que les épaisseurs utiles sont en augmentation dans la direction de l'extension de la série inférieure.

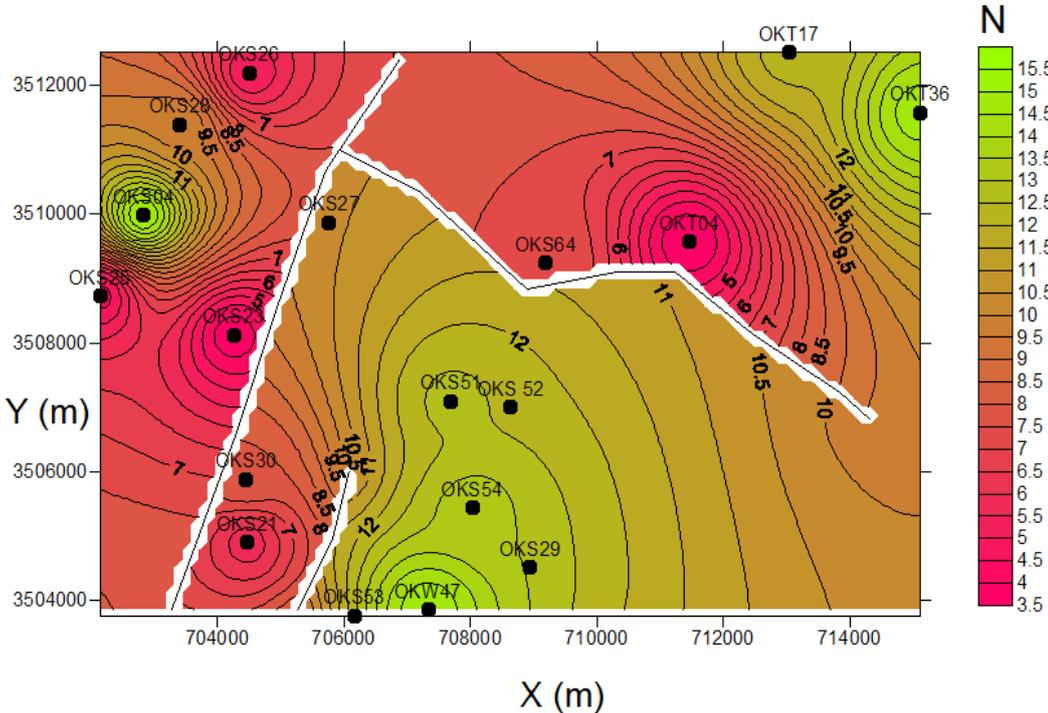


Figure VI.15 : Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile

Conclusion

Conclusion générale

Cette étude a concerné le champ de Benkahla, qui fait partie du bassin d'Oued Mya, où les formations triasiques sont surmontées par la discordance hercynienne, et limitée au sommet par une série salifère du jurassique inférieur (Lias). Le champ de Benkahla situé à 80 kilomètres à l'Ouest de Hassi Messouad, est l'un des plus grands gisements pétroliers du bassin d'Oued Mya.

Le travail a porté sur 19 puits en production, situés dans la zone Sud de Benkahla. Grâce à différentes études, nous avons déterminé le prolongement du réservoir et son extension future.

Grâce aux signatures électriques obtenues à l'aide du logiciel Techlog, nous montrons que le Trias se subdivise en 5 formations à savoir : la série inférieure, la roche éruptive, le TAG, l'argile inférieure et la série salifère S4.

L'analyse des données de diagraphies telles que les lectures de gamma ray, le sonique et la densité nous permettent de montrer que les formations TAG et la série inférieure sont des alternances argileux-gréseuses. Ce qui constitue un environnement géologique favorable pour une accumulation d'hydrocarbures (avec un minimum de porosité qui est de l'ordre de 7 %).

Cependant, des études précédentes réalisées par Sonatrach ont montré que le TAG est présent en deux unités, la première dite T1 est absente alors que la deuxième T2 est argileuse, et devient parfois compacte. Ceci mène à conclure que le réservoir des hydrocarbures du Sud de Benkahla se situe au niveau de la série inférieure.

Nous avons établi des cartes en isopaques et isobathes 2D et 3D pour chaque niveau de formation du Trias. Dans la représentation de ces cartes, nous avons intégré les données relatives à la tectonique régionale et locale afin de comprendre l'effet des failles sur ces formations.

En effet, l'interprétation de ces cartes nous a permis de déduire que les surfaces topographiques des formations du Trias ont les mêmes configurations que celle de la surface de la discordance hercynienne

Les failles affectant la structure du champ de Benkahla sont des failles post sédimentaires qui se sont inscrites dans le contexte de la tectonique alpine, qui ont été développées au début du jurassique.

Les dépôts du Trias, exception faite pour la série salifère, ont été accumulés suite à une activité fluviatile. Les dépôts de la série salifère se sont développés suite à une régression marine dans un régime continental à climat aride à ½ aride.

Afin d'évaluer l'intérêt pétrolier de la série inférieure, nous avons déterminé à l'aide du logiciel Techlog, les paramètres pétrophysiques de cette série à savoir : le volume moyen des argiles, la porosité moyenne et la saturation en eau moyenne. Des cartes en isopaques du volume des argiles, d'isoporosité et d'isosaturation ont été réalisées dans le but de voir la distribution de ces paramètres dans la zone d'étude.

L'interprétation a montré que l'intérêt pétrolier du réservoir est plus important dans la partie Sud de la zone d'étude (la partie SW du champ de Benkahla). Nous avons également constaté que l'épaisseur utile du réservoir augmente en direction du Sud.

L'ensemble de ces résultats suggère que le forage de nouveaux puits d'explorations dans la direction SW du champ de Benkahla (conformément à la direction du gisement du Benkahla qui est orienté NE-SW) pourrait être envisagé pour vérifier la présence de réserve avérée de pétrole, étant donné que l'épaisseur de la série inférieure prend de l'importance en direction du SW de la zone.

Références

- 📖 Beghoul. M. S, 2013, Interprétation pétrophysique et géologique, Séminaire.
- 📖 Berakna. M et Hacini. M, 2012, Mise aux points sur les forages infructueux dans le gisement de Hassi-Terfa, Projet de Fin d'Etudes.
- 📖 Boudjemaa, 1992, in Etude structurale et influence des failles décrochantes sur la migration des hydrocarbures dans l'Erg Tahtani (Bloc 425, bassin d'Oued Mya, Province triasique), 2008, Projet de Fin d'Etudes.
- 📖 Chapellier.D, Cours en ligne de géophysique : Diagraphies Aquifères, Université de Laussane, Institut français du pétrole.
- 📖 Desbrandes. R, 1982, Diagraphies dans les sondages, Edition technip.
- 📖 Devaux. Jean, Massart. A, 1976, les roches éruptives triasiques du Sahara Nord Oriental
- 📖 Kadi. Belkacem, 2014, thèse de Doctorat
- 📖 Serra. O, 1979, Diagraphies Différées Bases de l'interprétation, Mémoire 1 Tome 1, Service techniques Schlumberger, Paris.
- 📖 Serra. O, 1989, in Mise aux points sur les forages infructueux dans le gisement de Hassi Terfa, 2012, Projet de Fin d'Etudes.
- 📖 Talbi. M et Ouassa. M, 2014, Estimation de réserve de Trias argilo-gréseux (Série inférieure) de gisement Haoud Berkaoui, Projet de Fin d'Etudes.
- 📖 Well Evaluation Conférence Algérie, 2007

 Well Evaluation Conférence Algérie, 1995

Annexes

Annexe I : Document SONATRACH

PUITS : OKS51

Carotte n°01 Date : 25 /08/11

Intervalle carotté : de 3414 à 3432 m.

Récupération : 100 %, soit 18 m.

Formation : Série inférieure.

Lithologie :

De 3414 à 3414.80m :

Complexe argilo-gréseux : silt gris vert et argiles verte.

Grés gris-vert, noir, fin, argileux, compact.

De 3414.80 à 3418.8m :

Grés beige, fin, moyen, siliceux, friable, avec passées de grés brun, silico-argileux, et nodules d'argile verte vers la base.

Porosité visuelle : moyenne. - Stratification : subhorizontale

De 3418.8 à 3422.70m :

Grés brun, moyen, moyennement dur, argileux, à silico-argileux, noir, bitumineux, vers la base.

Porosité visuelle : bonne -Stratification : horizontale vers le sommet.

De 3422.70 à 3425.80m :

Grés brun, moyen, grossier, silico-argileux, friable, arrondi, bien classé, parfois bitumineux.

Porosité visuelle : Moyenne -Stratification : horizontale et entrecoisées.

De 3425.80 à 3426.80m :

Passage conglomératique à éléments anguleux de galets d'argile verte et de grés brun, grossier,

De 3426.80 à 3429.90m :

Grés brun, noir, moyen à grossier, moyennement dur, friable par endroits, arrondi bien classé, bitumineux, Présence de films et passage de grés, beige, fin, et nodules d'argile verte.

Porosité visuelle : Moyenne -Stratification : subhorizontale.

De 3429.90 à 3430.15m :

Niveau conglomératique à éléments anguleux d'argiles et grés brun, argileux, fin.

De 3430.15 à 3430.90m :

Grés noir, moyen, silico-argileux, moyennement dur, bitumineux, avec films de grés beige, fin, siliceux, dur.

Porosité visuelle : Moyenne -Stratification : subhorizontale.

De 3430.90 à 3432.00m :

Grés noir, grossier, arrondi, bien classé, parfois friable, Bitumineux, très argileux au sommet, Présence de nodules d'argiles verte au sommet, et films et passées de grés beige, fin, à moyen, moyennement dur, siliceux, vers la base (de 3431.6 – 3432.00)..

Porosité visuelle : Moyenne -Stratification : subhorizontale.

Puits OKS51 Date : 26/08/11

Carotte n°02 ; date 26/08/11

Intervalle carotté : de 3432 à 3450 m.

Récupération : 18 m soit 100 %.

Formation : Série inférieure.

Lithologie :

De 3432 à 3432.90m :

Grés brun, moyen, silico-argileux, moyennement dur, avec passées cm de grés beige, siliceux, dur, au sommet, et films de grés noir, bitumineux.

Porosité visuelle : moyenne. Stratification : Horizontale.

De 3432 à 3433.90m

Argile brun rouge, et passées cm de silt, gris vert à la base.

De 3433.9 à 3436.10m :

Grés brun, fin à moyen, argileux, bitumineux, avec films de grés noir moyen, devenant grés beige, fin, silico-argileux, dur, vers la base.

Porosité visuelle : médiocre. Stratification : entrecroisée.

De 3436.10 à 3438.40m :

Argiles brun rouge, et passées de silt et grés vert, argileux, compact.

De 3438.40m à 3439.30m:

Grés gris vert, fin, argileux, compact, parfois silt, vert,

Stratification : subhorizontale.

De 3439.30 à 3440.20 m

Grés brun, beige, moyen, silico-argileux, moyennement dur à friable, présence d'un niveau conglomératique vers la base. Stratification : subhorizontale à horizontale.

De 3440.20 à 3444.20 m :

Grés brun, fin, argileux, moyennement dur, compact par endroits vers le sommet.

Et moyen silico-argileux, , avec mouchetures de grés beige, et nodule de dolomie vers la base.

Porosité visuelle médiocre au sommet, moyenne vers la base.

Stratification : horizontale.

De 3444.20 à 3446.50m :

Grés brun claire au sommet et brun vers la base, grossier, silico-argileux, friable, arrondi, bien classé.

Porosité visuelle : bonne / Stratification : inobservable.

De 3446.50 à 3446.70 m :

Grés brun, fin, silico-argileux, compact, présence d'un niveau conglomératique à la base.

De 3446.70 à 3450.00m :

Grés brun, grossier, bien consolidé, arrondi, profonds, friable, silico-argileux. Présence de nombreux nodules d'argiles vert, grise et noire pyriteuse vers la base.

Porosité visuelle : moyenne à bonne par endroits. / Stratification : inobservable.

Carotte n°03. Date : 27/08/11.

Intervalle carotté : de 3450 à 3468 m.

Récupération : 18 m soit 100 %.

Formation : Gothlandien

Top Gothlandien : 3450 m

Lithologie :

De 3450 à 3461.70 m :

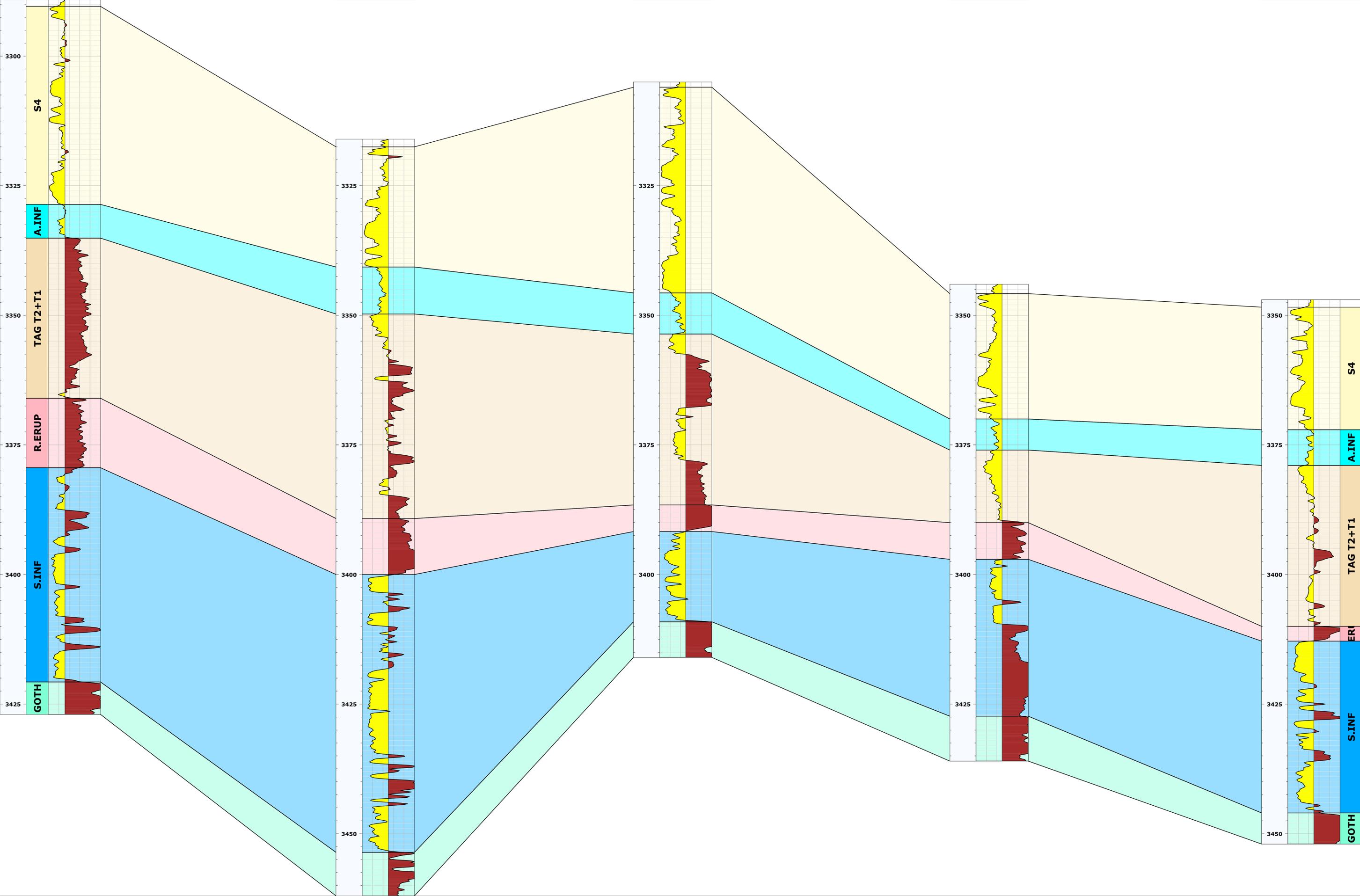
Grés gris sombre au sommet à gris claire vers la base, fin, siliceux, micacé, dure, compact.

De 3461.70 à 3468.00 m

Argile noire, indurée, feuilletés, pyriteuse. Passées cm de grés gris sombre, compact vers la base.

Annexe II

Well: OKS30			Well: OKS51			Well: OKS64			Well: OKT04			Well: OKT36		
UWI: N/A	Short name:	Elevation: c	UWI: N/A	Short name:	Elevation: c	UWI: N/A	Short name:	Elevation: c	UWI: N/A	Short name:	Elevation: c	UWI: N/A	Short name:	Elevation: c
Long name:	GR_CAL	Total depth	Long name:	GR	Total depth									
Reference (m): 1:200	0	150												



Annexe III

LAYOUT
Well(s): OKS28, OKS29, OKS51, OKS54, OKS27

Project: HBK
Dataset(s): OKS28_SH-DP-Berkaoul_OKS-28_6inOH_HNGS_MP_10Feb2014, OKS29_SH-DP-HBK_OKS-29_6inCH_R4B_TLD-CNL-HCAL-HNGS Ratio-GR_MP_24-Dec-2014, OKS51_OKS51-6IN-MAIN, OKS54_OKS54_TD_6IN_MAIN, OKS27_SH-DP-HBK_OKS-27_6in_AIT-SS(P_S)-EMS-GR_PUC_MP_07May13
Scale: 1:200

Author: radja MOHAMED
(ID: mradja)
Date: 06/03/2015

Well: OKS28				Well: OKS27				Well: OKS51				Well: OKS54				Well: OKS29			
UWI:		Elevation:		UWI:		Eleva		UWI: N/A		GR/Baseline		UWI: N/A		GR/Baseline		UWI:		Elevation:	
Short name:		Elevation d		Short name:		Eleva		Short name:		GR		Short name:		GR		Short name:		Elevation d	
Long name:		Total depth		Long name:		Total		Long name:		api		Long name:		api		Long name:		Total depth	
Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate		Coordinate	
Reference (m):		SGR/Baseline		Reference (m):		GR_CAL/Baseline		Reference (m):		GR		Reference (m):		GR/Baseline		Reference (m):		GR_CAL/Baseline	
1:200		SGR		1:200		GR_CAL		1:200		api		1:200		GR		1:200		GR_CAL	
		gAPI 150				gAPI 150								gAPI 150				gAPI 150	

