

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

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



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Evaluation corrélative et diagraphique des
paramètres pétrophysiques dans le gisement de
Benkahla sud, réservoir TAGI (Berkaoui, bassin de
Oued Mya).**

Soutenu publiquement par :

M. BENACHOUR Hamza, M. BENDELLALI Oualid, M. BELADJAL Belkhir

Le 30/05/2016

Devant le jury :

Président : *M. HADDEN Abd annour* M. A. A Univ. Ouargla

Promoteur : *M. HARROUCHI Lakhdar* M. A. A Univ. Ouargla

Examineur : *M. BOUREGAA Slimane* M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

RÉSUMÉ

L'économie algérienne se base essentiellement sur les rendements pétroliers, pour cela notre pays cherche toujours de trouver des nouvelles accumulations pétrolière, ainsi que le développement des gisements qui sont en cours de l'exploitation, ce développement concerner à mettre en connaissance l'extension de leurs réservoirs, la répartition des volumes pétrolières complète dans les niveaux productif, ainsi que l'assemblage des données issue des puits ont foré permettre de créer un modèle de ce réservoir, tous les outils utiliser dans l'étude de développement sensé d'enrichir les data banc des réservoirs productives.

Le but principal est d'approfondir à la connaissance des gisements pétrolières, ce que donner la meilleur développement des champs pour un meilleur production, et dans le cadre d'amélioration le développement et notre savoirs aux régions productives, on va essayer dans cette étude de caractériser le réservoir des séries inférieure (TAGI) dans la région de Benkahla par façonne corrélative, ainsi que l'analyse des paramètres de ce réservoir enfin le calcul de réserve de Benkahla Sud.

La réalisation de cette étude est concerner l'obtention des enregistrements diagraphique (GR, GG, Neutron, densité) des puits réalisèrent dans la région d'étude, ainsi que les mesures des paramètres pétrophysiques firent sur les carottes en laboratoire, ces données permettre de construits les logs à travers logiciel Techlog, et faire une corrélation entre eux et d'autre part d'affecter une analyse statistique et l'établissement des cartes en isovaleur.

Mots clés: Benkahla ,Houd-Berkaoui, modèle 3D, paramètres pétrophysiques, enregistrements diagraphique, corrélation, réservoir TAGI.

ABSTRACT

The Algerian economy is primarily based on incomes and petroleum sales, which is why Algeria is always on the search for new fields in the country, and at the same time other developments that is in the framework of exploitation, that way a development is recognized as the geographical expanse of formation geological contain Petroleum and knowledge size distribution of petroleum within these reservoirs, and the information released from the wells drilled in the field, we can assemble to create three dimensional model of petroleum reservoirs ... that all the means and tools used in the study of petroleum fields aimed at enriching the information's for the fields bank.

The primary objective strictness knowledge of petroleum fields is that the achievement of this knowledge ensures high production of hydrocarbons, and in part to raise exploration level for the field Benkahla, we hope that through this study to assess and analyze the characteristics petrophysical in the lower part of the sandy and muddy Triassic reservoir at Benkahla southern area of the basin Berkaoui, as we seek to analyze the characteristics the reservoir by the use of statistical analysis in the last account the size of the original oil in place.

The embodiment of this study stems from the collection of information that is on the two forms; the first is a geophysical recordings logging (GR, neutron, GG, density), and the second form is a laboratory measurements of characteristics petrophysical of carrot extracted from the reservoir, through this information we can create maps one variable, also formations statistical charts, and processing of recordings logging with depth, the spectrum using professional logical Techlog.

key words: Benkahla ,Houd-Berkaoui, model 3D, characteristics petrophysicals, geophysical recordings logging, correlation, reservoir TAGI.

ملخص

الاقتصاد الجزائري يعتمد بشكل أساسي على المداخل و المبيعات البترولية, لهذا السبب تعمد الجزائر دائما على البحث عن حقول جديدة في البلاد, وفي نفس الوقت تطوير الأخرى التي هي في إطار الاستغلال, وفي صدد هذا التطوير يتم التعرف على الامتداد الجغرافي للتركيب الجيولوجية الحاملة للبترول و معرفة توزع الحجم البترولي داخل هذه المكامن, كما أن تجميع المعلومات الصادرة من الآبار المحفورة في الحقل يمكننا من إنشاء رسوم تجسيدية ثلاثية الأبعاد للمكامن البترولية... إن كل الوسائل والأدوات المستعملة في دراسة الحقول البترولية تهدف إلى تغذية بنك المعلومات الخاصة بالحقول .

الهدف الأساسي في التعمق لمعرفة جزئيات الحقول البترولية, يضمن تحقيق إنتاج مرتفع من المحروقات , وفي إطار رفع مستوى الاستكشاف لمنطقة حوض بركاوي, نطمح من خلال هذه الدراسة إلى تقييم وتحليل العوامل البيتروفيزيائية في الجزء السفلي من المكنن الترياسي الطيني الرملي في منطقة بن كحلة الجنوبية التابعة لحوض بركاوي , كما نسعى إلى تحليل الخواص البيتروفيزيائية للمكنن المذكور سابقا باستعمال التحليل الإحصائي وفي الأخير حساب حجم البترول في المنطقة .

وتجسيد هذه الدراسة ينطلق من مجموعة من المعلومات التي هي على شكلين الأول منها هو تسجيلات جيوفيزيائية دياغرافية (غاما ري, نيترون, غاماغاما, الكثافة), والشكل الثاني عبارة عن قياسات مخبرية للعوامل البيتروفيزيائية للإسطوانة المستخرجة من المكنن, من خلال هذه المعلومات يمكننا إنشاء الخرائط ذات المتغير الواحد, كذلك التشكيلات البيانية الإحصائية, ومعالجة التسجيلات الدياغرافية المنسوبة مع العمق وذلك باستعمال برامج مركبة مهنبة (تاكلوغ).

الكلمات المفتاحية: بن كحلة, حوض بركاوي, نموذج ثلاثي الأبعاد, الخواص البيتروفيزيائية, التسجيلات الدياغرافية, الارتباط, مكنن الترياسي السفلي.

LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGNERS

TAG: Trias Argileux Gréseux.

TAGI: Trias Argileux Gréseux Série Inférieure.

Φ : Porosité.

K : Perméabilité.

S_w: saturation en eau.

GR: Gamma Ray.

V_{sh}: Volume d'argile.

Φ Nsh: porosité neutron d'argile.

Δ t: porosité sonic.

Δ t_{ma}: porosité sonic de la matrice.

Δ t_f: porosité sonic de la filtrat.

Δ t_{sh}: porosité sonic d'argile

R_t: Résistivité du réservoir.

R_w: Résistivité électrique de l'eau de formation.

F: Facteur de formation.

ρ _f: densité du filtrat de boue.

ρ _{sh}: densité d'argile.

ρ _{ma}: densité de la matrice.

CNL: compensated neutron log.

BHC: Bore Hole Compensated.

FDC: Formation Density Compenated.

NPHI: porosité neutron.

PHI_{ND}: porosité utile neutron densité

PHIT_{ND}: porosité totale neutron densité.

SW_{AR}: saturation en eau selon Archie.

Hu: épaisseur utile.

WOC: water oil contact.

TVD: total vertical depth

V_p: volume pores.

V_w: volume d'eau de formation.

V_h: volume des hydrocarbures.

V_o: volume d'huile.

V_g: volume de gaz.

Q_{rec}: quantités des hydrocarbures récupérables.

OHIP: original hydrocarbures in place.

ρ : Densité moyenne.

LISTE DES FIGURES

Fig.1.1 Situation géographique bassin d'oued Mya.....	03
Fig .1.2 Situation géologique bassin d'oued Mya	04
Fig.1.3 Situation géographique de Benkahla	05
Fig.1.4 Situation géologique champ Benkahla.....	06
Fig.2.1 Schéma du CNL.....	19
Fig.2.2 Schémas du BHC.....	20
Fig.2.3 Schéma d'une interaction.....	21
Fig.2.4 Organigramme représente les étapes de l'interprétation par logiciel Techlog	23
Fig.2.5 logs composite de la série inférieure du puits OKW-47.....	25
Fig.3.1 carte de disposition des puits sur partie Sud de Benkahla.....	32
Fig.3.2 histogramme de perméabilité le puits OKS-52 (TAGI).....	32
Fig.3.3 histogramme de porosité le puits OKS-52 (TAGI).....	33
Fig.3.4 histogramme de perméabilité le puits OKS-23(TAGI).....	33
Fig.3.5 histogramme de porosité , le puits OKS-23 (TAGI).....	34
Fig.3.6 histogramme de perméabilité le puits OKS-53 (TAGI).....	35
Fig.3.7 histogramme de porosité de puits OKS-53 (TAGI).....	35
Fig.3.8 histogramme de perméabilité de puits OKS-54 (TAGI).....	36
Fig.3.9 histogramme de porosité de puits OKS-54 (TAGI).....	36
Fig.3.10 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS -23TAGI).....	37
Fig.3.11 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-52 (TAGI).....	38
Fig.3.12 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-53 (TAGI).....	38

Fig.3.13 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-54 (TAGI).....	39
Fig.4.1 représentation 3D du toit de la séries inférieure de Benkahla Sud	40
Fig.4.2 carte isobathe au toit de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud	41
Fig.4.3 carte isoaque de l'épaisseur de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.....	42
Fig.4.4 carte isopaque de l'épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.....	43
Fig.4.5 carte iso-porosité d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud....	44
Fig.4.6 carte iso-saturation en eau d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.....	45
Fig.4.6 carte iso-saturation en hydrocarbure d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI).....	46
Fig.4.7 carte iso-saturation en hydrocarbure d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.....	47
Fig.4.8 carte représente les profiles (AB); (BC) des puits effectuer par la corrélation.....	50
Fig.4.9 Corrélation par diagraphie des formations et des unités au profile (AB).....	53
Fig.4.10 Corrélation par diagraphie des formations et des unités au profile (CD).....	55
Fig.5.1 carte iso-épaisseur net occupé par les hydrocarbures (E_h).....	60
Fig.5.2 représentation 3D de la répartition du volume en place dans la région.....	61

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 Colonne stratigraphique type de Benkahla.....	12
Tableau 2.1 Top des formation au puits OKW-47.....	24
Tableau 2.2 résumer les résultats totales de l'interprétation au puits OKW-47 par Techlog.....	27
Tableau 2.3 les détailles de l'analyse diagraphique pour l' OKW-47.....	27
Tableau 2.4 les données de calcul.....	38
Tableau 4.1 contient les données spécifique pour les puits affecter par corrélation.....	52
Tableau 5.1 les valeurs des Eh dans les puits de Benkahla Sud.....	60

Introduction

Générale

Le gisement de Haoud Berkaoui, a une importance pétrolifère en Algérie, ce gisement localement appartenant à la province Triasique Sud Algérien, a été mis en évidence par le forage du premier puits OK-101 en 1965, il comprend trois (03) structures pétrolières principales: Berkaoui, Benkahla (zone étudiée) et Guellala, elles sont assemblé dans le bloc 438.

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², d'altitude de 209 m. Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

En général; cette région d'étude comprend trois niveaux productives : la Série-Inférieure, T1 et T2 du Trias argilo-gréseux, respectivement. L'objectif de notre travail est de faire : une corrélation de données de diagraphie, évaluation des paramètres pétrophysiques de réservoir de la série inférieure (TAGI) dans la partie Sud du champ Benkahla et calcul du réserve

Le présent travail est structuré en cinq (05) chapitres homogènes et inter-complémentaires :

- ❖ Dans le premier chapitre, nous présenterons le contexte géologique régional et celui de la zone d'étude.
- ❖ Le second chapitre sera consacré à des généralités sur la méthode de la diagraphie ainsi que une analyse sur les paramètres pétrophysiques.
- ❖ Dans le troisième chapitre, nous présenterons une analyse statistique sur les paramètres pétrophysiques ainsi que une description des données diagraphiques.
- ❖ Le quatrième chapitre portera sur la corrélation et interprétation des cartes en iso valeurs.
- ❖ Dans le cinquième chapitre, nous présenterons les méthodes de calcul de réserve.

Et en terminera notre travail par une conclusion et recommandations.

Chapitre I

Aperçu Géologique

I.1-Cadre régionale

I.1.1-Généralité

La plate forme saharienne appartient au Craton Nord Africain (CNA), elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

La province triasique, dite également province Nord orientale du Sahara, située dans la partie septentrionale de la plate forme saharienne. La superficie approximative de cette province est de 300103 km², elle fait l'objet de plusieurs études et contient les plus grandes découvertes en Algérie. Cette province est comprise entre le bassin de Grand Erg oriental à l'Est et la frontière tunisienne, la flexure Sud atlasique au Nord et le Grand Erg occidental à l'Ouest, au Sud elle est limitée par le domaine d'existence des formations triasiques : c'est une ligne sinueuse qui va de l'Est du bassin du Bechar jusqu'au Nord du bassin d'Illizi.

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

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

- ❖ A l'Est, le gisement de Hassi Messaoud et ses périphéries.
- ❖ A l'Ouest, le gisement de Hassi R'mel.

Entre ces deux gisements géants, on distingue :

- ❖ La région d'Oued Noumer.
- ❖ L'axe de sillon d'Oued Mya [7]

I.1.2-Situation géographique bassin de Oued Mya

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, elle est limitée au Nord par les permis Talémazène et Touggourt, à l'Est par le champ de Hassi Messaoud, au Nord-Ouest par le champ de Hassi R'mel, et au Sud elle est ouverte sur la dépression de Mouydir (Fig.1.1)

Les limites géographiques se présentent comme les meilleurs repères :

-Les parallèles $31^{\circ}15'$ et $33^{\circ}00'$ limitent respectivement au Sud et au Nord, et les méridiens $6^{\circ}15'$ et $3^{\circ}30'$ limitent à l'Est et à l'Ouest, elle englobe les bloc :438-425-422-437-436-178-420-419-418-417et416, appartenant au district IV de la Sonatrach

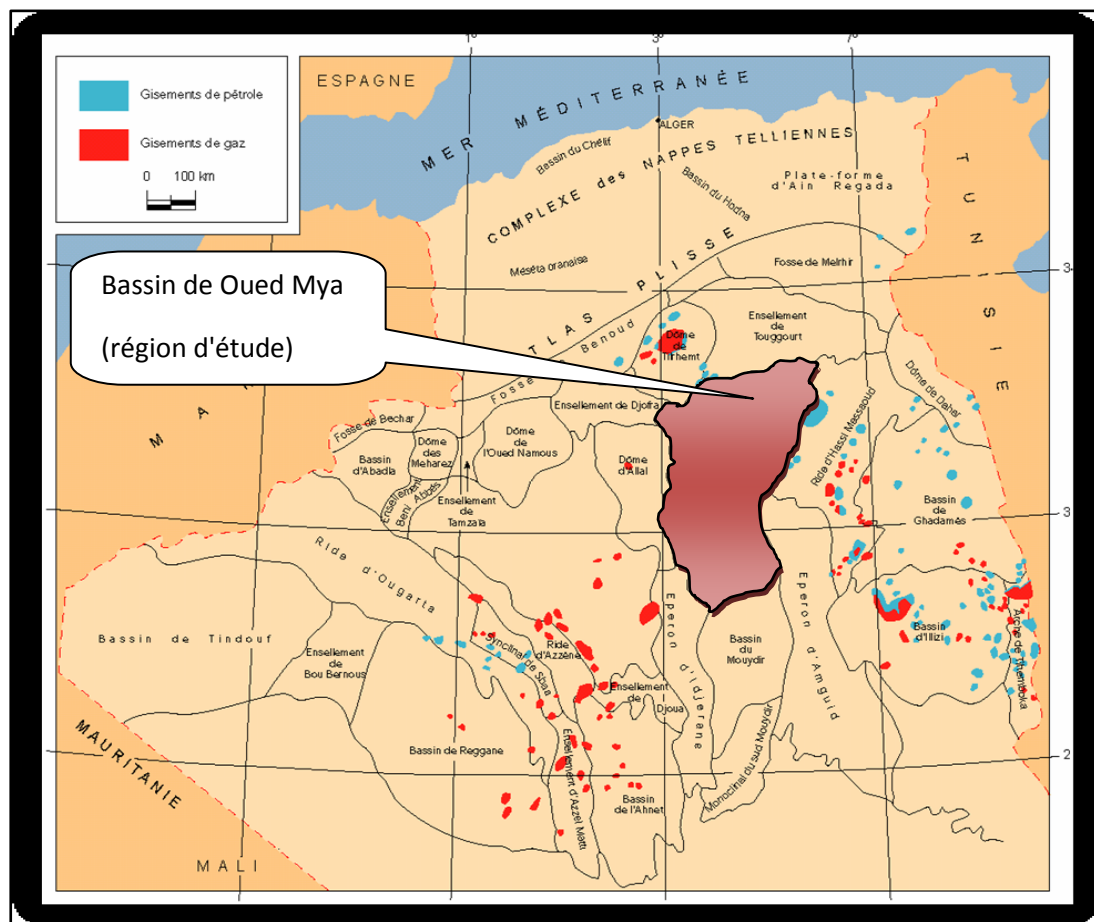


Fig.1.1 Situation géographique bassin de Oued Mya [7]

I.1.3-Situation géologique bassin de Oued Mya

La dépression de Oued Mya appartient à la plate-forme saharienne, dont elle ne constitue qu'un sous bassin intracratonique, le bassin est limité par le haut structural Djemaa-Touggourt s'ennoe progressivement vers la flexure saharienne où l'existence

d'un fossé très subsident au Nord, le môle de Talemzane –Hassi- R'Mel au Nord-Ouest, le bassin du Mouydir au Sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud à l'Est, et la voûte d'Allal à l'Ouest (Fig. 1.2)

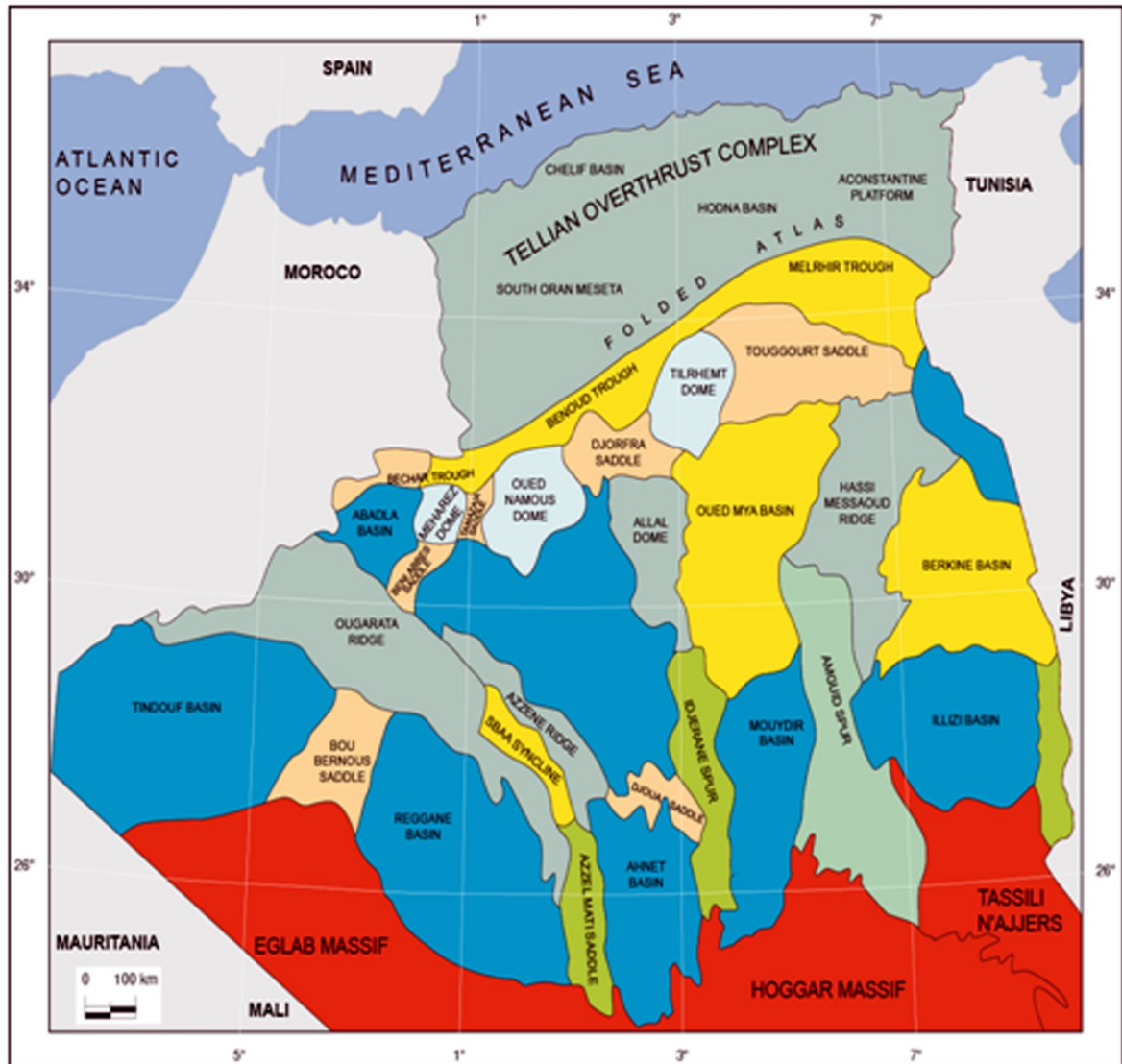


Fig. 1.2 Situation géologique bassin de Oued Mya [15]

I.2- Géologie locale

I.2.1-Situation géographique champ Benkahla (partie Sud)

Le gisement de Benkahla est situé dans la région, anciennement nommée Gara krama à 80 km environ à l'Ouest de Hassi Messaoud, à une 21 km 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, d'altitude d'ordre de 209 m.

La zone de Benkahla est située de 30 km au Sud de Ouargla (Fig.1.3), et se positionne entre les deux régions de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel à 600 km au Sud d'Alger.

Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP-24 [14]

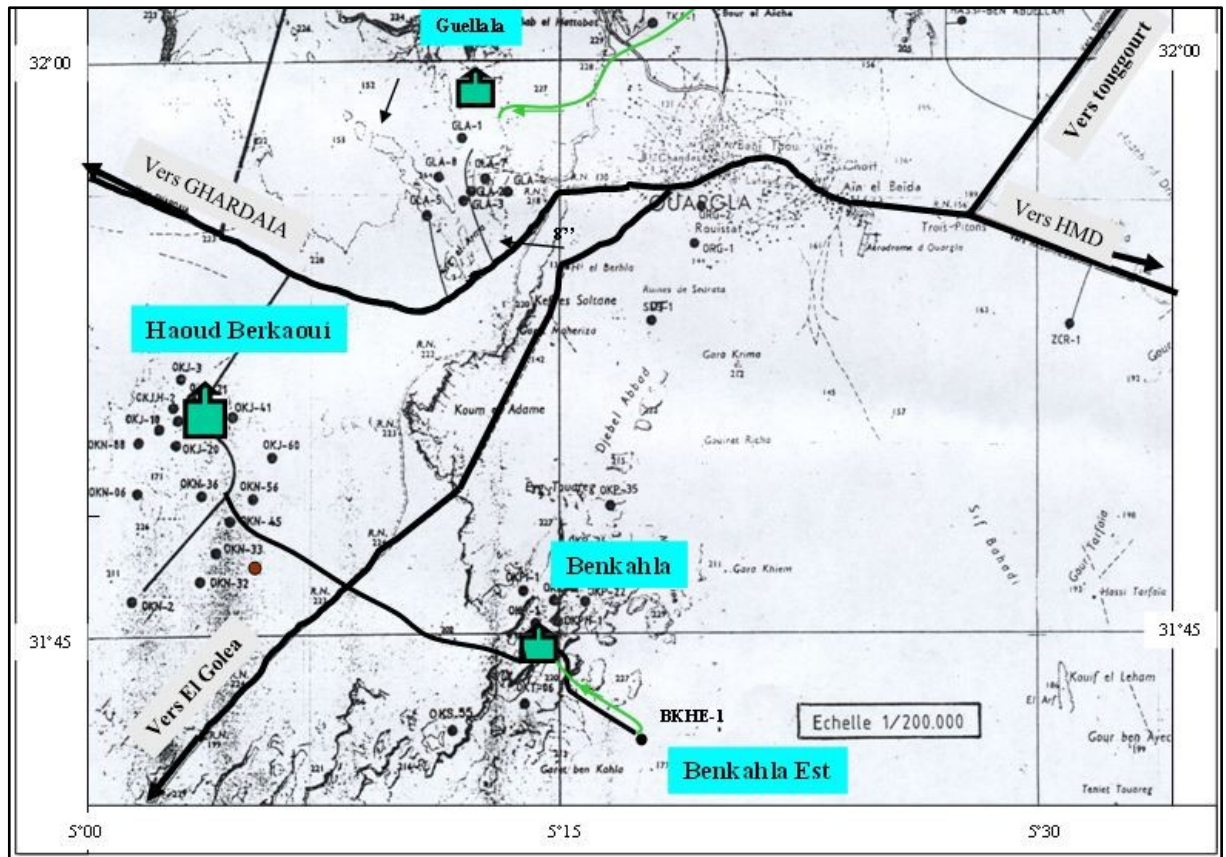


Fig.1.3 Situation géographique du gisement de Benkahla [10]

I.2.2-Localisation du champ Benkahla

Le gisement de Benkahla se situe dans la dépression de Oued Mya, très exactement au centre de la province triasique.

A son tour, la dépression de Oued Mya est limitée au Nord-Est par le sillon Melhrir, au Nord-Ouest par le sillon de Benoud.

Au Sud par le bassin de Mouydir et le Mole d'Amguid-El Biod. A l'Est, la dépression de Oued Mya est limitée par la dépression de Dahar et à l'Ouest par le Bassin de Timimoun et la voûte d'Allal.

Benkahla possède une structure monoclinale allongée dans la direction Nord-Est dans le bloc 438, où elle est limitée (Fig.1.4) :

- ❖ Au Nord Est par gisement de Guellala.
- ❖ Au Nord-Ouest par gisement de Berkaoui.
- ❖ Au Sud par gisement d'El-Gassi.
- ❖ A l'Est par champs de Hassi Messaoud.
- ❖ A l'Ouest par champs de Hassi R'Mel [9]

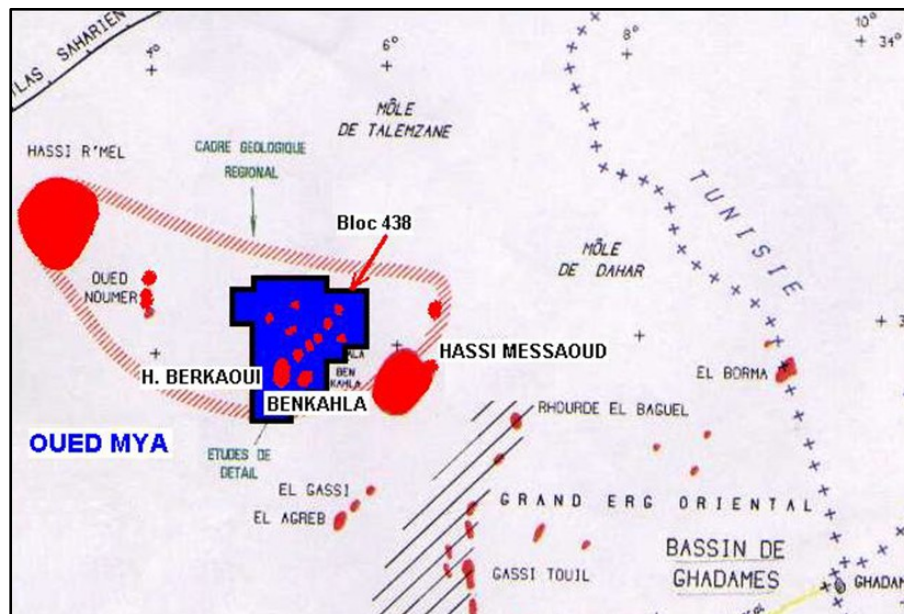


Fig.1.4 Localisation du champ Benkahla [8]

I.3-Cadre géologique et tectonique

I.3.1-géodynamique du bassin de Oued Mya

L'évolution de la dépression de Oued Mya depuis le Cambrien comporte deux étapes majeures :

- La sédimentation du Paléozoïque, pratiquement restreinte au Paléozoïque inférieur et sa structuration Pré-Hercynienne.
- La création d'un bassin au trias et son évolution au cours du Mésozoïque et du Tertiaire.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires, Paléozoïque et Mésozoïque, classiquement séparés par la

discordance Hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

L'évolution paléogéographique et structurale au cours du Paléozoïque a eu des implications probables sur la distribution de certains réservoirs, sur la distribution et le potentiel des roches mères, ainsi que sur leur enfouissement relativement limité au cours du Paléozoïque, préservant ainsi leur potentiel. Ce n'est qu'au cours de la subsidence du Mésozoïque et du Tertiaire que la maturation sera suffisante pour générer les Hydrocarbures piégés dans la région.

Dans la dépression de Oued Mya, la série Siluro-Dévonienne a été partiellement préservée de l'érosion entre les môles de Telemzane et de Dahar situés au Nord et le môle d'El Agreb-Hassi Messaoud situés à l'Est, déjà érodés jusqu'à l'Ordovicien.

Cette dépression correspond à une structure de type «synclinal» entre les dômes de Hassi R'mel et Hassi Messaoud.

La zone d'affleurement du Siluro-Dévonien montre l'ouverture du bassin Paléozoïque vers le Sud-Ouest. Il faut bien souligner la situation extrêmement favorable du bloc 438 dans l'axe de la dépression de Oued Mya telle qu'elle apparaît au niveau du Paléozoïque.

Le bloc 438 est ainsi situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du Silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures.

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

La dépression de Oued Mya est en effet caractérisée par la présence d'une série Paléozoïque résiduelle renfermant les argiles radioactives d'âge Silurien, très riches en matière organique et bien développées qui constituent la roche mère principale, malheureusement érodée sur de vastes secteurs de la région. Cette série est recouverte par une puissante série Mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (Trias-Lias).

La série sus-jacente constitue les « Terrains Morts » d'environ 2500m du Dogger au Miocène comme suit :

- ❖ Série argilo-carbonatée dans le Jurassique.
- ❖ Détritique dans le Crétacé inférieur.
- ❖ Calcaire et dolomitique dans le Crétacé supérieur.
- ❖ Le Sénonien salifère dont l'épaisseur du sel peut atteindre 200m.
- ❖ Une faible série détritique au Tertiaire et localement évaporitique à l'Eocène et Miocène [8]

I.3.2-Evolution structurale de gisement Benkahla

La structure de Benkahla est un monoclinal allongé dans les directions NE-SO. 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 mêmes orientations NE-SO, dans le cadre local, Benkahla est une zone fortement faillée. L'évolution structurale de Benkahla se résume comme suit :

- ❖ Le Trias a débuté par une phase de distension et par le rejet 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 [12]

I.3.3-Stratigraphie de la région

La particularité de la province triasique est que l'étage géostructural supérieur, constitué par le mésozoïque et le cénozoïque, et très développé, le mésozoïque repose en discordance hercynienne sur le paléozoïque. Les formations géologiques traversées par les sondages appartiennent dans la majeure partie au mésozoïque, le paléozoïque et le cénozoïque sont représentés par des séquences réduites des couches voir (Fig.1.5).

I.3.3.1-Paléozoïque

Gothlandien: forme d'argile grise et noire, indurée silteuse avec fines passées de grès gris clair à gris beige fin à moyen subarrondi moyennement dur, argilo-siliceux devenant à la base fin à très fin rarement moyen argileux micace et compact, avec intercalations d'argile silteuse.

I.3.3.2- Mésozoïque

❖ *Trias*

- **Trias argilo-gréseux série inférieure:** elle constitue le réservoir principal dans les champs de Haoud Berkaoui et Guellala, mais l'unique réservoir de Benkahla. Cette série géologique constituée d'argile et de grès est discordante sur le Silurien (discordance Hercynienne) et elle est aussi recouverte par les épanchements Andésitiques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 40 à 50 mètres, elle est faite d'une succession de grès grossier, de grès fins à moyens, de grès très fins et d'argile fréquemment dolomitique et d'origine volcanique.

Ces différents constituants sont généralement ordonnés en séquences sédimentaires, allant du plus grossiers à la base, au plus fins au sommet. Ces argiles sont tantôt vertes au sommet tantôt gris. Les intercalations des joints argileux sont gris-vert de l'ordre du centimètre et sont finement laminées.

On rencontre par fois des galets moins aplatis, la cause probable, c'était un arrêt séquentiel des dépôts de boue. Vers la base ce sont déposés des argiles brun-rouge, parfois gréseuses béchiques et galets mous avec de fréquentes concrétions de dolomie rose.

- **Série andésitique:** c'est une série d'épanchement volcanique intra-de positionnelle de la série inférieure ou bien vers la fin de la sédimentation de celle-ci son épaisseur varie de 0 à 70 m à Haoud Berkaoui en moyenne de 130 à 140 m à Guellala et en fin de 0 à 80 m à Benkahla. cette série admet parfois des intercalations d'argiles rouges dolomitiques ou silteuses, la couverture du gisement de Benkahla est assurée par la série éruptive.
- **Trias gréseux (T1):** cette formation constitue une séquence argilo-gréseux variant entre 20 à 30 m d'épaisseur. Dans sa partie sommitale on trouve un banc d'argile dolomitique et bréchique d'environ 10 m de hauteur. Le dépôt du T1 a été fait sur l'ensemble de la région de Haoud Berkaoui et Guellala, sauf à Benkahla où le T1 s'est très faiblement déposé.

La présence de ce faible dépôt au Sud de Benkahla nous fait penser que ces dépôts ont été interrompus par un phénomène de volcanisme, ou bien la structure était beaucoup plus élevée au moment de la sédimentation. On peut subdiviser le T1 deux sous-couches:

- Une sous-couche argilo-dolomitique au sommet avec une épaisseur de l'ordre de 8 m.
- Une sous-couche gréseuse d'une épaisseur de 12 m.
- **Trias gréseux (T2):** au sommet, on trouve deux (02) sous-couches l'une argilo-silteuse brun rouge d'une dizaine de mètres. Elle est dolomitique à fissures remplies de sel et d'anhydrite. Et l'autre sous-couche gréseuse.
- **Trias argilo-salifère:** cette formation constitue la couverture des principaux réservoirs triasiques:
 - **Argiles inférieures:** leur épaisseur est de 20 m. Ce sont des argiles renfermant du sel et de l'anhydrite et sont soit dans les fissures, soit elles se présentent sous forme de passées décimétriques.
 - **Argilo-salifère:** son épaisseur est de l'ordre de 40 à 50 m. C'est principalement du sel à intercalations d'argile. En diagraphie il est appelé repère «D2 » corrélable sur l'ensemble de la région.
 - **Argiles supérieures:** leur épaisseur est de l'ordre de 50 m environ. Ce sont des argiles plus ou moins salifères.
- **Trias argileux:** il a une puissance de 150 m en moyen. Il comprend toutes les formations citées ci-dessus (argiles supérieures, argiles salifères et argiles inférieures).

- **Trias salifères:** son épaisseur est de l'ordre de 450 m. Il est composé d'alternance de sel et d'anhydrite et d'argile, il se subdivise en deux grandes séquences :

-Au sommet: sel anhydrite d'épaisseur de 250 m.

-A la base: le sel massif d'épaisseur environ de 200 à 240 m.

Jurassique

- **Lias:** son épaisseur est de l'ordre de 340 à 350 m. Il se subdivise en deux zones lithologique:

- Au sommet, on a l'anhydrite massive de l'ordre de 260 à 270 m d'épaisseur.

- A la base, le sel massif I épaisseur d'environ de 80 m.

- **Dogger:** On distingue le Dogger argileux au sommet et le Dogger lagunaire à la base, d'épaisseur moyenne respectivement de 150 et 120 m.

- **Malm:** épaisseur moyenne 230 m formation d'alternance de calcaire souvent dolomitique et de grès.

L'épaisseur totale du jurassique est de l'ordre de 840m.

Crétacé

- **Néocomien:** L'épaisseur 160 m en moyenne. Ensemble argileux à intercalations, gréseuses et carbonatées.

- **Barrémien:** 360 m d'épaisseur moyenne, série grés-argileuse.

- **Aptien:** c'est une série carbonatée, dolomitique microcristalline d'épaisseur de l'ordre de 20 à 30 m. Elle constitue un bon repère de corrélation géologique et diagraphique régionale. C'est un dépôt marin caractéristique d'une plate-forme à grande étendue.

- **Albien:** c'est un ensemble de grès, argile d'une épaisseur de 450 à 470 m en moyenne, admettant quelques intercalations dolomitiques.

- **Cénomaniens:** épaisseur de 130 m en moyenne avec alternance de grès argilo-dolomitique.

- **Turonien:** épaisseur de 80 m, c'est une série de dépôt marin carbonaté (calcaire crayeux).

- **Sénonien:** le Sénonien carbonaté d'une épaisseur de 160 m au sommet et le Sénonien lagunaire d'une épaisseur de 400 m à la base.

I.3.3.3-Tertiaire

- ❖ Elle est constituée d'une formation composée du Miopliocène, grés-carbonatée au sommet admettant de rares intercalations d'argiles et à sa base des grès. Il repose en discordance alpine sur le Miopliocène [7]

Tableau 1.1 Stratigraphie de Benkahla [11]

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR	
CENO-ZOIQUE		MIO-PLIOCÈNE <i>discordance alpine</i>	Sable, grès et argile	0 à 60 m	
	CRÉTACÉ	SÉNONIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne	0 à 700 m
ANHYDRITIQUE			Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne		
SALIFÈRE			Sel massif, anhydrite et argile		
TURONIEN		Calcaire crayeux			
CÉNOMANIEN		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne			
ALBIEN		Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	300 à 900 m		
APTIEN		Dolomie et marne	10 à 30 m		
BARRÉMIEN		Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	600 à 1300m		
NÉOCOMIEN		Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite			
MESOZOIQUE		JURASSIQUE	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	120 à 300 m
	DOGGER		ARGILEUX	Argile indurée	
			LAGUNAIRE	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
	LIAS	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	700 à 900 m	
		SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique		
		HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique		
		S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique		
		S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique		
	TRIASS	ARGILES SUPÉRIEURES	S4	Argile brun-rouge parfois salifère	100 à 250 m
			ARGILES INFÉRIEURES	Argile silteuse	
T2			Grès fin argilo-silteux		
T1			Grès argileux		
ROCHES ÉRUPTIVES			Andésite altérée		
SÉRIE INFÉRIEURE <i>discordance hercynienne</i>			Grès fin à moyen		
	GOTHLANDIEN	Argile noire grès fin à moyen	300 à 900 m		

I.4-L'aspect pétrolière

I.4.1-Les roches mères

L'importance de la série inférieure Paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin dont la plus riches est constituée par les argiles radioactives de Silurien. En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble de 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 en lieu lors de leur évolution ultérieure sous l'effet de subsidence Mésozoïque.

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.

I.4.2-Les roches réservoirs

A l'exception de quelques niveaux réservoirs situés dans le Dévonien inférieur au sien de sillon de l'oued Mya, les réservoirs Paléozoïques sont limités aux grés 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 grés 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 se repose sur le substratum Paléozoïque dont les meilleurs faciès sont localisés dans la dépression d'Oued Mya, cette série constitue

le principal réservoir des gisements de Benkahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie de bloc 438.

- 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..
- L'unité T2 : dans laquelle se développe le réservoir « A », en particulier par cimentation salifère généralisée au niveau du bloc 438.

I.4.3-Les roches couvertures

La série évaporitique déposée à la fin du Trias à travers le gisement Benkahla constitue une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin Triasique. Cette couverture est constituée par des sels et des anhydrites. 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 litho stratigraphique limité à l'Ouest par une faille régionale qui constituerait un écran et biseautage au Sud.

I.4.4-La migration

Les hydrocarbures générés, ont migré vers les zones hautes où a été piégé, la migration s'est effectuée de l'Ouest vers Hassi Messaoud et du Nord vers le Sud dans les directions de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud [8]

Chapitre II

Analyse diagraphique et pétrophysique

II. 1- Analyse pétrophysique

II.1.1- Introduction

L'objectif des diagraphies est l'identification de roches potentiellement réservoir et la détermination de leur porosité, de leur perméabilité et de la nature du fluide qu'elles contiennent.

La porosité est la fraction du volume d'une roche occupée par des pores, la porosité d'une roche réservoir varié d'habitude de 30% à 10%; mais des roches de porosité plus faible peuvent aussi constituer des réservoirs exploitables. Le produit de la porosité par la surface et par l'épaisseur d'un réservoir donne le volume de fluides en place, on détermine la porosité par les diagraphies de neutrons, densité, sonique, chacune de ces diagraphies est sujette à certaines erreurs ; les déterminations sont meilleurs si l'on combine plusieurs types de diagraphies.

Dans la plupart des réservoirs, les hydrocarbures ne remplissent qu'une partie des pores, ce volume est appelé saturation en hydrocarbures. Lorsque le seul autre fluide est l'eau, la somme de la saturation en eau et de la saturation en hydrocarbures est égale à l'unité.

On calcule la saturation S_w à partir des mesures de résistivités à l'aide d'une formule d'Archie. La saturation S_w est souvent le critère qui permet de distinguer un gisement exploitable d'une formation non rentable.

II.1.2-Paramètres pétrophysique

II.1.2.1-La porosité (Φ)

Correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100$$

de fraction :

Où : Φ : la porosité en (%), V_p : le volume des pores en (m^3) et V_t : le volume total de la roche en (m^3).

En diagraphie on distingue :

- ❖ **La porosité utile (Φ_u):** La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. Il peut exister des pores qui ne communiquent pas entre eux.
- ❖ **La porosité résiduelle (Φ_r):** Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inter cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale.

On peut trouver six type (porosité première , secondaire , matricielle , fissurale , utile ; résiduelle) le valeur de porosité classer à partir les intervalle suivants :

$\Phi < 5\%$	Porosité Négligeable.
$5 < \Phi < 10\%$	Porosité Faible.
$10 < \Phi < 15\%$	Porosité Moyenne.
$15 < \Phi < 20\%$	Porosité Bonne.
$\Phi > 20\%$	Porosité Très bonne.

II.1.2.2-La perméabilité (K)

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité est donnée par Loi améliorée de Darcy :

$$K = \frac{Q\mu L}{S(p_1 - p_2)}$$

Avec : Q : le volume d'eau écoulé par unité de temps [cm³/s en unités CGS]; P1: la pression entrante [atm en unités CGS]. ; P2 : la pression sortante [atm en unités CGS]; S la surface de la couche filtrante [cm² en unités CGS] ; K : la perméabilité [Darcy en unités CGS]; μ : la viscosité du fluide [centpoise en unités CGS] et L : la longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS].

On diagraphie on distingue :

- ❖ **Perméabilité absolue:** c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- ❖ **Perméabilité effective:** quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
- ❖ **Perméabilité relative:** c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

La valeur de perméabilité classer à partir les intervalle suivants:

$10 < K < 50$ MD	Faible.
$50 < K < 200$ MD	Moyenne.
$K > 200$ MD	Bonne.

II.2- Diagraphie

II.2.1-Introduction

Les diagraphies sont devenues des moyens indispensables pour l'exploration et l'exploitation des gisements, les premières ont été enregistrées en 1927 par les frères Schlumberger.

II.2.2-Définition

On appelle diagraphie tout enregistrement continu en fonction de la profondeur des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage. L'enregistrement se fait depuis la surface grâce à une sonde descendue au bout d'un câble muni de conducteurs électriques. Actuellement, il existe environ 35 enregistrements différents sans compter les opérations auxiliaires faites à bout de câble comme :

- ❖ Le carottage latéral .
- ❖ Les tests de formation .

- ❖ Les perforations.

L'utilisation de la diagraphie dans notre étude consiste, essentiellement, de :

- ❖ Déterminer le volume d'argile (en %) dans les formations aquifères à partir de GR (Gamma –Ray).
- ❖ Délimiter les bancs perméables (Gamma –Ray).
- ❖ Évaluer la porosité des formations à partir de combinaison des outils sonic, neutron et densité.

Dans notre travail nous avons déterminé la saturation de formations à partir des mesures de résistivités, et nous avons étudié les principes d'application et d'interprétation des diagraphies suivantes :

II.2.3 -Diagraphie de résistivité

La résistivité d'une substance, de section et longueur unité, exprime son degré d'opposition au passage du courant électrique. Son symbole est R , et son unité est l'ohm-mètre ($\Omega .m$).

❖ **Principe d'enregistrement :** une source émettrice (électrode) envoie un signal (courant électrique). Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source enregistre les réactions du terrain à ce signal. En fait, ça consiste en l'envoi de courant à l'aide de 2 électrodes A et B, et l'enregistrement d'un potentiel entre 2 autres électrodes M et N. La mesure du potentiel permettra de déduire la résistivité.

II.2.4 -Diagraphie nucléaire

II.2.4.1-La diagraphie du rayon gamma naturel (Gamma –Ray)

C'est une mesure de la radioactivité naturelle des formations traversées par un sondage. Cette diagraphie est utile pour la détection des minéraux radioactifs existants dans les formations à savoir : U, Th, K. Ce sont des éléments associés surtout aux argiles, et de ce fait, le gamma ray reflétera surtout l'argilosité.

- **Le principe:** les rayons gamma sont des rayonnements électromagnétiques des photons de haute énergie émis spontanément lors de la désintégration des éléments radioactifs instables. Ces ondes électromagnétiques sont caractérisées par leur longueur d'onde $\lambda = 1^{\circ}A$. En passant à travers la matière, le rayon va perdre de l'énergie par des collisions successives avec les atomes de la formation (effet Compton). Après avoir atteint un certain niveau énergétique, il sera absorbé par

l'effet photoélectrique dont le résultat sera l'émission d'un électron. De ce fait, on définit une épaisseur d'absorption moitié qui est la distance au bout de laquelle la moitié du rayonnement a été absorbée par les atomes de la formation. La radioactivité observée dans les formations sédimentaires varie de quelques API pour l'anhydrite jusqu'à 300 API et plus pour les argiles.

- **Les applications du log gamma ray:** dans les formations sédimentaires, le Gamma Ray est utilisé pour la délimitation des couches en fonction de leur argilosité. C'est un enregistrement très utile pour les travaux de corrélation. L'application quantitative sera dans les cas favorables l'évaluation du pourcentage d'argile en considérant que la radioactivité des roches sédimentaires est liée essentiellement au ^{40}K qui se trouve dans les argiles. Pour utiliser cette relation, on considère que les variations sont liées seulement à la porosité ou à la lithologie et non pas à la présence d'éléments lourds qui peuvent changer les caractéristiques d'absorption. Ces conditions remplies, on peut écrire la relation suivante :

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

avec V_{sh} : volume d'argile ; GR_{min} : GR lu en face du banc de grès le plus propre du réservoir et GR_{max} : GR lu en face d'une argile non cavée.

L'analyse de la forme de la courbe du gamma ray nous permet une approche de l'argilosité du dépôt et de la granulométrie. Il constitue donc un outil supplémentaire dans l'analyse séquentielle. Trois formes de courbes peuvent se présenter:

- Forme en cloche : Transgression marine, dépôt fluviatile, turbidité...
- Forme en entonnoir : Régression marine, front de delta, barrière...
- Forme cylindrique : Granulométrie homogène.

II.2.4.2-Le CNL (compensated neutron log)

C'est un outil de lithologie et de porosité.

❖ **Principe:** c'est un outil à 2 détecteurs développé pour la détermination de la porosité en trou ouvert ou tubé. (Fig.2.1) Il mesure la vitesse de décroissement du nombre

de neutrons thermiques en fonction de la distance à partir de la source. Cette vitesse dépendra principalement de la porosité. Les légères fluctuations de la porosité

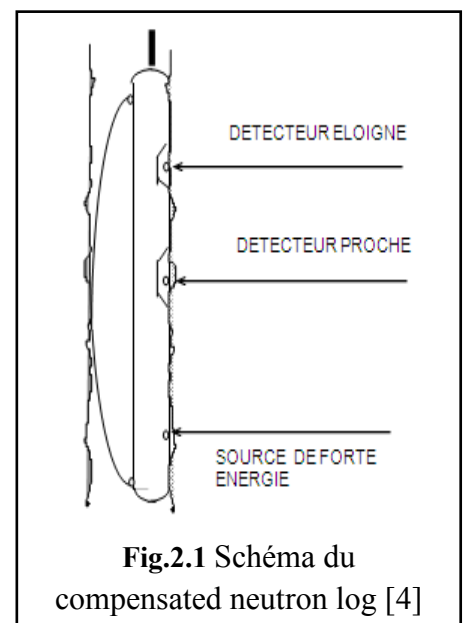


Fig.2.1 Schéma du compensated neutron log [4]

engendrées par les variations statistiques sont diminuées par l'utilisation de source de forte énergie ayant un grand flux de neutrons[4]

❖ **Les applications du log CNL:** la première application des outils neutrons est la détermination de la porosité. Certaines corrections pour la lithologie et les conditions de trou sont parfois nécessaires. Pour cela on peut écrire la relation suivante [4]:

$$\Phi_{Ncor} (\%) = \Phi_{Nlu} + 4 - V_{sh} \times \Phi_{Nsh}$$

Avec: Φ_{Ncor} : la porosité neutron, Φ_{Nlu} : porosité lue sur log, Φ_{Nsh} : porosité neutron lue en face d'une argile non cavée, V_{sh} : volume d'argile évaluée à partir du GR.

II.2.4.3-Diagraphie Sonique

Le log sonique est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur, de la vitesse du son dans les formations. L'idée d'utiliser les ondes acoustiques pour l'investigation des formations remonte à 1948. On s'aperçut que la propagation des ondes acoustiques dans les formations est fonction de la porosité,

❖ **Le Principe d'enregistrement:** l'onde émise est calibrée en amplitude et fréquence, le signal récupéré par les récepteurs, en comparaison avec celui émis, donne une idée sur la vitesse de l'onde acoustique dans le milieu qui est liée à sa compaction, donc, liée à la porosité. L'outil mesure le temps de transit des l'onde acoustique sur une distance de 1 pied. Le transit time est le temps que met une onde sonore pour traverser 1 pied de formation, il est exprimé en (ms/ft). L'outil BHC possède deux émetteurs d'onde acoustique et quatre récepteurs voir le schéma (Fig.2.2).

Les transmetteurs sont pulsés alternativement et Δt est lu, alternativement, sur les deux paires de récepteurs.

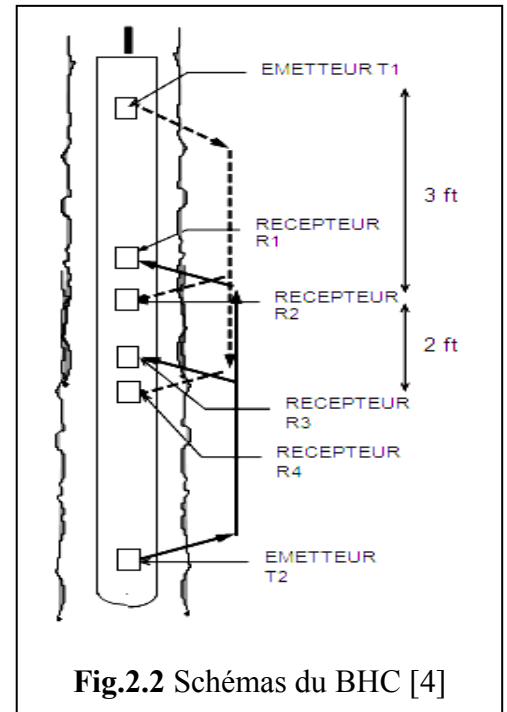


Fig.2.2 Schémas du BHC [4]

Cette alternance entre les deux émetteurs et les deux paires de récepteurs est une technique du BHC pour éliminer les effets d'environnement. L'enregistrement se fait

en échelle linéaire sur la marge droite des logs. Les valeurs de cette échelle variant entre 140 & 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$ [4]

❖ **Traitement de la lecture sonique:** on peut citer La relation liant le Δt lu à Φ_S comme la suite :

$$\Phi_{Scor} = (\Delta t_f - \Delta t_{lu}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) - V_{sh} \times (\Delta t_f - \Delta t_{sh}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Avec: Φ_{Scor} : la porosité sonique corrigé, Δt_{lu} : transit time lu, Δt_{ma} : transit time matrice, Δt_f : transit time du fluide de formation, Δt_{sh} : temps de transition lu en face d'une argile du réservoir, non cavée.

II.2.4.4-La densité LDL (l'outil gamma-gamma):

Le LDL (ou FDC) est un outil de lithologie et porosité. Il enregistre, uniquement, en trou ouvert.

❖ **Le principe d'enregistrement:** une source radioactive Césium 237 est montée sur un des patins de l'outil, appliqué à la paroi du sondage. Cette source émet des rayons gamma d'énergie moyenne ≈ 1 MeV dans la formation. Ces rayonnements γ vont entrer en collision avec les électrons des atomes composant la formation, à chaque collision, le rayonnement γ perd de son énergie qu'il communique à l'électron et continue son trajet avec une énergie moindre. Ce type de collision est appelé effet Compton Voir (Fig.2.3) ci-contre.

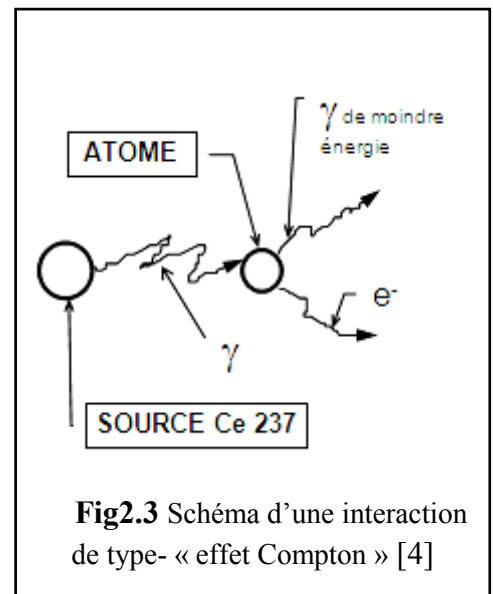


Fig2.3 Schéma d'une interaction de type- « effet Compton » [4]

Le nombre de rayons γ atteignant le détecteur, après la collision, est inversement proportionnel à la densité du milieu; donc proportionnel à la porosité [4]

❖ **Traitement de la lecture densité:** pour éliminer l'effet de l'argile la relation liant le ρ_b à Φ_D est écrite :

$$\Phi_{Dcor} = (\rho_b - \rho_f) / (\rho_{ma} - \rho_f) - V_{sh} \times (\rho_{sh} - \rho_f) / (\rho_{ma} - \rho_f)$$

Avec: Φ_{Dcor} : la porosité de densité corrigée, ρ_{ma} : densité de la matrice, ρ_b : densité bulk lue sur log FDC, ρ_f : densité du fluide de formation, ρ_{sh} : densité lue en face d'une argile non carrée [13]

II.3 -Interprétation des paramètres pétrophysiques

II.3.1-Relations de calcul

- ❖ Résistivité de l'eau de formation (Rw) : $R_w = \Phi u^2 \times R_t$.
- ❖ La saturation en eau (Sw) : $S_w^2 = (F \times R_w) / R_t$.
- ❖ Facteur de formation (F): $F = 1 / \Phi u^2$ (selon le modèle d'Archie).
- ❖ Epaisseur utile de grés : $H_{u, \text{ grés}} = \sum H_u$.
- ❖ Porosité utile moyenne : $\Phi_{utilemoy} = \frac{\sum \Phi_u \times H_u}{\sum H_u}$
- ❖ Teneur moyenne en argile : $V_{shmoy} = \frac{\sum V_{sh} \times H_u}{\sum H_u}$
- ❖ Saturation moyenne (Sw, moy) : $S_w = \frac{\sum H_U \times \Phi_U \times S_W}{H_U \times \Phi_U}$

II.3.2 Méthodologie

Le travail se fait de la manière suivant :

- ❖ On découpe notre réservoir en bancs gréseuses à l'aide Vsh qui obtenue d'un log Gamma-Ray (GR).
- ❖ On détermine pour chaque banc gréseux le volume d'argile.
- ❖ On détermine la porosité utile (Φ_u) de chaque banc (on prend la valeur moyenne de Φ_N , Φ_D et $\Phi_{\Delta T}$).
- ❖ La lecture de la résistivité (Rt) pour chaque banc à l'aide la résistivité de l'eau de formation (Rw) afin de calculer la saturation en eau (Sw).
- ❖ On calcule les valeurs moyennes des caractéristiques pétrophysiques de réservoir.

II.4-Cas du puits (OKW-47)

II.4.1- Généralité sur logiciel Techlog

Techlog est une plate-forme logicielle basée sur Windows appartenant Schlumberger destiné à regrouper toutes les informations de puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter toutes les données diagraphiques des puits. Il répond à la nécessité d'une plate-forme unique capable de supporter toutes les données de puits de forage et des flux de travail d'intégration d'interprétation, ce qui réduit la nécessité d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En amenant l'ensemble du workflow en un seule de plate-forme unique et réaliser

II.4.2-Étapes de calcul par le logiciel Techlog

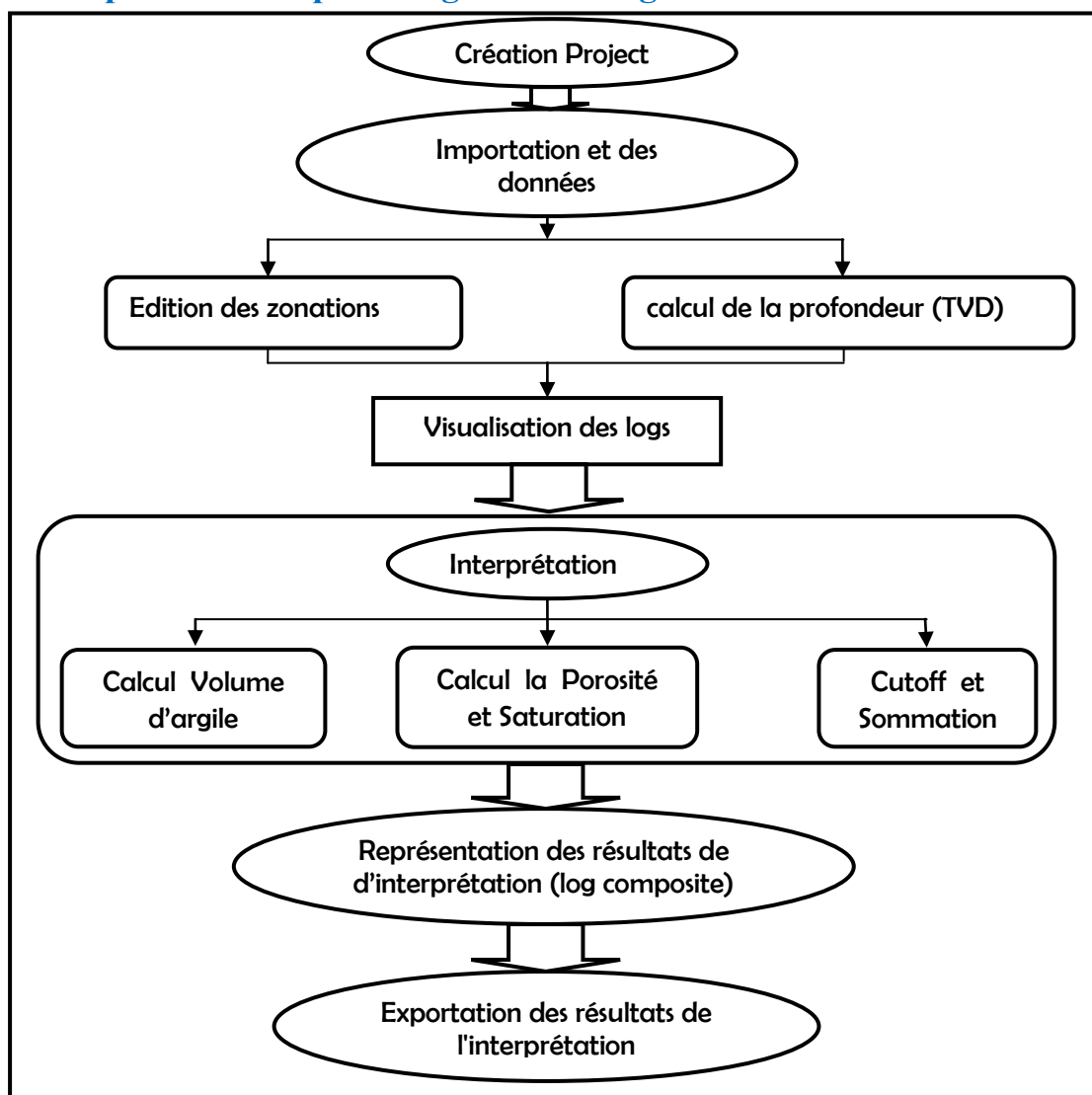


Fig.2.4 Organigramme d'interprétation par logiciel Techlog. **Cutoff:** sont des conditions concernent par les paramètres pétrophysiques pendant le traitement des

données par logiciel où déterminer et entrer les intervalles de ces paramètres pétrophysiques pour créer des flags. **TVD**: total vertical depth.

II.4.3 Interprétation pétrophysique

L'interprétation pétrophysique a été réalisé sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques des différents puits traversant les formations TAG, en prenant compte toutes les données disponibles, notamment les descriptions des carottes, les rapports de fin de sondage et les logs. Le but de cette interprétation est d'évaluer les réservoirs traversés par les forages, principalement la série inférieure, et de suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques, tels que la porosité, la saturation en fluide, le volume d argile et l'épaisseur utile des grès.

❖ *Présentation du puits OKW-47*

Le forage du puits OKW 47 a été réalisé en 56 jours soit du 18/04/2011 au 12/06/2011 comme puits producteur et a atteint la profondeur finale de 3490 m.

Le puits OKW-47 est un puits de délinéation dans la partie Sud du champ Benkahla est situé au Sud d'OKS 52 sur une distance de 3380 m [14]

Les coordonnées UTM (m)	en	Coordonnées Géographiques
X = 707 331.00		X = 05°11' 11".49E
Y = 3 503 863.00		Y = 31° 39' 13".40N

Avec $Z_t = 162,11$ m et $Z_s = 154,91$ m

La série inférieure du Trias Argilo gréseux (TAG) est le principal objectif de ce sondage.

❖ *Top des formations de trias*

Tableau 2.1 Top des formations du puits OKW-47 [14]

Formation	Top
T1	3363m
Andésites	3383m
Série inférieure	3393m
Gothlandien	3431m
Fond sondeur	3490m
Fond Logger	3490m

II.4.3.1-Les résultats de l'interprétation diagraphique de Réservoir

T.A.G .I du puits OKW 47 par du logiciel Techlog

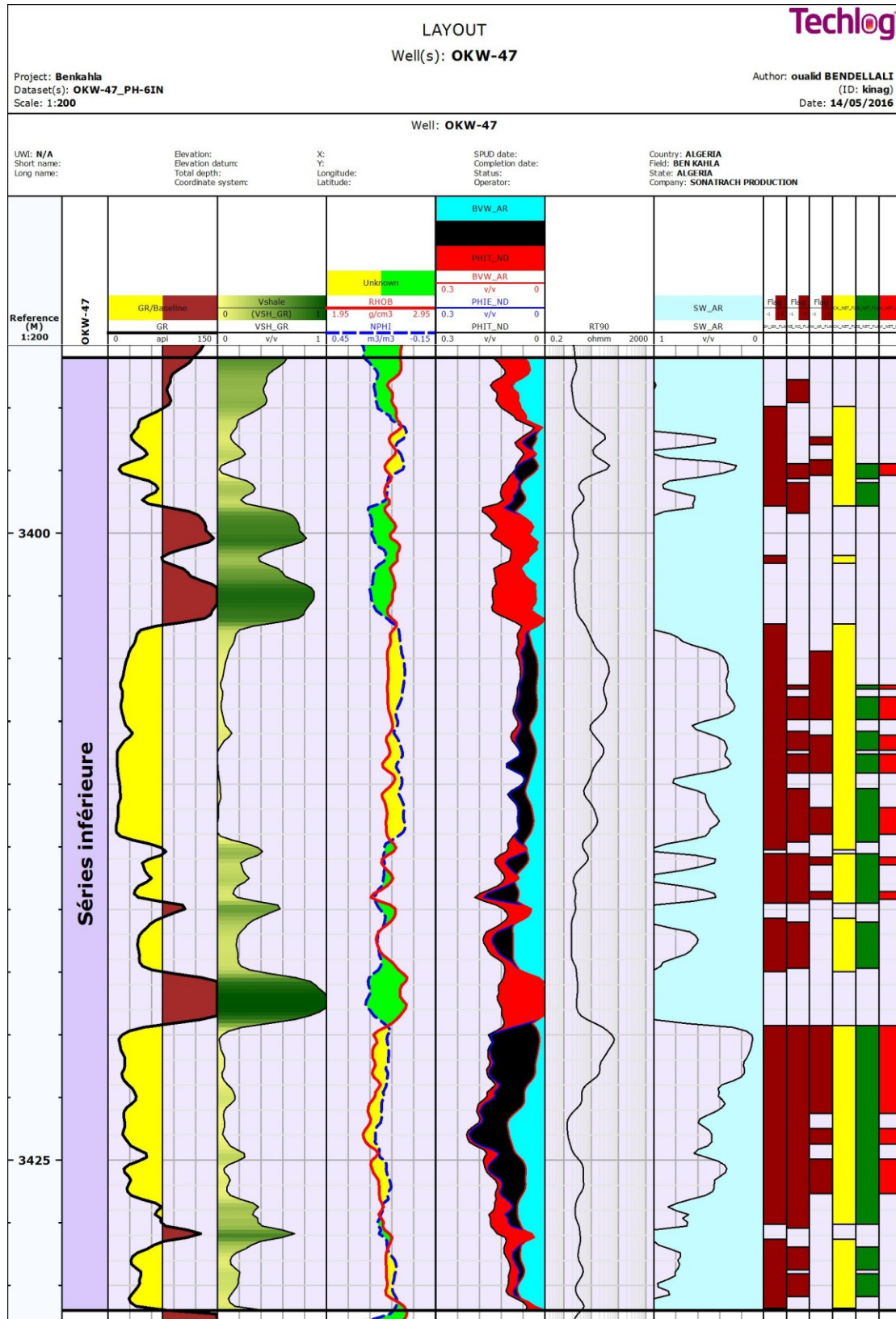


Fig.2.5 logs composite de la série inférieure (TAGI) du puits OKW-47.

❖ Résultats et discussion

les résultats de l'analyse diagraphique (Fig.2.5) contenir 13 piste successive: profondeur; formation; **GR**; volume shale(**Vsh**); porosité neutron (**NPHI**) et densité (**RHOB**); porosité totale (**PHIT_ND**), porosité utile (**PHI_ND**), saturation en eau due à la porosité utile par port le volume totale de la roche selon méthode d'Archie (**BVW_AR**); saturation en eau de formation selon Archie (**SW_AR**); les flags (**Vsh Flag**, **PHI_ND Flag**, **SW_AR Flag**, **Rock Net Flag**, **Res Net Flag**, **Pay Net Flag**), ces l'ensembles des données et les informations recueillent permettre un bonne comprendre de transaction avec les niveaux productifs, comme on détermine les endroits où on peut faire l'opération de perforation pour un bon production.

- On observer que le volume d'argile lié directement par les rayonnements gamma c'est-à-dire, si le GR est augmenté ce indiquer une augmentation de l'argilosité et l'inverse indique la transition à un niveau propre relativement.
- La comparaison entre densité et porosité neutron toujours permis d'identifier entre l'argile et le grès sachant que le grès possède une porosité neutron supérieure relativement à la densité vice-versa pour l'argile.
- Le sixième piste rejoindre: **PHIT_ND**, **PHI_ND**, **BVW_AR**, cette représentations donner la possibilité d'observation porosité résiduelle représenter en rouge, est souvent augment dans les argiles (limité enter **PHIT_ND** et **PHI_ND**), et la saturation en hydrocarbures coloré en noire lié avec les bancs gréseux (limité enter **PHI_ND** et **BVW_AR**) qui donner une idée sur la quantité des hydrocarbures et la comparaison des bancs productives, déterminer qui ont un intérêt pétrolière.
- On remarque que il y a une relation entre l'argilosité et l'eau de formation. Les niveaux d'argile rencontre immédiatement une grande valeur de saturation en eau souvent attendre 100% et diminuer dans le grès, c'est revenir l'aptitude de l'argile de conserver les molécules d'eau, en plus il n'y a pas de perméabilité. Inversement le grès où la perméabilité considérable.
- **Vsh Flag** c'est une représentation les intervalles de grès, pendant Volume shale inférieure à **40 % ($Vsh \leq 40 \%$)**. **PHI_ND Flag** est une représentation les intervalles où la porosité utile supérieure à **7% ($PHI_ND \geq 7\%$)**. Cependant **SW_AR Flag** permet de remplir les endroits qui contiennent 50% à inférieure d'eau (**$SW_AR \geq 50\%$**).

- Rock Net Flag est Vsh Flag (qui représente les bonds gréseux), Res Net Flag considéré la fusion les deux Flags; Vsh Flag et **PHI_ND** Flag (bancs gréseux avec porosité utile supérieure à 7%), pendant que Pay Net Flag c'est l'ensemble de ces dernières et **SW_AR** Flag qui délimiter les intervalles productives selon les cutoff.

❖ **Les résultats de traitement diagraphique par du logiciel Techlog**

Tableau 2.2 Résultats totales de l'interprétation au puits OKW-47 par Techlog.

Zones	Séries Inférieure	Séries Inférieure	Séries Inférieure
Flag Name	ROCK	RES	PAY
Top (m)	3393.000	3393.000	3393.000
Bottom (m)	3431.000	3431.000	3431.000
Gross (m)	38.000	38.000	38.000
Net (m)	28.042	19.812	10.058
Not Net (m)	9.925	18.154	27.908
Net to Gross (%)	73.8	52.1	26.5
VSH_GR (%)	14.2	13.2	6.9
PHIE_ND (%)	9.4	11.1	12.0
SW_AR(%)	58.5	52.4	33.8

II.4.4-Les résultats de l'interprétation diagraphique final du puits OKW-47

Tableau 2.3 Analyse diagraphique pour du puits OKW-47 [14]

BANC	TOIT (m)	MUR (m)	H (m)	GR (API)	Vsh	δt_{lu} ($\mu s/ft$)	ΦS_{cor}	ΦN_{lu}	ΦN_{cor}	ρb_{lu} (g/cm^3)	ΦD_{cor}	Φu	F	Rt (Ωm)	Sw	Hu* Φu	Hu*Sw* Φu	Hu*Vsh
1	3404	3406.5	2.5	18	4%	62	4%	3%	6%	2.5	9%	7%	180.85	44	26%	0.1859	0.04914	0.092025
2	3408	3410	2	15	2%	60	3%	6%	10%	2.5	9%	9%	120.47	40	23%	0.18222	0.041231	0.03681
3	3410.5	3411.5	1	15	2%	60	3%	5%	9%	2.5	9%	9%	134.87	16	38%	0.08611	0.032596	0.018405
4	3415	3417	2	41	18%	75	11%	16%	17%	2.4	14%	15%	41.88	2.5	53%	0.30905	0.164924	0.355828
5	3419.7	3421.5	1.8	20	5%	70	8%	14%	17%	2.45	11%	14%	49.26	70	11%	0.25646	0.028051	0.088344
6	3423	3425	2	22	6%	86	16%	18%	21%	2.28	21%	21%	22.70	1.7	48%	0.41977	0.2	0.122699
7	3425.5	3426.5	1	25	8%	70	8%	15%	17%	2.45	11%	14%	47.85	5	40%	0.14457	0.05831	0.079755
8	3428	3431	3	32	12%	68	7%	10%	12%	2.5	9%	10%	97.64	8	46%	0.3036	0.138293	0.368098
			15.3												SOMMES	1.88768	0.712545	1.161963

Les valeurs pétrophysiques moyennes

H utile grés = 15.3m

Φ utile moy = 12.07%

Vsh moy = 7.59%

Sw moy = 38.58%

Tableau 2.4 les données de calcul [14]

GR _{max} =	175	API	$\rho_f =$	0.9	g/cm ³
GR _{min} =	12	API	$\Phi_{N_{sh}} =$	19%	
	R _w =	0.017	Ω_m	$\Delta t_{ma} =$	55 $\mu s/ft$
	$\rho_{ma} =$	2.65	g/cm ³	$\Delta t_{sh} =$	85 $\mu s/ft$
	$\rho_{sh} =$	2.56	g/cm ³	$\Delta t_f =$	244 $\mu s/ft$
	<i>Boue:</i>	à l'huile			
	d=	1.35	v=	49	

II.5 Conclusions et recommandations

L'interprétation des diagraphies nous montre que le réservoir principal T.A.G <Série inférieure> présente une épaisseur totale de 38 m dont 15 m environ utile en huile. on diviser à deux parties, partie sommitale présente une faibles porosités et des Sw moyennes, par contre la partie basale possède de très bonne porosité et des Sw élevées, cela est dû aux valeurs très faibles de résistivité enregistrée à la base du réservoir.

Le contact WOC, situé théoriquement à 3486.11 m, n'a pas été rencontré dans ce sondage, le mur de la série inférieure est situé à 3431.11 m soit 55 m au dessus du contact Théorique.

Chapitre III

Analyse statistique des paramètres pétrophysiques

III.1-Introduction

Notre but dans cette étude est de faire une caractérisation pétrophysique à partir l'évaluation les propriétés pétrophysiques et leur distribution, et pour cela on va établir les histogrammes de porosité et de perméabilité ainsi que les nuages de points de ses dernières, ses représentations graphique seront concernant les niveaux utile dans notre réservoir (TAGI).

III.2-Notion théorique sur l'étude statistique

III.2.1-Définitions

On appelle statistique l'ensemble des méthodes qui servent à organiser les expériences fournissant les observations, à analyser celles ci et à interpréter les résultats.

Tout d'abord les types des variables étudiés on classant l'étude statistique on deux distribution bivariable et monovarier, dans cette partie on concernent à une distribution monovarier [6]

III.2.2-distribution monovariées

Paramètres de position centrale

ce paramètre comporte trois élément sont :

- Le mode : il est défini comme étant la valeur de la variable aléatoire qui a l'effectif le plus élevé. Une série statistique peut être uni ou multimodale.
- La médiane : la médiane est la valeur de la variable qui correspond à un effectif cumulé de 50%.
- La moyenne arithmétique: la moyenne (M ou \bar{x})est égale à la somme de la série statistique divisée par l'effectif N .

Si X est une variable continue alors :

$$\bar{X} = M = \sum_{i=1}^N \frac{X_i}{N}$$

Si X est une variable discrète et si X_i représente le centre de la classe i et n_i/N ; son effectif f_i alors [6]:

$$\bar{X} = M = \sum_{i=1}^k f_i \cdot X_i$$

Paramètres de dispersion

ce paramètre contient les éléments suivants: $Cov(X,Y) = E(XY) - E(X).E(Y)$

- L'étendue: c'est la différence entre les valeurs extrêmes de la série statistique ordonnée.
- Quartile: la valeur telle que 25% des valeurs lui soient inférieures et donc 75% supérieures, est appelée premier quartile d'une série statistique.
- Variance: elle est désignée par S^2 . Dans le cas de variable continue, elle est

$$\text{égale à : } S^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N}$$

Avec: N - l'effectif total; \bar{x} - moyenne arithmétique et x_i - variable

- dans le cas de variable discrète alors :

$$S^2 = \sum_{i=1}^{n'} [f_i (X_i - \bar{x})^2]$$

Avec: n' - nombre de classe, X_i - centre de classe, f_i - fréquence relative de la classe i

Ecart type S ou σ : C'est la racine carrée de la variance

- Coefficient de variation :

C'est le rapport Ecart type sur la moyenne multiplié par 100.

$$C_v = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100$$

Représentation graphique

Il existe plusieurs types de graphes; cependant les graphes les plus utilisés sont ceux en bâtons, en rectangles et les polygones de fréquences. Le graphe formé par des rectangles ayant pour largeurs les classes et pour hauteur une longueur proportionnelle à l'effectif correspondant n_i , est appelé histogramme. On obtient un histogramme en plaçant les centres de classes par ordre croissant sur l'axe des abscisses et les fréquences relatives sur l'axe des ordonnées.

III.2.3-distribution bivariées

Le traitement statistique bivariable consiste à étudier deux variables aléatoires en même temps, et de définir la liaison entre elles à l'aide de plusieurs paramètres dont la covariance, le coefficient de corrélation simple et la régression linéaire simple.

❖ **La covariance entre deux éléments (X, Y)**

La covariance entre deux variables X et Y est définie comme:

Où $E(X, Y)$ - Espérance mathématique du produit (X, Y).

$E(X)$ - Espérance mathématique de X.

$E(Y)$ - Espérance mathématique de Y.

❖ **le coefficient de corrélation simple**

Le coefficient de corrélation simple entre deux variables X et Y est désigné par R, il quantifie le lien entre ces deux variables et il est égale à :

$$\rho(x,y) = \frac{\text{cov}(x,y)}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

Généralement la signification du coefficient de corrélation simple dépend du nombre de données. Il n'est significatif que s'il supérieur ou égale à 0.14

- Si $R \rightarrow 0$: la corrélation est nulle : quand la valeur de x croit celle de y peut aussi bien diminuer qu'augmenter.
- Si $R \rightarrow +1$: la corrélation est positive : quand la valeur de x croit celle de y aussi.
- Si $R \rightarrow -1$: la corrélation est négative : d'une façon générale quand la valeur de x croit celle de y diminue.

III.3-Le démarche d'analyse

Après avoir un traitement complète des enregistrements des paramètre pétrophysiques on va attribuer à une chaque niveaux productives un seul valeur moyenne de porosité et perméabilité, puis on va établir les histogramme de porosité et perméabilité avec certain description générale de la représentation graphique, et pour tester la relation entre ses paramètre on va tracer les nuage de points entre eux, cette dernière étape se considérer comme une corrélation des variables dans un seul puits.

III.4- Le choix des puits

On va travailler sur trois puits qui ont une influence entre eux on terme statistique

$a_{OKS23} \leq a_{OKS51} \leq a_{OKS53} \leq a_{OKS54} \leq a_{OKS}$ (a: est le porté signifier zone d'influence)

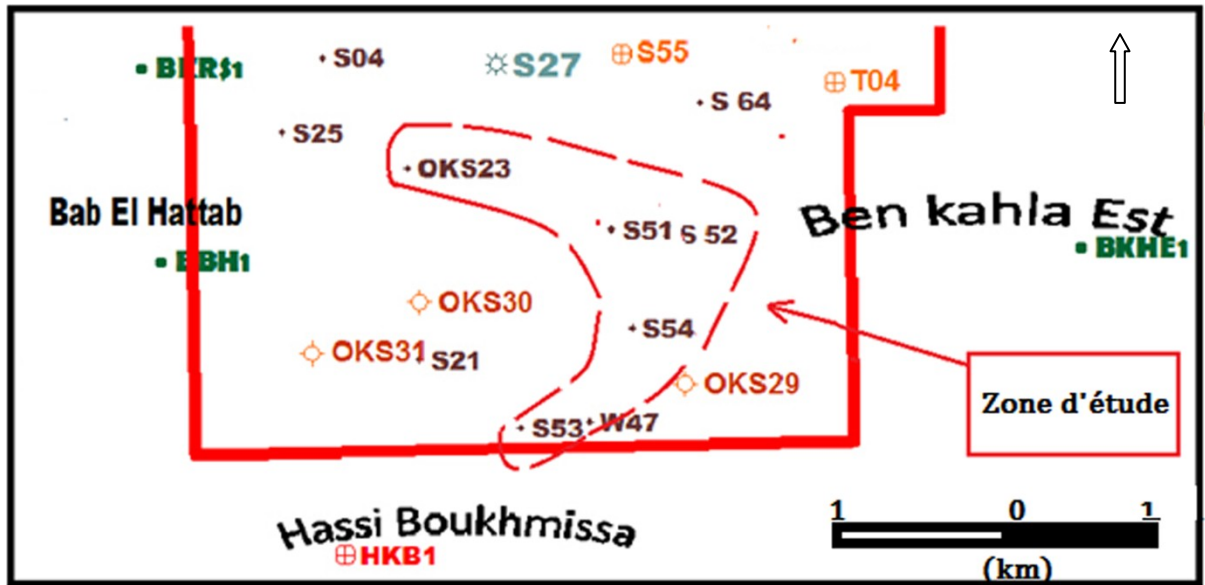


Fig.3.1 carte de disposition des puits sur partie Sud de Benkahla [14]

III.5-La description des représentations graphiques du puits

III.5.1- Le puits OKS 52

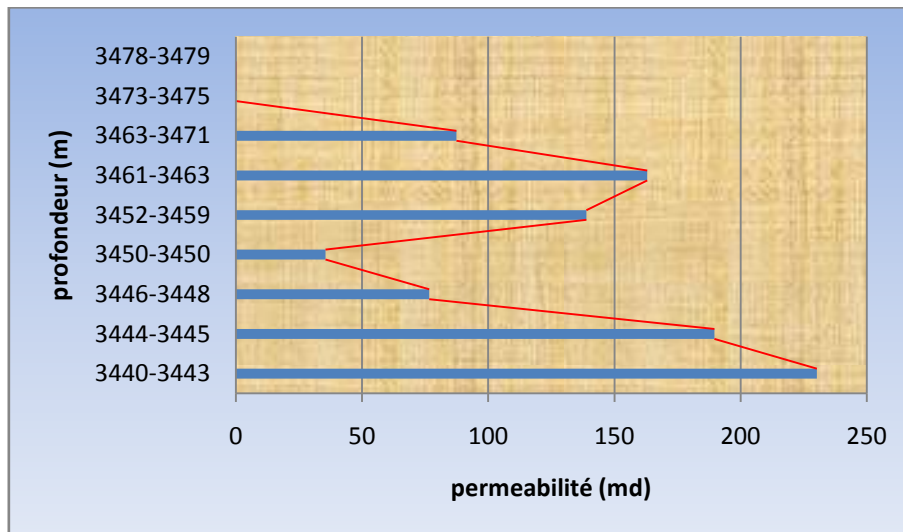


Fig.3.2 histogramme de perméabilité le puits OKS-52 (TAGI).

- L’histogramme de perméabilité du puits OKS-52 (Fig.3.2) représente une distribution bimodale asymétrique.
- L’intervalle (3440 à 3443 m) prend la haut valeur de perméabilité qui attendre (230 md) dans la dernière partie de réservoir.
- Les deux premiers intervalles prend des valeurs très faibles (presque nulle) de perméabilité sont (3478 à 3479m) et (3473 à 3475 m).

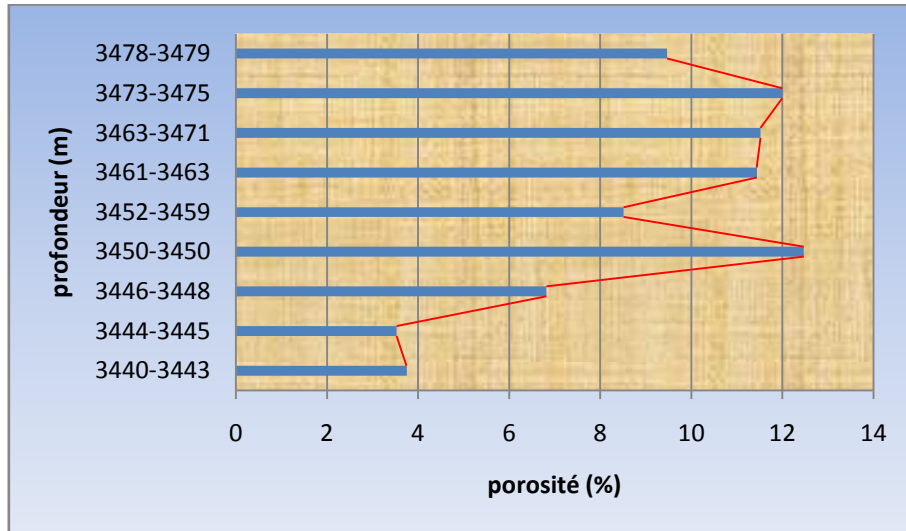


Fig.3.3 histogramme de porosité le puits OKS-52 (TAGI).

- L’histogramme de porosité de puits OKS-52 (Fig.3.3) représente une distribution bimodale avec des asymétrie, leur intervalle prenant on majorité des valeurs proches
- La plus grande valeur et dans le niveau (3450 m) ou la porosité attendre (12.2 %) et la faible valeur (3.8 %) dans (3444 à 3445m).
- D’une manière générale la porosité sa change dans se puits entre moyenne à faible.

III.5.2- Le puits OKS 23

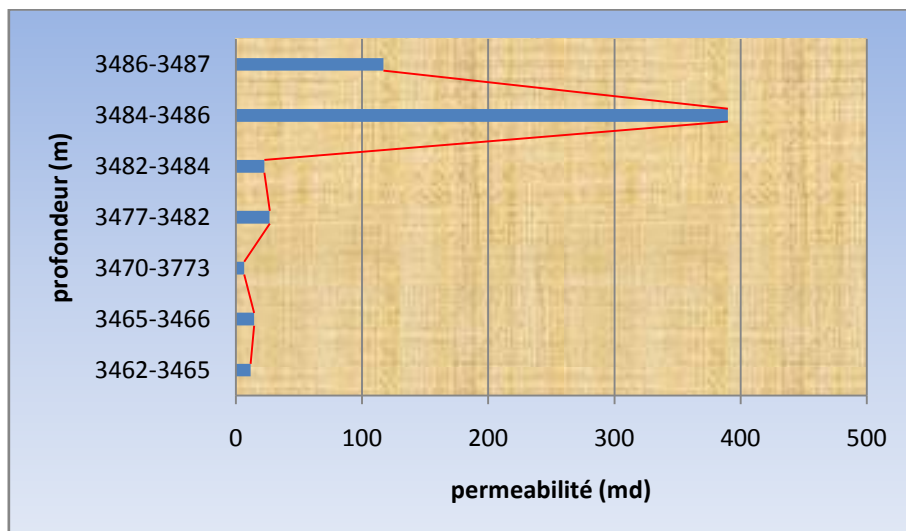


Fig.3.4 histogramme de perméabilité le puits OKS-23 (TAGI).

- L’histogramme de perméabilité le puits OKS-23 (Fig.3.4) montre une distribution unimodale asymétrique.

- L'intervalle (3484 à 3486) prend la grande valeur de perméabilité égale à (390 md), comme il attendre faiblement à (10 md) dans l'intervalle (3470 à 3473 m).
- La lire globale des valeurs de perméabilité montre des valeur faible dans les majorité niveaux de ce puits.

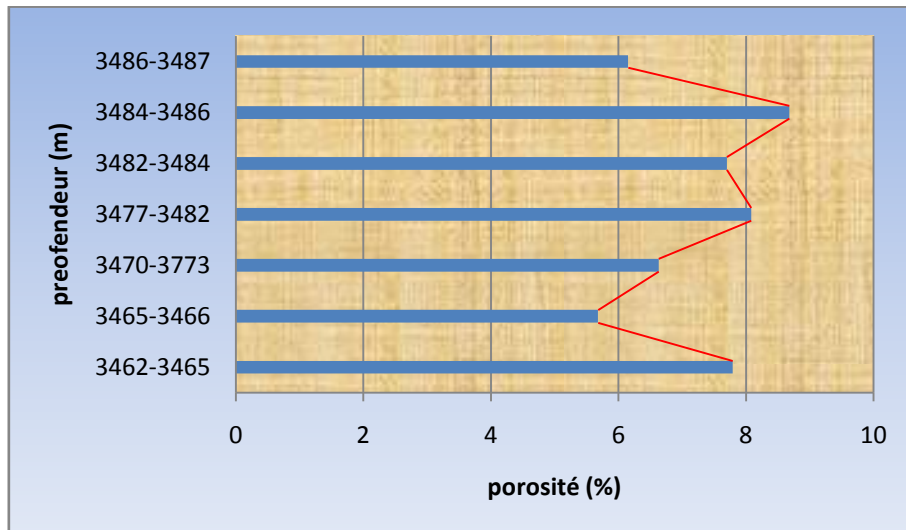


Fig.3.5 histogramme de porosité le puits OKS-23 (TAGI).

- histogramme de la porosité de puits OKS-52 (Fig.3.5) représente une distribution bimodale asymétrique avec une marche proche de ses valeurs.
- Le valeur (5.8 %) dans l'intervalle (3465 à 3466 m) est le plus bas dans le puits.
- Le valeur (8.8 %) dans l'intervalle (3484 à 3486 m) est le plus grande dans ce puits , à partir La marche de changement des porosité on peut dire qui est faible.

III.5.3- Le puits OKS 53

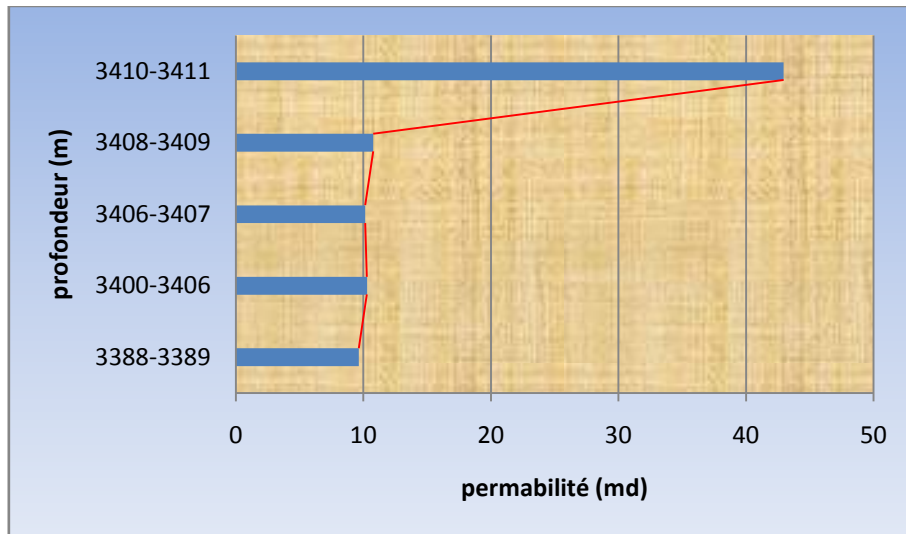


Fig.3.6 histogramme de perméabilité le puits OKS-53 (TAGI).

- L'histogramme de perméabilité de puits OKS-53 (Fig.3.6) montre une distribution unimodale asymétrique.
- Ce puits comprend Cinq (05) niveaux productives, quatre parmi les quelle sont presque égaux à (10 md) d'une cote entre (3408 à 3389m).
- Dans l'intervalle (3410 à 3411)la perméabilité attendre (43 md) .

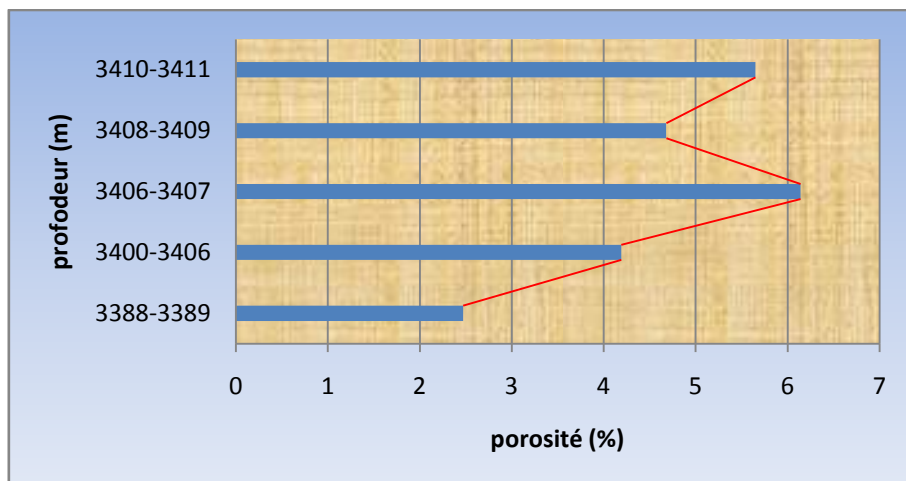


Fig.3.7 histogramme de porosité de puits OKS-53 (TAGI).

- L'histogramme de porosité de puits OKS-53 (Fig.3.7) montre une distribution bimodale asymétrique.
- Ce puits comprend Cinq (05) niveaux productives, ou le valeur de porosité attient ou maximum (6.5 %) à la cote (3406 à 3307m).

- Dans l'intervalle (3388 à 3389 m) la porosité attendre (2.5%) comme une valeur très basse dans le puits.

III.5.4-Le puits OKS-54

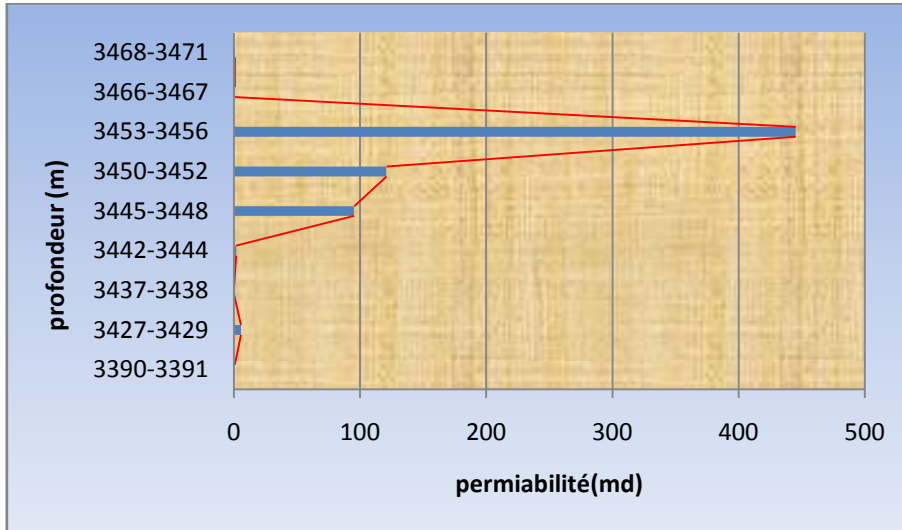


Fig.3.8 histogramme de perméabilité de puits OKS-54 (TAGI).

- L'histogramme de perméabilité de puits OKS-54 (Fig.3.8) représente une variation unimodale avec un aspect non symétrique
- Le valeur (450 md) à l'intervalle (3453 à 3456 m) est le major, et (10 md) à l'intervalle (3427 à 3429 m) est va diminuer jusqu'à des valeurs entre (2-5 md) dans les intervalle (3390 à 3391 m), (3437à3438 m), (3466 à 3467 m), (3468 à 3471m) .
- Tout départ le classement d'échelle de perméabilité on peut dire que sa valeur est moyenne.

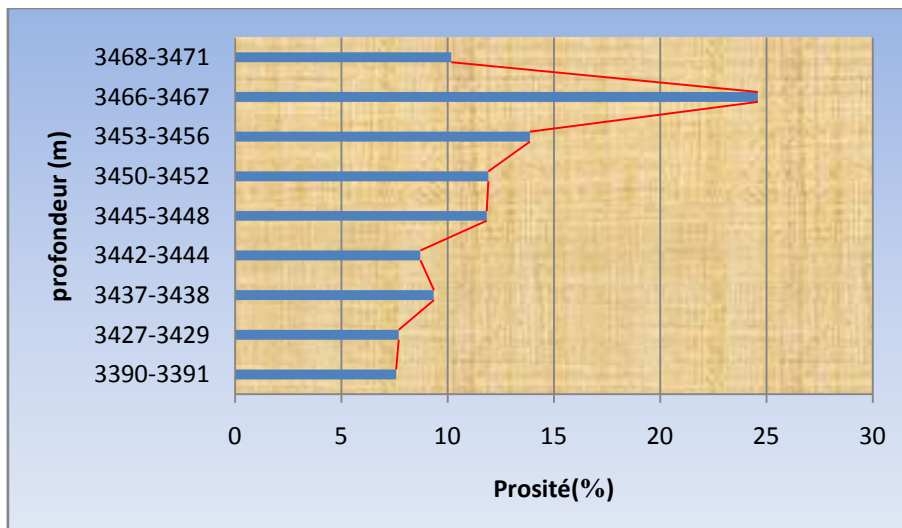


Fig.3.9 histogramme de porosité de puits OKS-54 (TAGI).

- L'histogramme de porosité de puits OKS-54 (Fig.3.9) représente une variation unimodale avec un aspect non symétrique.
- Le valeur (24 %) à l'intervalle (3466 à 3467 m) est le major, et (7.5%) à l'intervalle 3390-3391 m) est le minore valeur.
- Tout départ le classement d'échelle de perméabilité on peut dire que sa valeur est bonne.

III.6-Corrélation entre la porosité et perméabilité dans les puits

III.6. 1- Le puits OKS-23

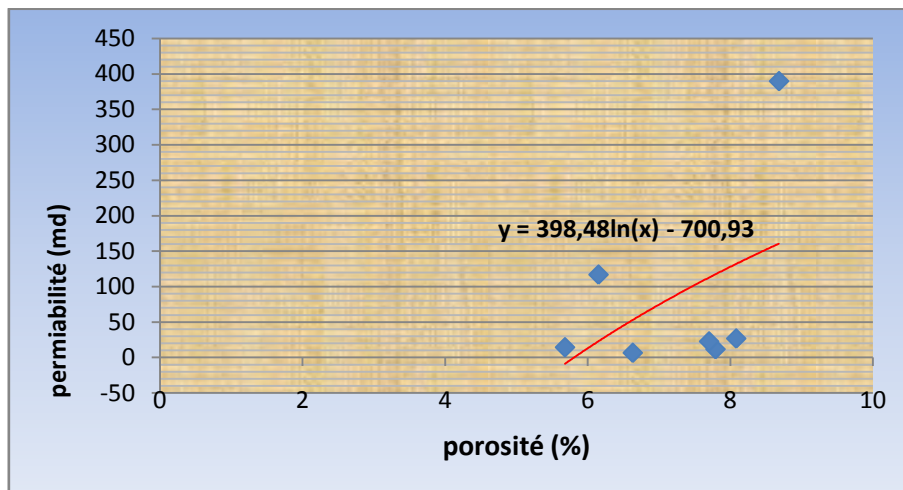


Fig.3.10 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-23 (TAGI).

- On montrant dans cette courbe la variation de perméabilité (Fig.3.10) en fonction de porosité que sa apparue sous une fonction logarithmique $y = 398,48\ln(x) - 700,93$ avec un coefficient de corrélation faible $R = 0,1979$.
- La corrélation entre ses deux variables est moyennement faible à partir d'un valeur de porosité égale à 6 % la perméabilité va attendre jusqu'a 120 md et pour 8.4% attendre 390 md.

III.6. 2- Le puits OKS-52

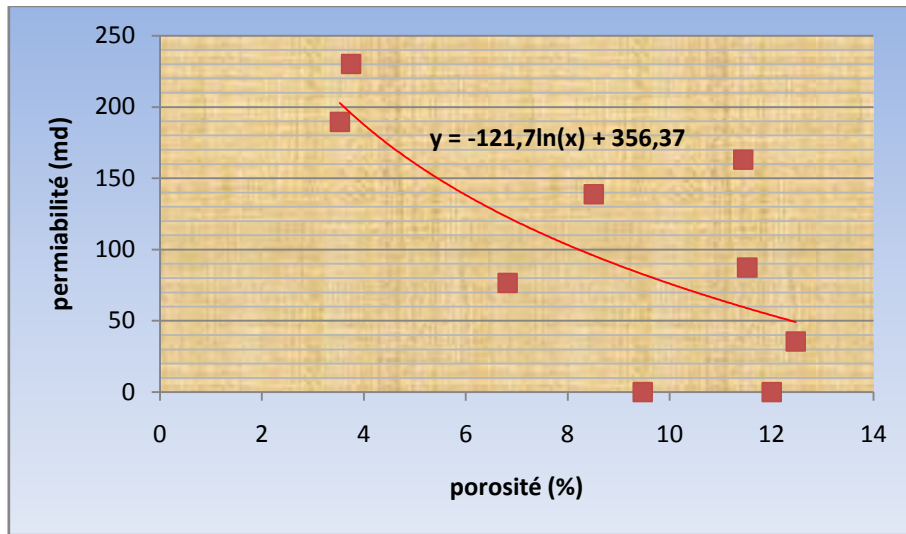


Fig.3.11 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-52 (TAGI).

- On montrant dans ce graphe (Fig.3.11) la variation de perméabilité en fonction de porosité que sa apparue sous une fonction $y = -121,7\ln(x)+356,37$ avec un coefficient de corrélation moyenne $R= 0,5156$
- La corrélation entre ses deux variables (porosité, perméabilité) est bonne on remarquant, à partir d'une valeur de porosité égale à 4 % la perméabilité va attendre jusqu'à 190 md et 240md pour 5.2%.

III.6. 3- Le puits OKS-53

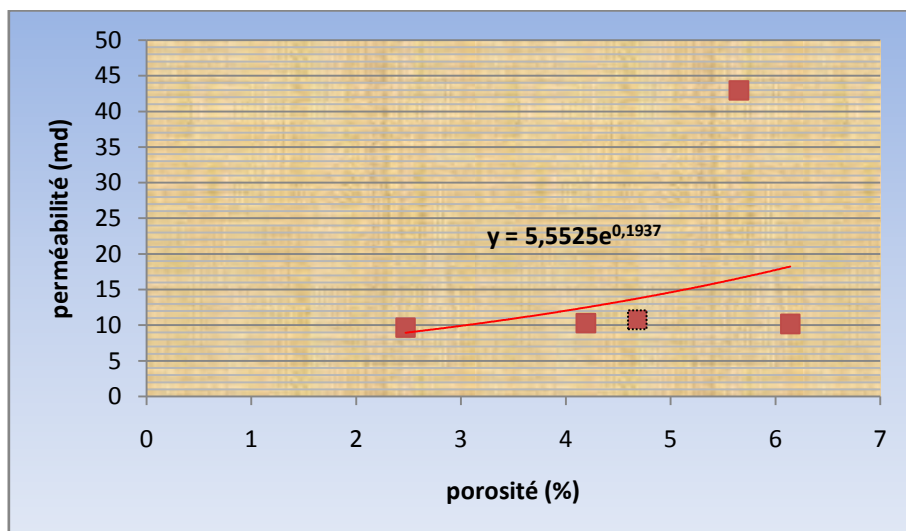


Fig.3.12 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-53 (TAGI).

- On montrant dans cette représentation graphique (Fig.3.12) la variation de perméabilité en fonction de porosité que se fourni une fonction exponentielle

$y = 5,5525e^{0,1937}$, avec un coefficient de corrélation faible $R = 0,1851$.

- La corrélation entre ses deux variables (porosité, perméabilité) est faible on remarquant, à partir d'une valeur de porosité égale à 6 % la perméabilité va atteindre jusqu'à 42 md.

III.6. 4- Le puits OKS-54

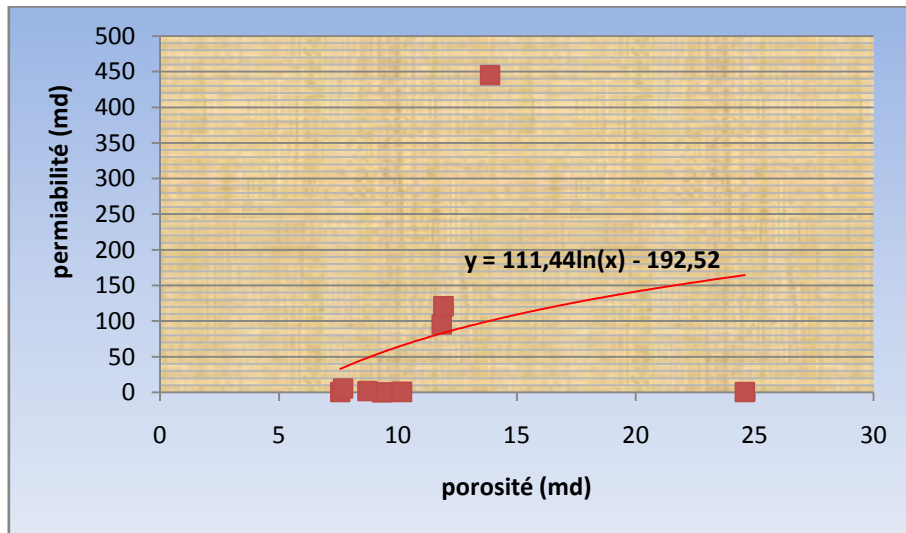


Fig.3.13 corrélation entre porosité perméabilité dans le puits OKS-54 (TAGI).

- On représentant dans ce graphe (Fig.3.13) la variation de perméabilité en fonction de porosité que sa apparue sous une fonction logarithmique $y = 111,44\ln(x) - 192,52$ avec un coefficient de corrélation moyenne $R = 0,0771$.
- La corrélation entre ses deux variables (porosité, perméabilité) est faible on majorité des points, comme on peut voir une bonne corrélation ou la porosité égale 15% la perméabilité attendre 450 md.

III.7 - Conclusion

A points de vue statistique on a choisi de suivre deux paramètre pétrophysique que sont t la porosité et la perméabilité, au but de voir la relation entre aux dans des niveaux utile dans le réservoir TAGI, à partir de notre démarche statistique on peut dire que toujours il existe une corrélation entre la porosité et la perméabilité ansai dans les puits qui sont une allure faible on trouve des points de bonne corrélation, on peut dire que l'influence de porosité et perméabilité les unes aux autre et prise on compte dans notre réservoir.

Chapitre IV

Etude corrélative
et diagraphique
des puits

IV.1- Introduction

Dans ce chapitre on va continuer l'aspect corrélative dans cette étude, où on va subdiviser cette corrélation en deux parties. La première sera de créer des cartes on iso-valeurs de la région d'étude, les valeurs représentées sur ces cartes sont soit des paramètres pétrophysiques ou des épaisseurs et profondeurs, les interprétations des cartes peuvent donner une idée régionalisée sur la distribution de ces paramètres, la deuxième partie dans cette corrélation consiste à créer des logs diagraphiques à partir des enregistrements diagraphiques en utilisant Techlog, qui va non seulement synchroniser les unités de réservoir entre les puits prenant dans notre profil.

IV.2 - Etude de la géométrie et distribution des paramètres pétrophysiques de TAGI de Benkahla Sud

IV.2.1- Les cartes 3D et 2D en isobathes au toit de la série inférieure

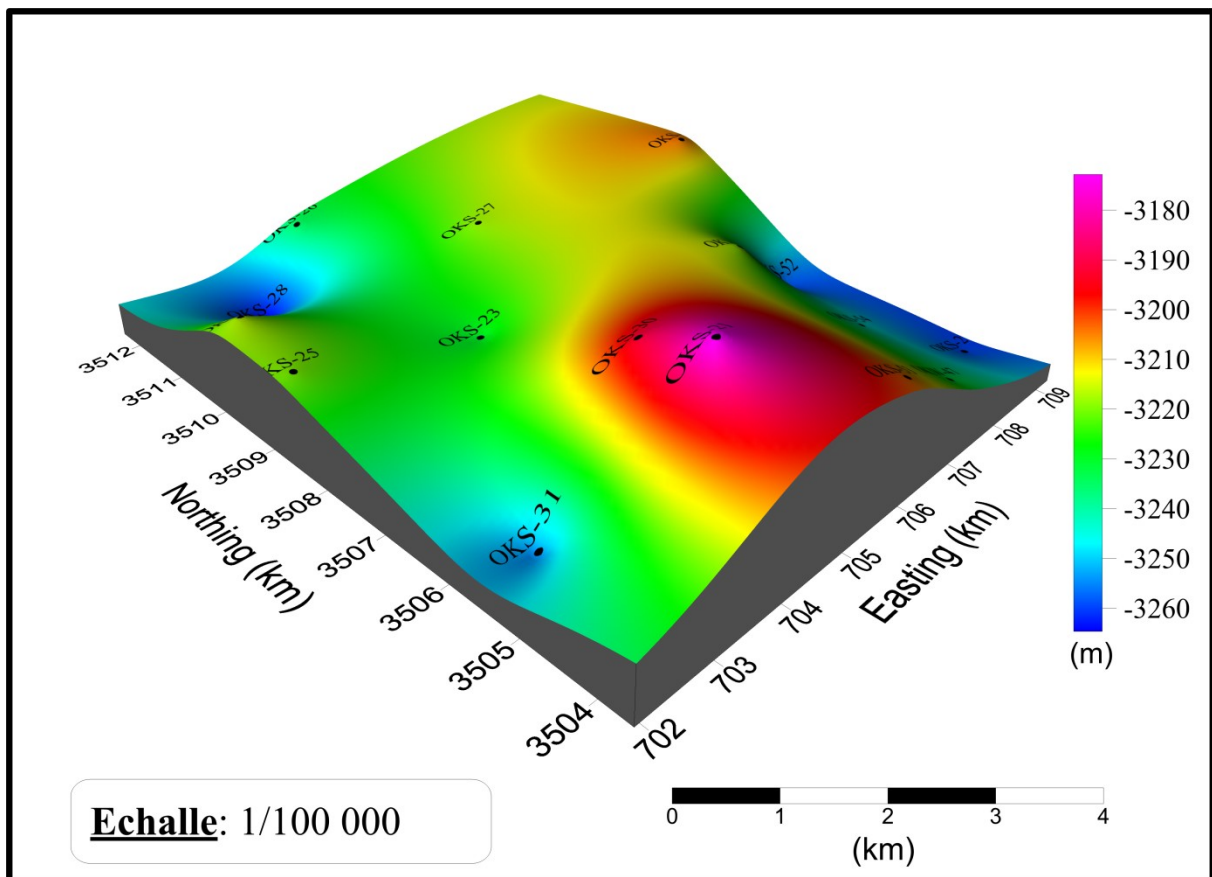


Fig.4.1 représentation 3D du toit de la série inférieure à Benkahla Sud.

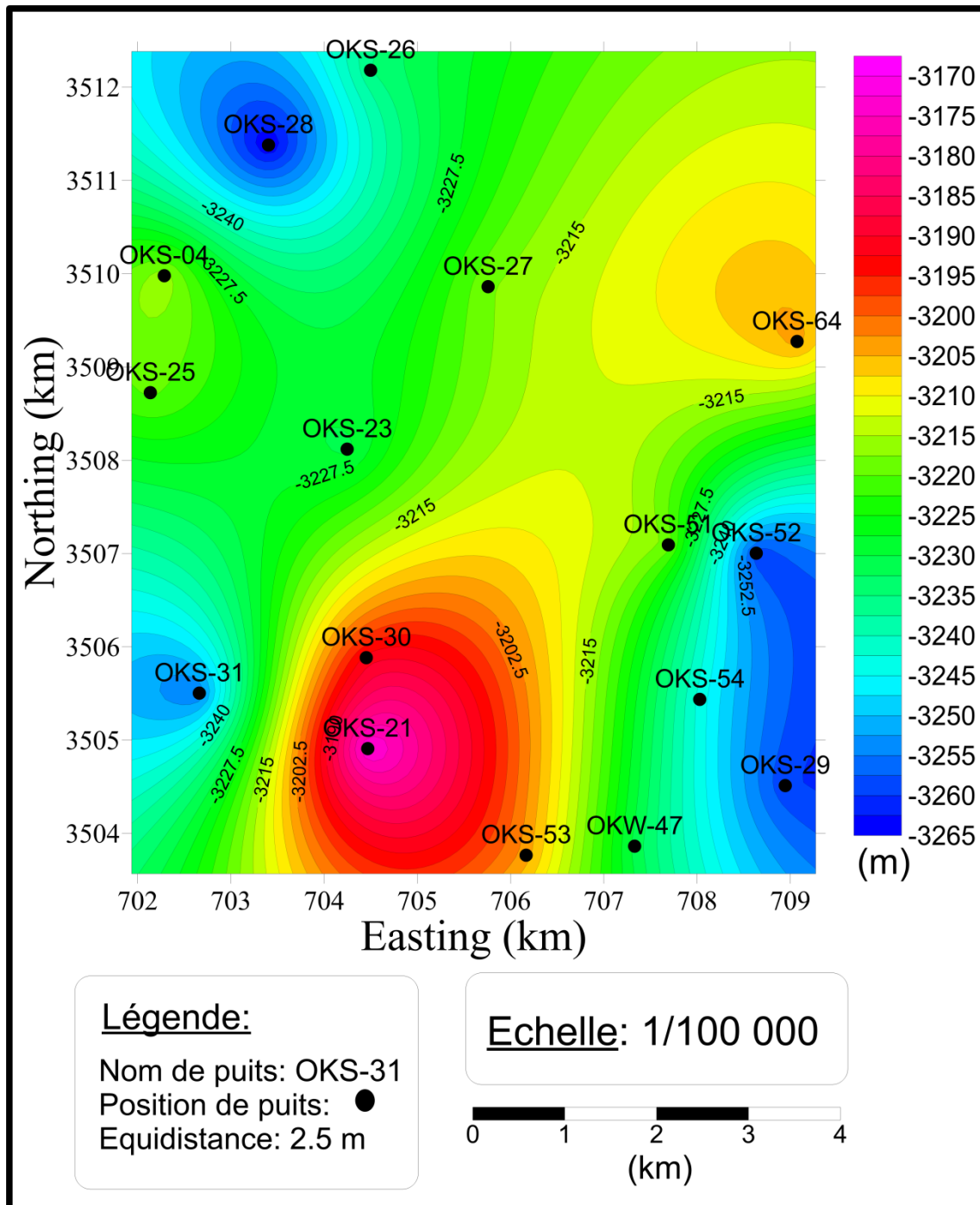


Fig.4.2 carte isobathe au toit de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.

A partir l'observation de la carte en isobathes au toit de la série inférieure (Fig.4.2) montre qu'il existe des structures anticlinale dans le Nord-Est et Sud-Ouest rencontre les puits OKS-04, OKS-64 et OKS-21. Le réservoir s'approfondit vers le flanc Sud-Est et le Nord-Ouest. la variation de la profondeur de -3172 m dans le puits OKS-21 et 3243,5 m dans le puits OKS-54 alors l'intervalle de variation environ 71,5 m.

IV.2.2-l'interprétation de la carte isopaque de la série inférieure

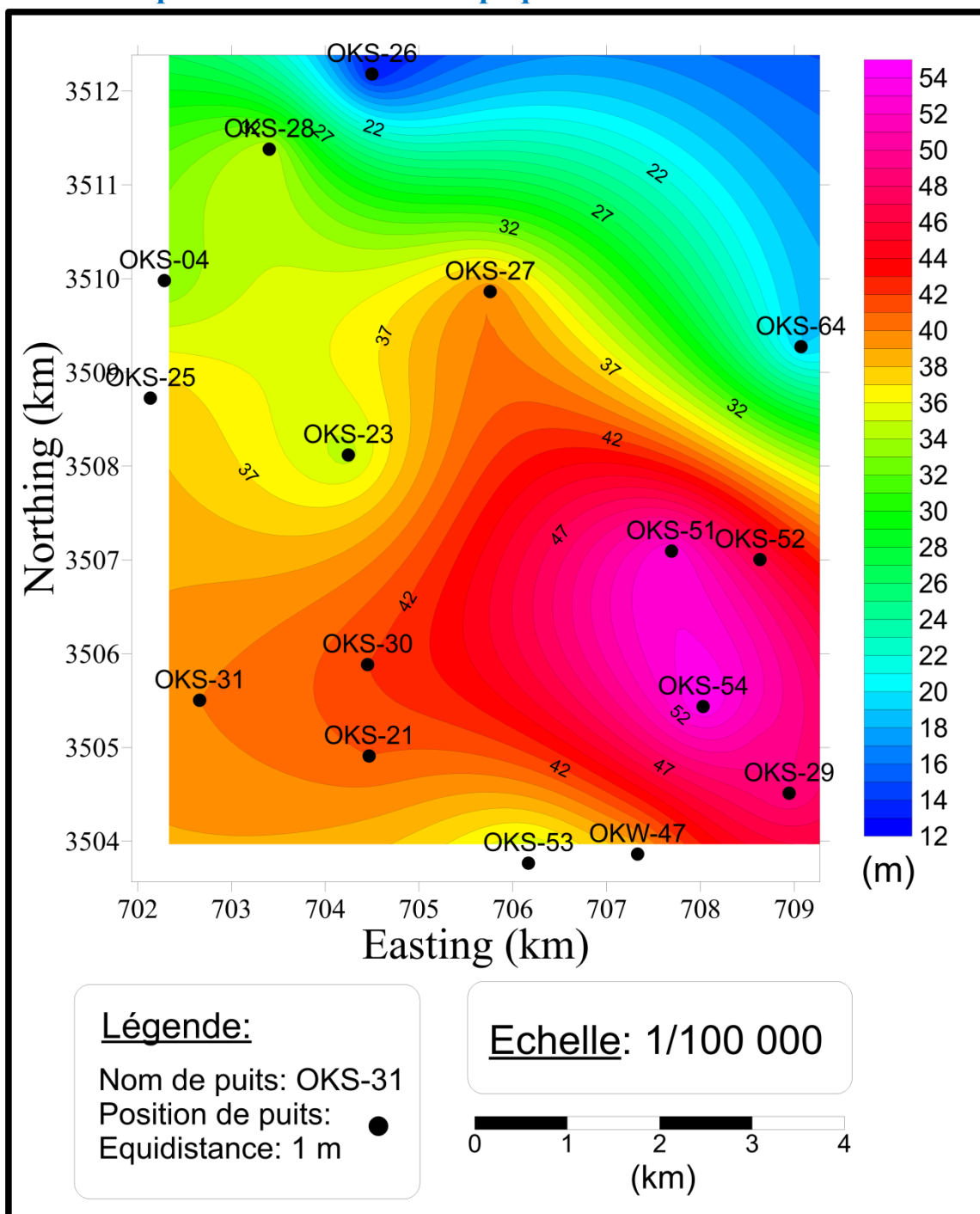


Fig.4.3 carte isopaque de l'épaisseur de la série inférieure (TAGI) benkahla Sud.

La carte isopaque de la série inférieure (Fig.4.3) montre une distribution faible mais important d'épaisseur dans le Nord et le Nord-Est. quand on traverser vers le Sud-Est on remarqué une augmentation progressive d'épaisseur attient son maximum dans le puits OKS-54. La variabilité des épaisseurs enter la grand valeur 54m dans le puits OKS-54, et son faible valeur 13m dans le puits OKS-26, l'intervalle de variation évaluer par 41m entre ces dernière.

IV.2.3-La Carte en isopaque de l'épaisseur utile de la série inférieure

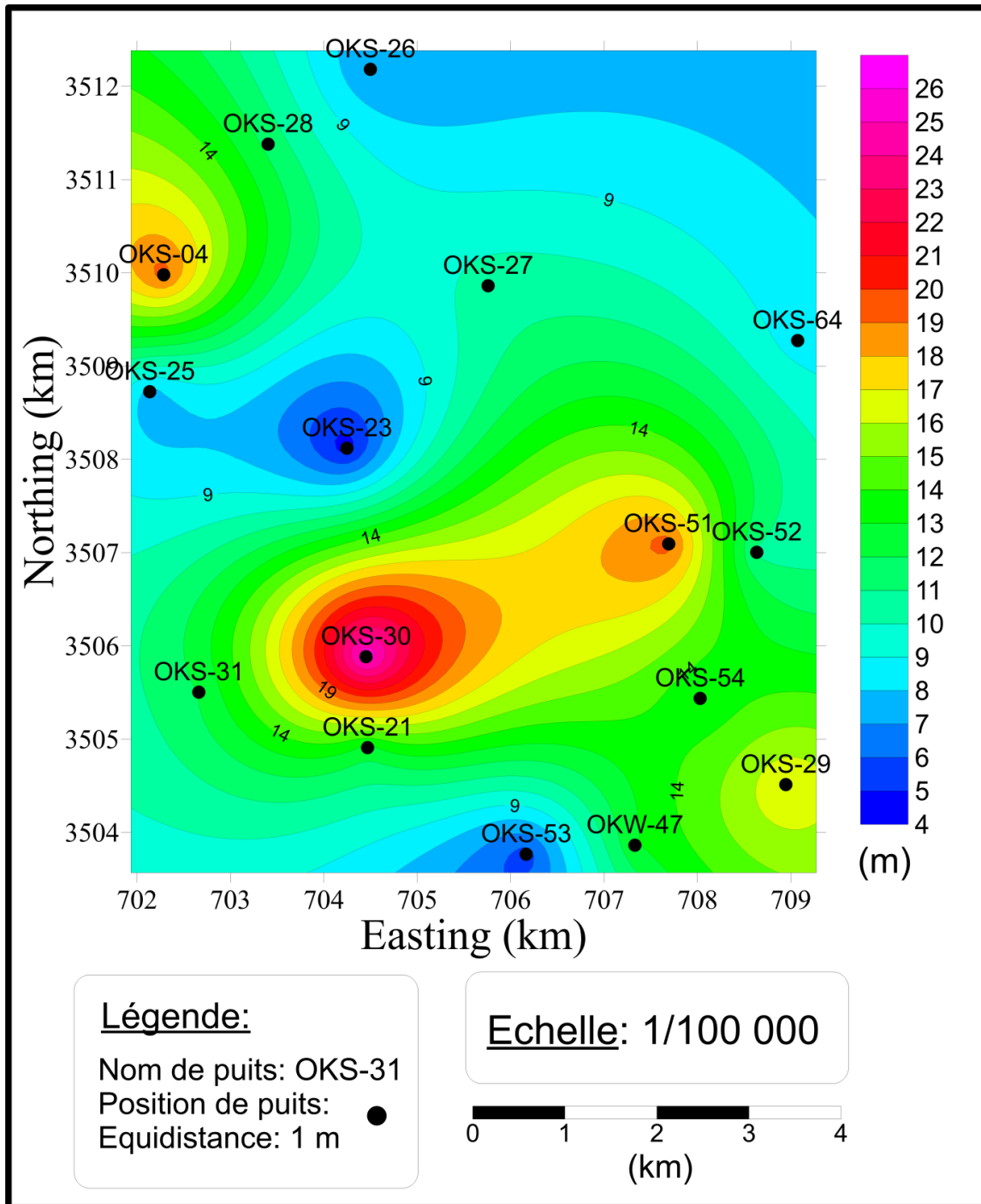


Fig.4.4 carte isopaque de l'épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.

L'analyse de la carte isopaque de l'épaisseur utile de la séries inférieure (Fig.4.4) indiquer que l'épaisseur faible dans le Nord-est et autour OKS-53 (5,49) et le puits OKS-23 (4,43 m) où existé la faible valeur dans la région étudié. Cependant le épaisseur utile augmenter vers le Sud qu'il attient 26m au puits OKS-30, c'est-à-dire l'intérêt pétrolière très important dans le Sud de la région.

IV.2.4-interprétation de la carte iso-porosité d' épaisseur utile de la séries inférieure

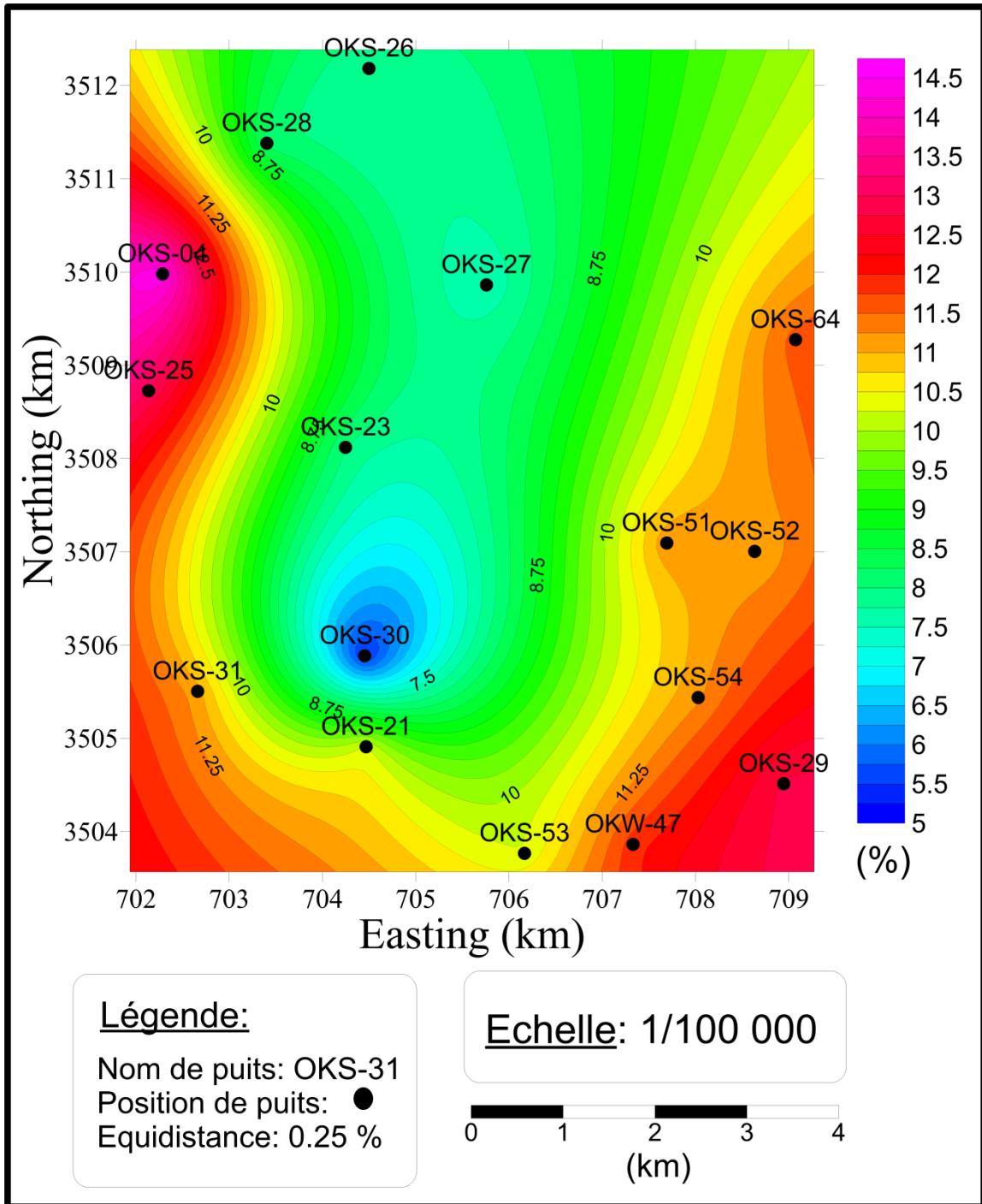


Fig.4.5 carte iso-porosité d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.

Dans cette carte (Fig.4.5) on observe une répartition des valeurs médiocre du porosité dans le centre à une forme allongé avec le sens Nord-Sud qui contient la faible valeur au puits OKS-30 évaluer 5,38%. Cependant l'augmentation est dans les deux côtés Sud-Est et Ouest où les valeurs sont moyennes, elle atteint 14,4% au puits OKS-04. Donc l'intervalles de la variation estimer 9,02% dans cette région.

IV.2.5-interprétation de la carte teneur en eau de l'épaisseur utile de la série inférieure

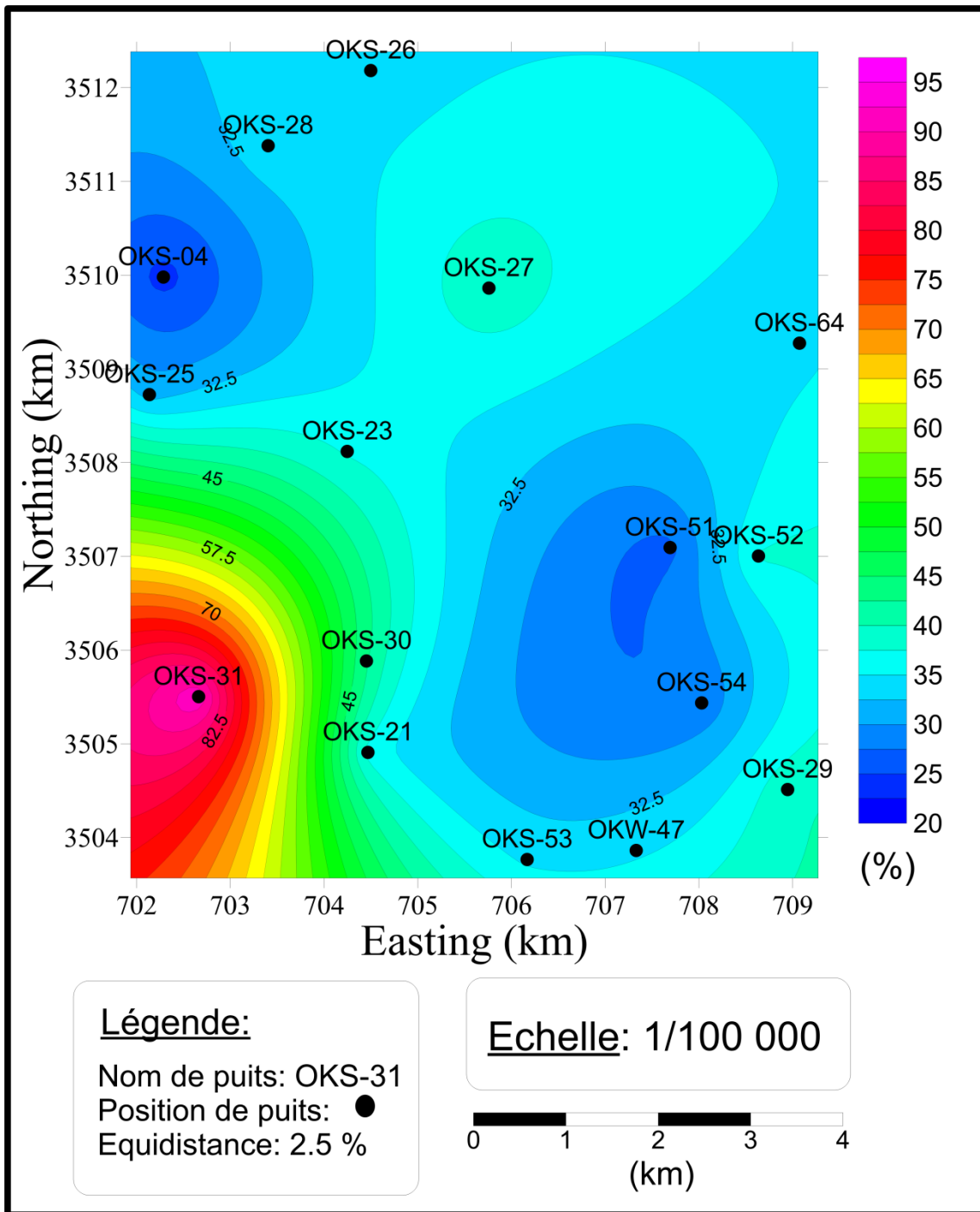


Fig.4.6

carte iso-saturation en eau d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.

D'après la carte iso-saturation en eau (Fig.4.6), il existe une variabilité de teneur en eau entre la grand valeur 92,3% dans l'OKS-31et la mineur valeur 24,1% au puits OKS-04.les zones saturer en eau repartent dans le Sud-Ouest, cependant il y a diminution son valeurs pendant parcourir les restes superficies.

IV.2.6-interprétation de la carte iso-saturation en huile de l'épaisseur utile des séries inférieures

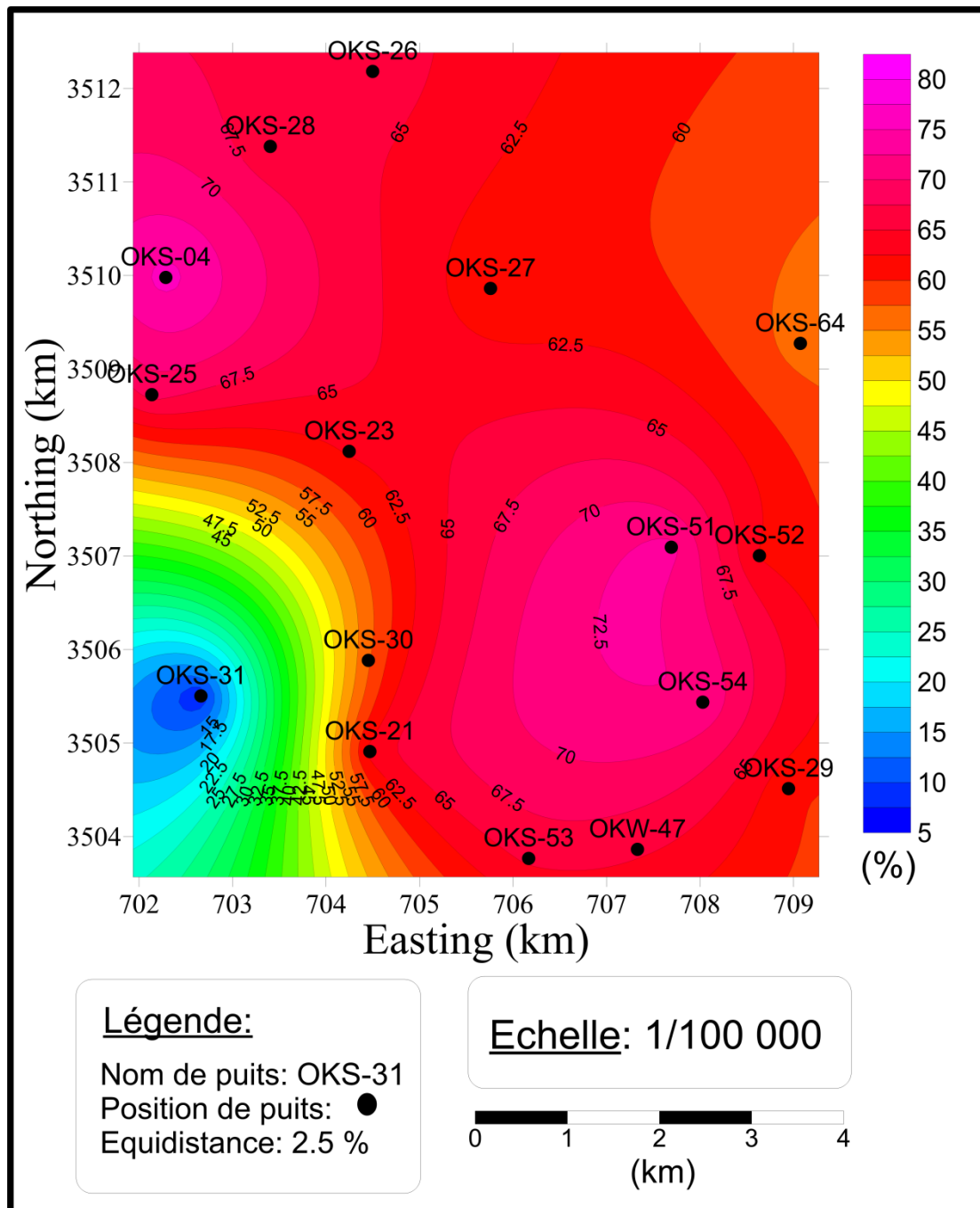


Fig.4.7 carte iso-saturation en hydrocarbure d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI).

L'analyse de la carte iso-saturation en huile (Fig.4.7) qu'indiquer l'accumulations des hydrocarbure appartient dans tout la région sauf le Sord-Ouest et. Les valeurs maximales marquer dans les puits OKS-04 (75,9%); OKS-51 (73,18%); et OKS-54 (72,10%), généralement les valeurs de la saturation en huile sont bonnes. Pourtant ces valeurs diminuer autour le puits OKS-31où elle attient la mineur valeur 7,70%.

IV.2.7 interprétation de la carte de teneur en argiles d'épaisseur utile de la série inférieure

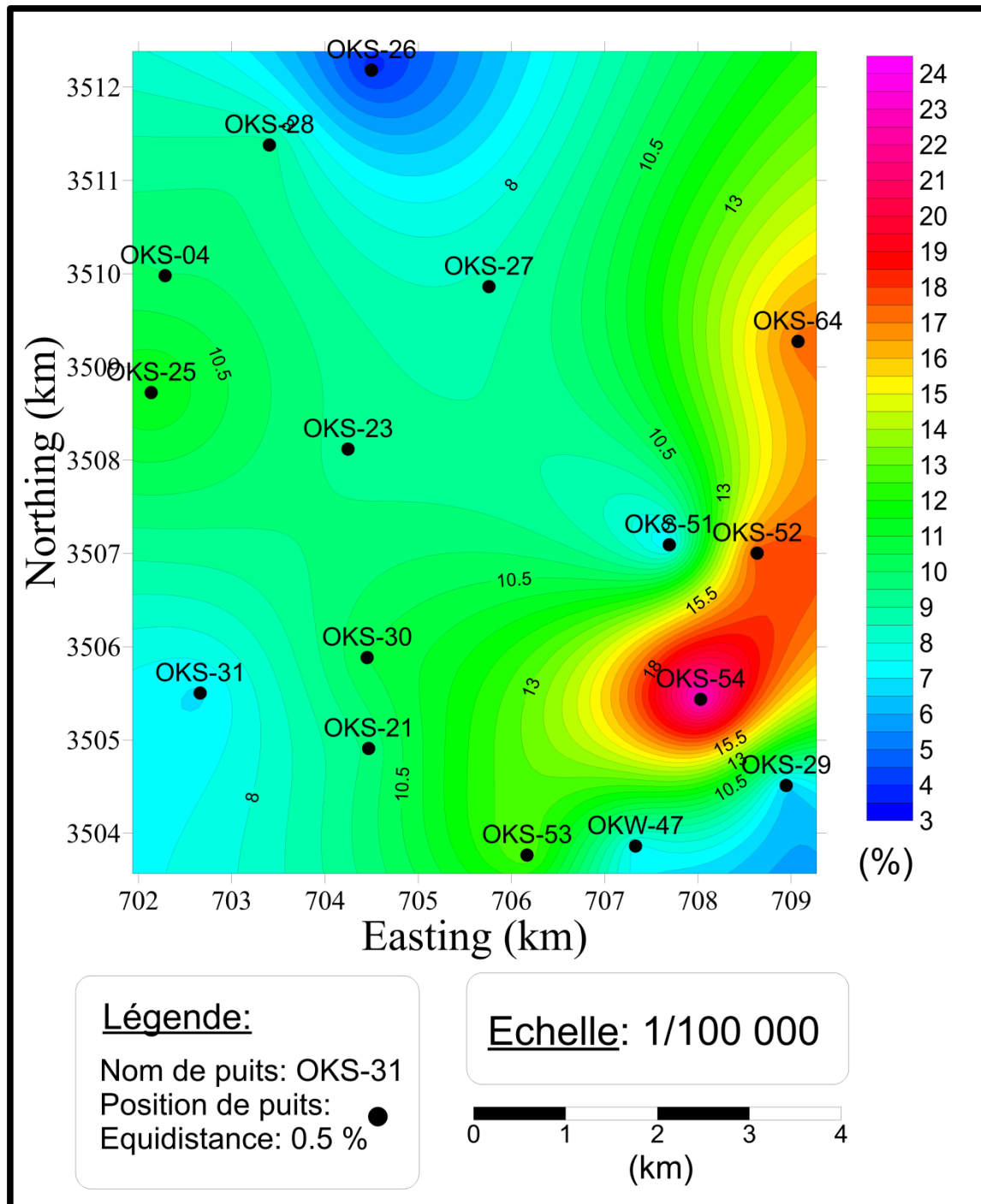


Fig.4.8 carte iso-saturation en hydrocarbure d' épaisseur utile de la séries inférieure (TAGI) Benkahla Sud.

D'après l'observation de cette carte Fig.(Fig.4.8) qui montre la variation de l'argilosité de l'épaisseur utile de la série inférieure qui augmente vers le Sud-est et diminue vers l'Ouest où ces zones sont considérées semi-propres surtout dans le Nord-Ouest qui contient la moindre valeur au puits OKS-26 (3,74%).

IV.3-Corrélation Diagraphique entre les puits Benkahla Sud

IV.3.1-Le principe de découpage

Pour mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture du réservoir de la série inférieure, afin de reconnaître les propriétés pétrophysiques dans chaque niveau, un découpage en unités (layer) a été réalisé. Ce découpage est basé sur l'observation des différentes discontinuités sédimentaires, ainsi que sur les limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités, surtout d'ordre granulométrique brutale importante, ou suivant une surface érosive apparente pour surmonter les difficultés posées par l'absence de discontinuités d'ordre régional.

La granulométrie variable des séquences et leur organisation géométrique au sein de la formation de la série inférieure permettent de distinguer des séquences organisées en grano-décroissante (fining-up). En effet, d'après les courbes de Gamma Ray, ces séquences sont en forme de cloche et rarement en cylindre [4]

Vu la grande complexité du système du dépôt dans le bassin, il n'est pas aisé de suivre les séquences en terme de corrélation ; de plus, l'existence des failles complique à son tour l'évolution des paléo-dépôts.

IV.3.2-Différentes corrélations effectuées dans le champ de Benkahla

IV.3.2.1-Corrélation par la lithologie

Les corrélations lithologiques effectuées sur le champ ont permis de localiser les variations des formations dans tout le Trias argilo-gréseux. Lors de la réalisation de cette corrélation, on a estimé la discordance hercynienne comme repère. Plusieurs constatations ont été faites :

- une uniformité de la série inférieure à travers tout le champ, et l'épaisseur est comprise entre 43 et 48 m.
- une variabilité des dépôts éruptifs dans tout le champ, et l'amplitude de ces coulées volcaniques est contrôlée par la position par rapport aux failles existantes.

IV.3.2.2-Corrélation par litho-faciès

La caractérisation de la séquence type étant assimilable à une séquence virtuelle des dépôts d'un environnement fluviatile à régime en tresse. Des essais de découpage systématique vertical de la série inférieure ont été mis en évidence. Dans ce contexte, les descriptions macroscopiques englobant quatre (04) sondages ont été indispensables, ainsi que les résultats diagraphiques ayant pour objectif d'affiner le découpage.

D'une façon générale, cinq (05) unités de séquences ont été distinguées ainsi que le caractère lithologique changeant d'une séquence à l'autre. Ce caractère revêt en commun la nature de la séquence examinée sur le point textural ou granulométrique.

En raison de comparaison, c'est parfois leur épaisseur et le rapport ou le taux argile/grès et le changement du ciment ; où s'est accentuée une diagenèse différente par rapport aux uns et aux autres. La granulométrie est bien sûr, un facteur prépondérant, mais reste conforme à la croissance de la formation. Ce découpage prend en compte la succession des faciès, mais n'écarte pas la possibilité que cette succession peut être incomplète (du faite de l'érosion intensive) [4]

IV.3.2.3-Corrélation par la diagraphie

Ces corrélations s'étendent des puits OKS-26, OKS-23, OKS-21 et OKS-64,OKS-52,OKW-47,du champ de Benkahla (fait au niveau de D.P Berkaoui). En effet, le découpage en unités de dépôts a été réalisé sur la base d'une interprétation des diagraphies et des études sédimentologiques des carottes. Cette corrélation permet d'émettre les conclusions suivantes :

Les limites gréseuses peuvent être corrélées. On remarque le développement de plusieurs lentilles gréseuses probablement coupées transversalement, ce qui confirme le sens général de la sédimentation et des écoulements.

En terme de conclusion, on peut dire que la difficulté rencontrée lors de la corrélation des différentes unités réside dans la complexité des dépôts de chenal de l'environnement fluvial, particulièrement en tresses, favorisant un entrecouplement quasi-permanent des zones d'accrétions, d'où les problèmes actuels.

L'architecture interne des dépôts de la série inférieure est très complexe. L'étude des carottes montre des variations extrêmement rapides en lithologie: argile silteuse, argile gréseuse, grès carbonaté.

Pour étudier les différentes unités, si elles sont génétiquement indépendantes, il a fallu recourir à l'utilisation d'une diagraphie sonique [4]

IV.3.2.4-Corrélation par électrofaciès

Les limites concernant le mur de la série inférieure de tous les sondages sont aisément reconnaissables, par la simple signature du Gamma Ray : pic radioactif, correspondant à la lecture de 120 API, et plus, avec lequel la courbe du Sonic, ils maintiennent des valeurs avec

l'allure caractéristique face aux argiles grisâtres, feuilletées dans l'ensemble du réservoir, au niveau du mur de la série inférieure (toit du Silurien), est bien spécifiée pour tous les puits observés. La limite supérieure au toit de la série inférieure correspond à la grande partie des silts argileux, rougeâtres et tâches d'argiles verdâtres.

On remarque des dépôts de plaine d'inondation où s'est déposé un faciès en climat aride. Les courbes sont en forme de dents de scie du GR.

Dans notre travail de recherche, on a utilisé deux méthodes diagraphiques : le Gamma ray et le sonique. Les principales applications sont :

- corrélation entre les unités.
- corrélation entre les paramètres pétro-physiques.
- détermination des épaisseurs des bancs [4]

IV.4-La corrélation du Trias argilo-gréseux

IV.4.1-Les objectifs de la corrélation diagraphie

- Le découpage du réservoir de la série inférieure en cinq (05) unités.
- Suivre les meilleures communications des bons gréseux; et des unités entre elles
- Connaître le milieu de dépôt. voir (Fig.4.9)

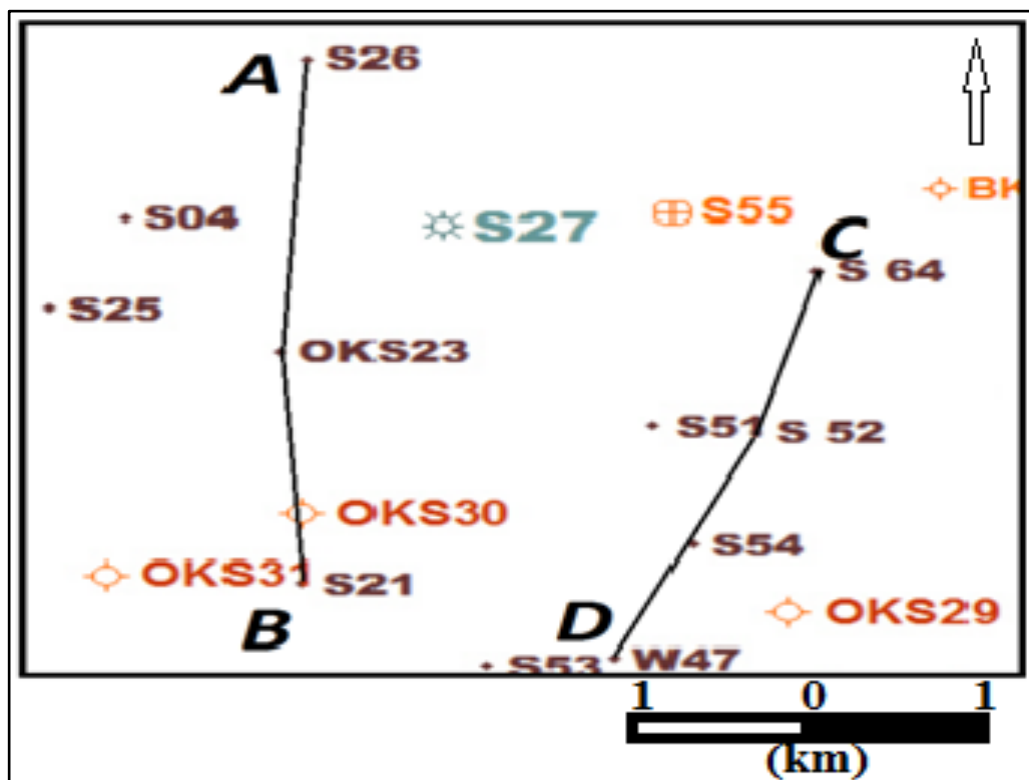


Fig.4.9 carte représente les profils (AB); (BC) des puits effectués par la corrélation [14]

De ce fait, les puits concernés par ces corrélations sont choisis d'une manière parallèle pour à assurer le balayage de la partie d'étude. Par conséquent, les profile de corrélations élaborées sont de direction Nord-Sud.

Dans chaque puits est représenté un log des réponses diagraphiques du GR et de neutron, ainsi que le log densité en fonction de la profondeur, ces derniers est justifié par, ces enregistrements sont des moyen pour suivre les unités des différents puits.

Tableau 4.1 contient les données spécifique pour les puits affecter par corrélation

Profils		(AB)			(CD)			
Nom de puits		OKS-26	OKS-23	OKS-21	OKS-64	OKS-52	OKW-47	
X (UTM)		704 499.02	704 247.84	704 469.01	709 072.40	708 635.03	707 331	
Y (UTM)		3 512 183.06	3 508 119.71	3 504 909	3 509 273.05	3 507 003.03	3 503 863	
Z sol (m)		217.01	217.84	176.7	179.6	171.31	154.91	
Z tab (m)		225	225.3	184	187	179.26	162.11	
T2	Toit (m)	3429	3412	3320	3353	3365	3353	
	Mur (m)	3448.5	3427	3338	3378	3399	3363	
	Epaisseur (m)	19.5	15	18	25	34	10	
T1	Toit (m)	Erodé	3427	Erodé	3378	Erodé	3363	
	Mur (m)		3442		3386.5		3383	
	Epaisseur (m)		15		8.5		20	
Andésite	Toit (m)	3448.5	3442	3338	3386.5	3399	3383	
	Mur (m)	3459.5	3456	3356	3391	3438.5	3393	
	Epaisseur (m)	11	14	18	4.5	39.5	10	
La série inférieure	Toit (m)	3459.5	3456	3356	3391	3438.5	3393	
	Unité 5	Toit (m)	3462	3462.8	3362	3392	3440.6	3395
		Mur (m)	3463.5	3468	3371	3395	3452	3399
		Epaisseur (m)	1.5	5.2	9	3	11.4	4

	Unité 4	Toit (m)	3463.5	3468	3371	3395	3452	3399
		Mur (m)	3466.5	3477	3382	3398	3453.4	3403.5
		Epaisseur (m)	3	9	11	3	1.4	4.5
	Unité 3	Toit (m)	3466.5	3477	3382	3398	3453.4	3403.5
		Mur (m)	3468	3482	3385	3400	3473	3412.5
		Epaisseur (m)	1.5	5	3	2	19.6	9
	Unité 2	Toit (m)	3468	3482	3385	3400	3473	3412.5
		Mur (m)	3470	3485.9	3393	3402	3484	3415
		Epaisseur (m)	2	3.9	8	2	11	2.5
	Unité 1	Toit (m)	3470	3485.9	3393	3402	3484	3415
		Mur (m)	3473	3490.5	3397	3410	3488	3431
		Epaisseur (m)	3	4.6	4	8	4	16
Mur (m)		3473	3490.5	3397	3410	3488	3431	
Epaisseur (m)		13.5	34.5	41	19	49.5	38	

IV.4.1-Profil (AB)

Ce profil de corrélation a été réalisé dans la partie occidentale au zone d'étude. passant par les trois puits OKS-26, OKS-23 et OKS-21, du Nord au Sud voir (Fig.4.11).

Ce profil a un objectif de suivre les formations géologique et les séquences sédimentaires de la série inférieure ainsi que l'extension des unités à l'aide les données diagraphiques des puits.

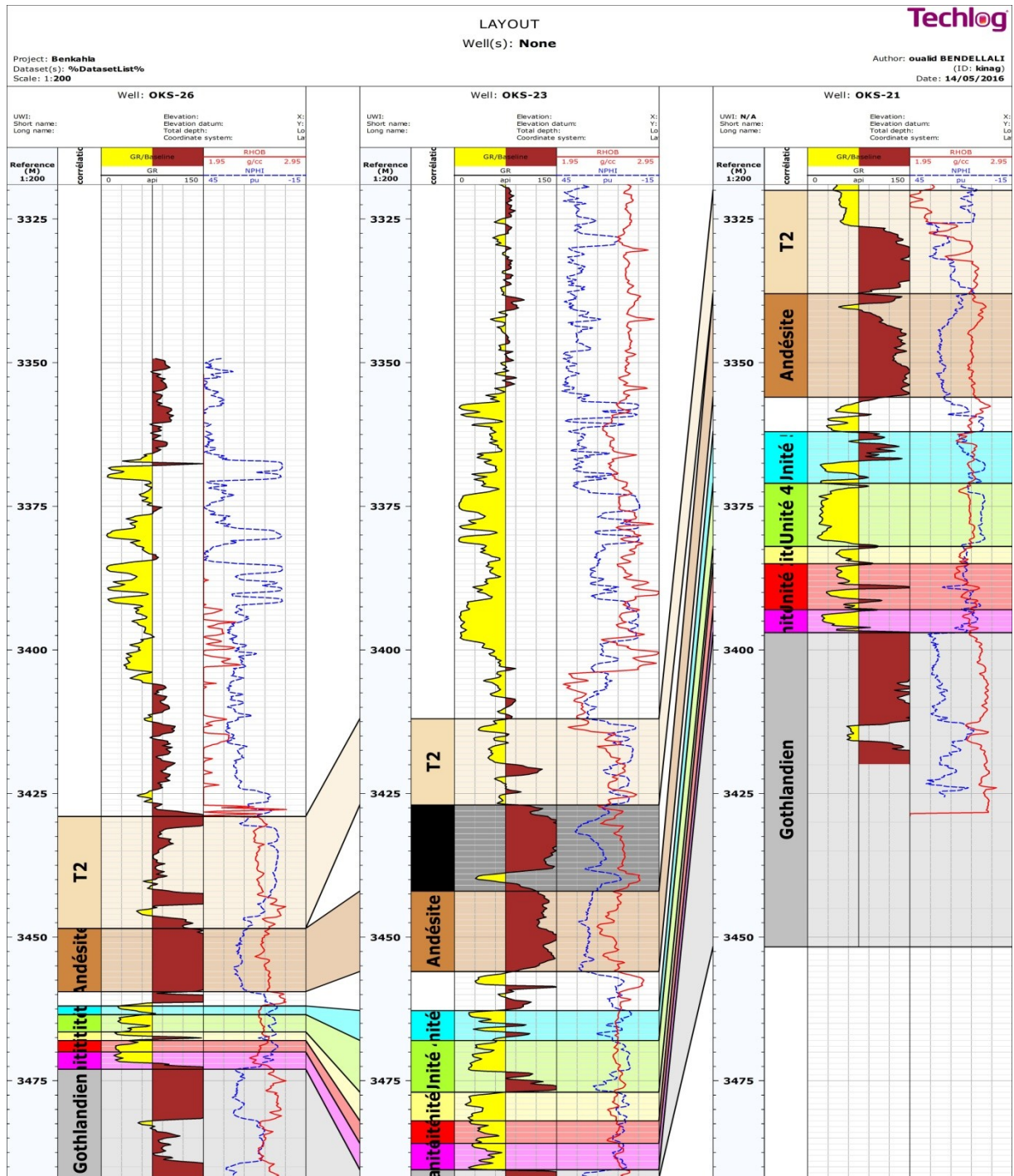


Fig.4.10 Corrélation par diagraphie des formations et des unités au profile (AB).

A partir de cette étude effectuée entre les puits OKS-26, OKS-23 et OKS-21 (Fig.4.10), on constate que la formation triasique d'épaisseur augmenter vers le Sud en plus la diminution du profondeur dans le même direction.

On observe que T2 d'épaisseur est relativement constante, cependant la formation T1 appartient dans le puits OKS-23, ainsi que la série andésitique augmenter vers le Sud.

❖ Unité I

On constate que l'épaisseur d'unité est relativement variable. il est de 3m au niveau du puits OKS-26, 4.6m dans le puits OKS-23 et 4m au niveau du puits OKS-21.

❖ Unité II

D'après cette corrélation, on remarque que l'épaisseur est augmentant parfait de le Nord vers le Sud, il est de 2m dans les puits OKS-26, 3.9m dans le puits OKS-23 et il atteindre 8m au OKS-21.

❖ Unité III

On remarque que l'épaisseur est variable, augmentant dans centre de profile AB. Elle est de 1.5m dans le puits OKS-26, 5m dans le puits OKS-23 et 3m au niveau du puits OKS-21.

❖ Unité IV

A partir le profile AB on observe que l'épaisseur est développement fréquent dans tous les puits, et elle est de 3m au niveau du puits OKS-26, 9m dans le puits OKS-23 et 11m au niveau du puits OKS-21.

❖ Unité V

On remarque que l'épaisseur varie du Nord vers le Sud, et elle est de 1.5m au niveau OKS-26, 5.2m dans le puits OKS-23 et de 9m dans le puits OKS-21.

IV.4.3-Profile (CD)

Ce profil de corrélation a été réalisé dans la partie orientale au zone d'étude. passant par les trois puits OKS-64, OKS-52 et OKW-47, du Nord au Sud.

Ce profil a un objectif de suivre les séquences sédimentaires de la série inférieure ainsi que l'extension des unités dans le même direction à partir des données diagraphiques des puits.

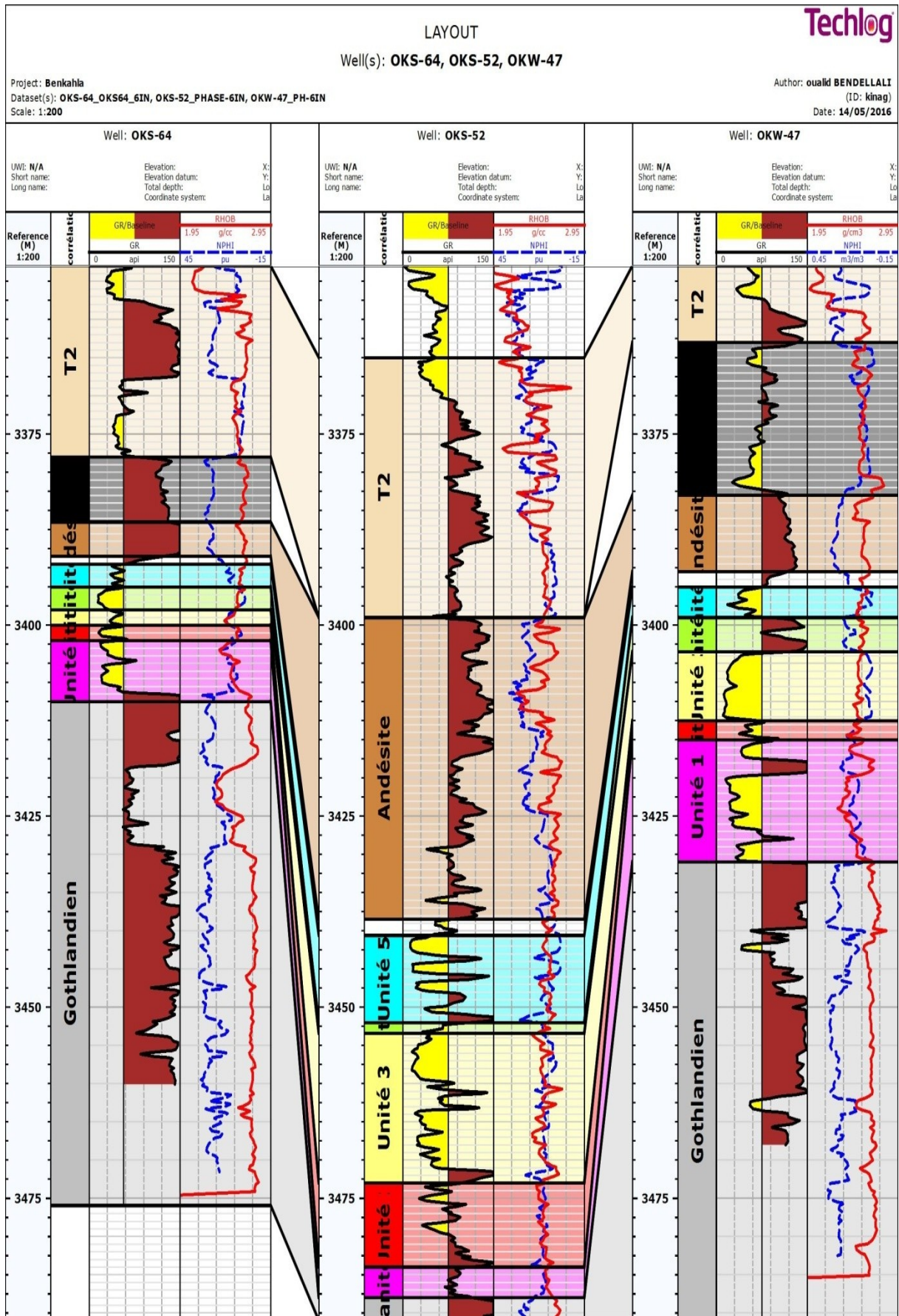


Fig.4.11 Corrélation par diagraphie des formations et des unités au profil (CD).

A partir du profil de Corrélation CD (Fig.4.11), on observe que la formation triasique de le Nord vers le Sud a une grande variabilité d'épaisseur, où est faible au puits OKS-64 avec profondeur faible relativement, cependant l'inverse dans le puits OKS-52, et il revient à la même profondeur, avec une épaisseur développée au OKW-47 par rapport OKS-64.

Ce profil montre que T2 se développe dans OKS-52 et devient plus mince au puits OKW-47, et l'absence de la formation T1 au OKS -52, il revient épaisse dans le puits OKW-47.

on constate que les d'épaisseur de la série andésitique se développent dans le centre de profil CD (OKS-52).

❖ Unité I

On remarque que l'épaisseur d'unité est relativement épaisse au niveau de puits OKS-64 où est 8m, et diminue dans le puits OKS-52 à 4m. Cependant elle prend une épaisseur plus élevée atteignant 16m au niveau du puits OKW-47.

❖ Unité II

On observe que l'augmentation parfaite d'épaisseur au milieu du profil CD, et elle est de 2m dans les puits OKS-64, dans le puits OKS-52 est 11 et 2.5 au puits OKW-47 au Sud.

❖ Unité III

On constate que y a un changement brusque d'épaisseur d'unité dans le puits OKS-52, et elle est de 2m au niveau du puits OKS-64, 19.6m dans le puits OKS-52 et 9m au niveau du puits OKW-47.

❖ Unité IV

On constate que l'épaisseur est constante relativement dans tous les puits, et elle est de 3m au niveau du puits OKS-64, 1.4m dans le puits OKS-52 et 4.5m au niveau du puits OKW-47.

❖ Unité V

On remarque que l'augmentation parfaite d'épaisseur au milieu du profil, et elle est de 3m dans le puits OKS-64, dans le puits OKS-52 est 11.4 et 4.5 au puits OKW-47 au Sud.

IV.5-Conclusion

Par l'analyse des cartes iso-valeurs TAGI et des différentes corrélations des différentes unités par les diagraphies gamma-ray, porosité neutron, densité, on peut dire que dans la région de Benkahla, le maximum de sédimentation se trouve dans la partie Sud et Sud-est de la région. Cela est dû au paléorelief Silurien qui est soulevé au Nord.

On déduit que l'existence le dépôt des différentes unités constituant le réservoir argilo gréseux (série inférieure) dans la région est développé vers le Sud selon les profils. En se référant aux critères de reconnaissances des dépôts fluviatiles anciens, d'après les études qui ont été déjà faites par SONATRACH (PED), on peut dire qu'on est dans un milieu fluviatile en tresse, ainsi que l'analyse des données de carottes des puits, ont prouvé qu'il s'agit séquence d'un milieu fluviatile en tresse.

Chapitre V

Calcul de réserve

V.1–Introduction

Le notion de réserve c'est une opinion sur le volume des hydrocarbures en place cette dernières tout jour mise à jour, avec les développements des gisements pétrolière car les puits peu nombreuse sur un vaste gisement (dans la phase exploration) non donne pas une idée complète sur le volume d'hydrocarbure magasinée dans les formations réservoir , ainsi que l'incertitude dans notre calcule de réserve est existé à cause de variation des conditions, (gisement, surface), est pour cela il existe des méthodes de calcul fait à considération ses conditions.

V.2–Classement des réserves et méthode de calcul

V.2.1- Type de réserve

Notre classement des réserves basé sur notre connaissance de réservoir les différents informations récolte sois par le forage ou l'asismique, aidé nous à développer vers à notre stade de réserve, et les type des réserves sont :

- **Possibles**: Réserves non encore découvertes, mais dont on a lieu de supposer l'existence avec un degré raisonnable de probabilité.
- **Probables**: Réserves découvertes qui ont une probabilité raisonnable de production avec une technologie et une rentabilité voisines de celles qui existent actuellement.
- **Prouvées**: Réserves découvertes qu'on est raisonnablement assuré de pouvoir produire dans les conditions économiques et techniques actuelles [3]

Ultimes :Prouvées + Probables + Possibles

V.2.2-La méthode de calcul

Nous avons appliqué une méthode volumétrique représentée par la relation suivante [3]:

$$Q_{rec} = OHIP \times \Theta \times \rho \times \gamma$$

Q_{rec}: quantité d'hydrocarbure récupérable.

OHIP: original hydrocarbure in place.

ρ : densité moyenne.

Θ : Coefficient de recalcul.

γ : Coefficient de récupération

à partir cette formule on cherche de quantifier le volume des hydrocarbures (en place, récupérable) aux sien d'une roche composer en deux partie; partie solide (grains et matrice), partie vide (porosité), ce dernière contient l'eau et l'hydrocarbure , donc on calculant V_p par la relation suivent :

$$V_p = V_w + V_h$$

Sachant que:

$$V_h = V_o + V_g$$

V_p : volume pores.

V_w : volume d'eau de formation.

V_h : volume des hydrocarbures.

V_o : volume d'huile.

V_g : volume de gaz.

Dans ce prestent travail nous avons calculé l'épaisseur net occupé par les hydrocarbure dans les niveaux productive (pay net) dans chaque puits .

En minimisant l'épaisseur solide (grains , matrices), pour obtenir sur l'intervalle de la partie vide (I_v) par la multiplication de l'épaisseur utile (E_u) Vs la porosité moyenne (Θ_m), représentée par l'expression suivante :

$$I_v = E_u \times \Theta_m$$

Nous avons éliminé l'épaisseur de l'eau de formation pour obtenir l'épaisseur net occupé par les hydrocarbures (E_h).

Pour calculer E_h en utilisant l'expression suivante :

$$E_h = I_v \times S_m$$

Avec S_m : saturation moyenne en hydrocarbure

Nous avons établi la carte isopaque (E_h) de la région d'étude (Fig.5.1), on va créer une à l'aide de cette cartes on va calculer le volume on place à partir logiciel surfer.

V.2.3-L'application de la méthode

On va manipuler cette méthode en trois étapes sont :

V.2.3.1-La première étape

sera de créer un tableau de calcule aux on va calculer les E_h de tout les puits de la région .

Tableau 5.1 les valeurs des E_h dans les puits de Benkahla

NOM DE PUITS	Epaisseur utile (m)	Porosité (%)	Saturation en huile (%)	E_h (m)
OKS-04	19.51	14.4	75.9	2.13236496
OKS-21	12.6	10.3	63.6	0.8254008
OKS-23	4.43	8	62.8	0.2225632
OKS-25	7.62	13	68.4	0.6775704
OKS-26	7	7.82	66.35	0.3631999
OKS-27	10.5	7.55	60.62	0.48056505
OKS-28	11.7	8.16	65.64	0.62667821
OKS-29	17	12.8	60.6	1.318656
OKS-30	26	5.38	57.24	0.80067312
OKS-31	12.04	11.1	7.7	0.10290588
OKW-47	12.88	11.9	65.43	1.0028587
OKS-51	19.5	11.21	73.18	1.59967821
OKS-52	10.82	11	62.3	0.7414946
OKS-53	5.49	10.27	65.45	0.36902215
OKS-54	13.11	11.2	72.1	1.05865872
OKS-64	8.5	11.62	56.46	0.55765542

V.2.3.2-La deuxième étape

Est la création d'une carte iso-épaisseur net occupé par les hydrocarbures (E_h) à partir le tableau précédent.

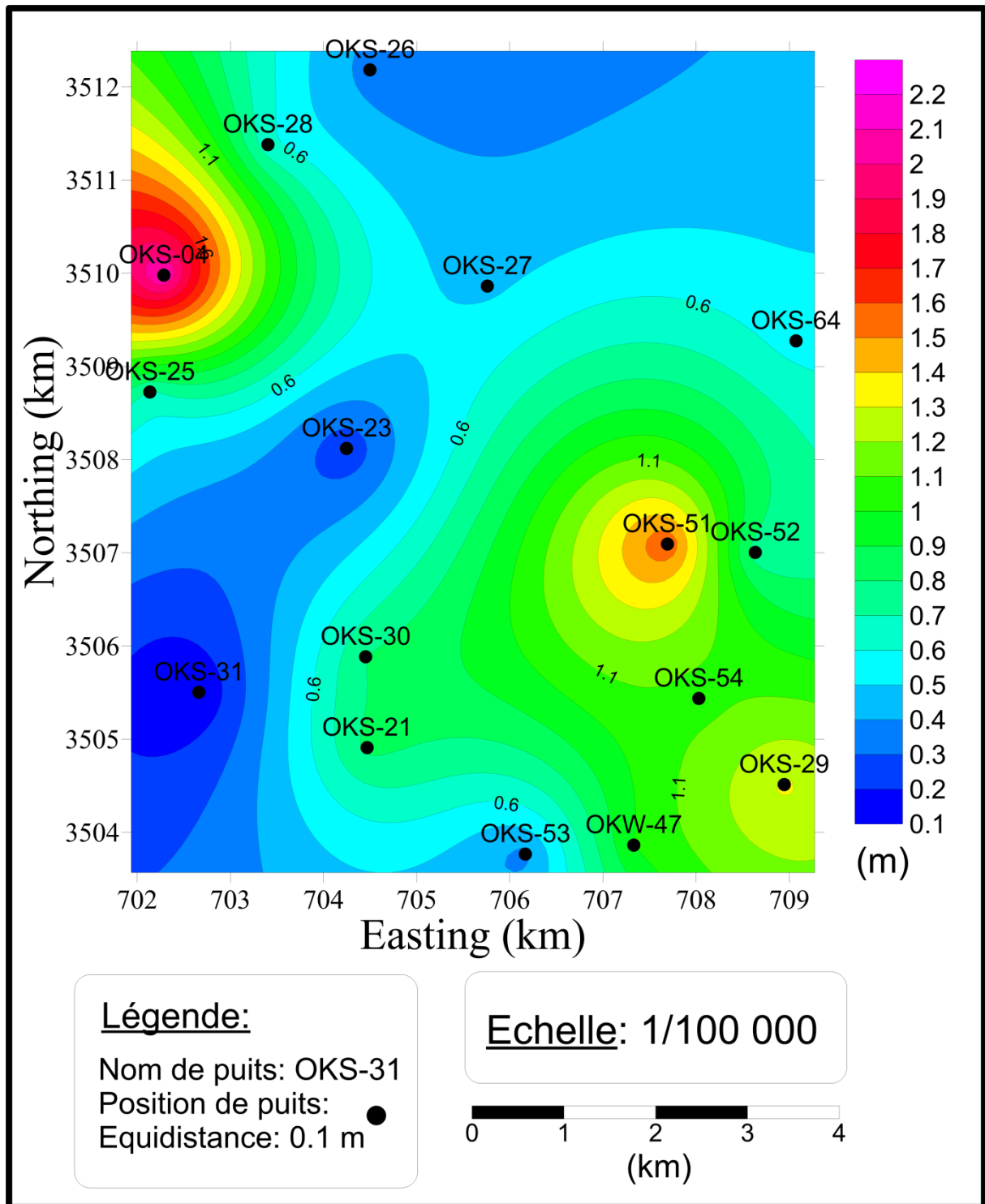


Fig.5.1 carte iso-épaisseur net occupé par les hydrocarbures (E_h).

❖ **L'interprétation de cette carte**

D'après la carte iso-épaisseur net occupé par les hydrocarbures (Fig.5.1), nous marquons E_h est moyenne dans le Sud-est et plus élevée dans le Nord-Ouest où il attendre 2.13m au puits OKS-04, mais faible à très faible au center et le Nord-Est.

Cette carte est les combinaisons des trois cartes: iso-épaisseur utile; iso-porosité; iso-saturation en hydrocarbure, qui monter la distribution du volume des hydrocarbures des niveaux productif spatialement dans la région Benkahla Sud.

V.2.3.3-Le troisième étape

Après la création de la carte, on a calculé le volume en place (le volume de bloc 3D inonder par l'hydrocarbure) à l'aide des instructions suivante dans surfer :

- ❖ Choisir menu Grid => volume => boîte de dialogue (choisir niveaux Z= 0) => OK

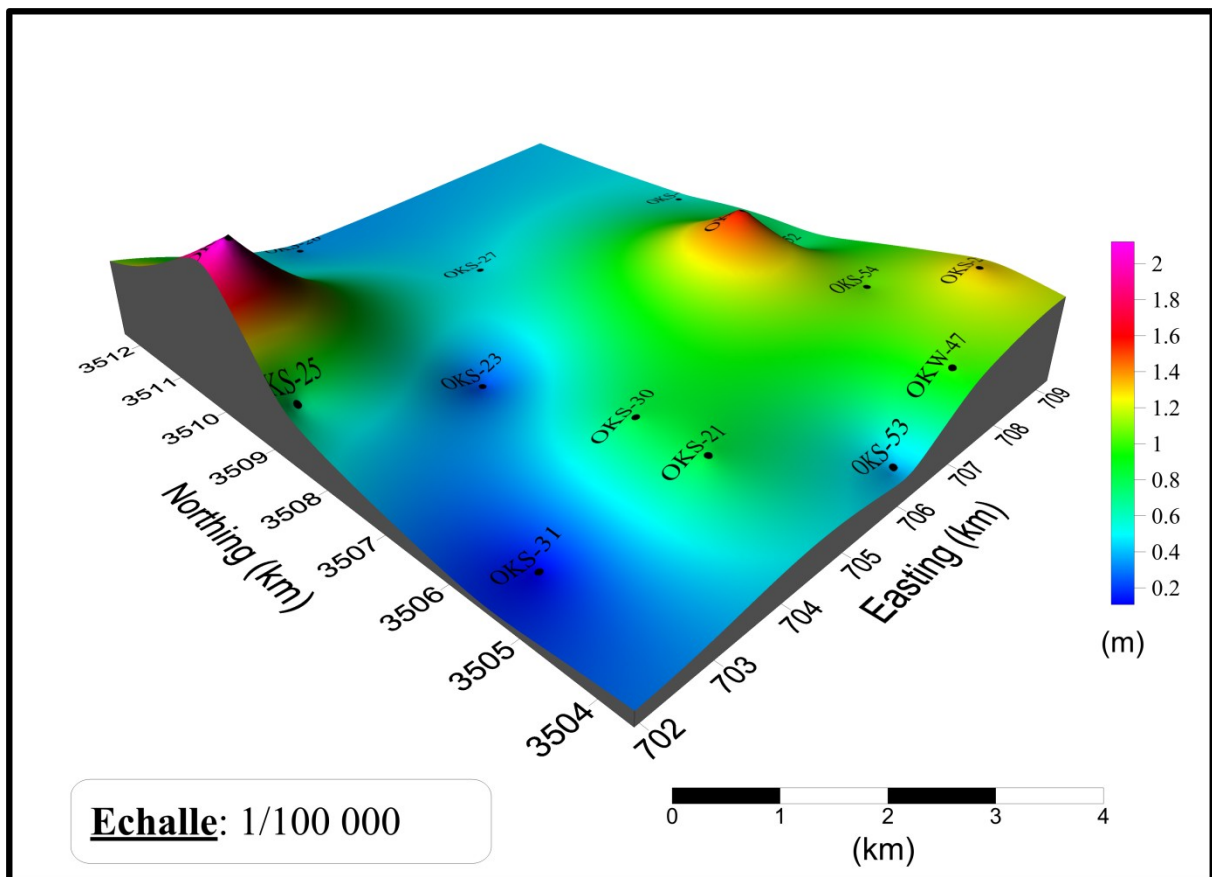


Fig.5.2 représentation 3D de la répartition du volume en place dans la région.

- ❖ On obtient sur les résultats du volume en place qu'il est délimité entre les deux interfaces: la base (Z= 0) et la surface créer.

- Le volume en place (OHIP: original hydrocarbures in place):

$$\text{OHIP} = 46365788.584834 \text{ m}^3 = 37556288.75371554 \text{ Tonnes d'huile.}$$

- Le volume récupérable (Qrec: quantité récupérable) exprimer par la relation suivant:

$$\text{Qrec} = \text{OHIP} \times \Theta \times \rho \times \gamma$$

OHIP: original hydrocarbure in place.

-**Coefficient de recalculé (Θ):** servant à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface, il est égal à $1/b$ et d'après Sonatrach $b = 0,66$ donc le coefficient de recalculé $\Theta = 1,5$

-**Densité moyenne (ρ):** la densité d'huile dans les conditions de la surface du sol, Sachant que la densité d'huile est de 0.81 t / m^3 .

-**Coefficient de récupération (γ):** c'est à dire le pourcentage d'huile qui pourra être extrait des gisements. Pour le calcul de ces réserves il faut déterminer le coefficient de récupération, le choix de la valeur de ce coefficient est fonction du régime de production :

- ❖ $\gamma = 60$ à 80% pour le régime de production hydraulique actif.
- ❖ $\gamma = 50$ à 70% pour le régime de production d'expansion par gaz cap.
- ❖ $\gamma = 20$ à 40% pour le régime de production par expansion des gaz dissous.
- ❖ $\gamma = 20 \%$ au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.[1]

Pour le gisement de Benkahla le régime de production adopté par Sonatrach est le régime par expansion des gaz dissous d'où la valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est de 30% , donc les réserves récupérables sont :

$$Q_{\text{rec}} = 46365788.584834 \times 1.5 \times 0.81 \times 0.3$$

$$Q_{\text{rec}} = 16900329.939171993 \text{ Tonnes d'huile}$$

III - Conclusion

Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves d'huile en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est:

- ❖ Minimiser l'incertitude et marche d'erreur ainsi que l'améliorer des résultats près à la nature.
- ❖ Fait comptant l'attribution les paramètres de calcul (épaisseur utile, porosité, saturation en hydrocarbures) à leurs répartition spatiale.
- ❖ Elle permet de visualiser la distribution le volume d'hydrocarbures dans la région.

Conclusion

Générale

Le gisement de Benkahla a commencé à exploiter depuis **1966**, d'après nos résultats, dans la partie Sud comprend environ de **46365788.584834 m³** de huile en place ce qui encourage les pétroliers à continuer l'exploitation et de chercher toujours des techniques d'amélioration de production dans ce gisement.

Ce gisement est subdivisé en cinq (05) unités, cette subdivision est faite selon quatre (04) types de corrélation: corrélation par litho-faciès, corrélation par la diagraphie, corrélation par électro-faciès, corrélation par la lithologie.

Les résultats d'interprétation des données diagraphiques et sédimentologiques des carottes montrent que le milieu de dépôt continental fluviatile à réseaux en tresse, comme on remarque que les séries sédimentaires approximativement similaires avec une intercalation des niveaux productives gréseux par des passages argileux.

L'analyse des mesures pétrophysiques sur les carottes extraites par des sondages réalisés dans la région de Benkahla Sud dans le réservoir (**TAGI**), a permis d'apercevoir une variation généralement asymétrique dans les histogrammes de leurs paramètres (porosité, perméabilité) effectués sur les puits de la partie Sud de Benkahla.

Le (**TAGI**) est caractérisé par les paramètres pétrophysiques suivants :

- ❖ Une porosité moyenne : **9.6%**.
- ❖ Une épaisseur utile : **12.49 m**.
- ❖ Une saturation en huile : **64.6%**.

Les corrélations des enregistrements diagraphiques modélisées dans les logiciels, ont montré l'aspect général de leurs variations ainsi que la répartition de ces éléments dans l'espace du gisement.

L'interprétation des cartes iso-valeurs des paramètres pétrophysiques et géométriques recueillies de diagraphie ont mis en évidence les zones favorables à l'exploitation tel que les deux parties Nord-Ouest et Sud-Est de Benkahla Sud.

SOMMAIRE

Résumé.....	I
Abstract.....	II
ملخص.....	III
Abréviation.....	IV
Liste des figures.....	V
Liste des tableaux.....	VI
Introduction générale.....	1
CHAPITRE I	
I.1-Cadre régionale.....	2
I.1.1-Généralité.....	2
I.1.2-Situation géographique bassin d'oued Mya.....	3
I.1.3-Situation géologique bassin d'oued Mya.....	3
I.2-Cadre locale.....	4
I.2.1-Situation géographique champ Benkahla (partie Sud).....	4
I.2.2-Localisation du champ Benkahla.....	5
I.3-Cadre géologique et tectonique.....	6
I.3.1-géodynamique du bassin de Oued Mya.....	6
I.3.2-Evolution structurale de gisement Benkahla.....	8
I.3.3-Stratigraphie de la région.....	9
I.3.3.1-Paléozoïque.....	9
Gothlandien.....	9
I.3.3.2- Mésozoïque.....	9
Jurassique.....	11
Crétacé.....	11
I.3.3.3-Tertiaire.....	12

I.4-L'aspect pétrolière	13
I.4.1-Les roches mères.....	13
I.4.2-Les roches réservoirs.....	13
I.4.3-Les roches couvertures	14
I.4.4-La migration.....	14
CHAPITRE II	
II. 1- Analyse pétrophysique	15
II.1.1- Introduction	15
II.1.2-Paramètres pétrophysique.....	15
II.1.2.1-La porosité (Φ).....	15
II.1.2.2-La perméabilité (K).....	16
II.2- Diagraphie	17
II.2.1-Introduction	17
II.2.2-Définition.....	17
II.2.3 -Diagraphie de résistivité	18
II.2.4 -Diagraphie nucléaire.....	18
II.2.4.1-La diagraphie du rayon gamma naturel (Gamma –Ray).....	18
II.2.4.2-Le CNL (compensated neutron log)	19
II.2.4.3-Diagraphie Sonique.....	20
II.2.4.4-La densité LDL (l'outil gamma-gamma):.....	21
II.3.1-Relations de calcul.....	22
II.3.2 Méthodologie	22
II.4-Cas du puits (OKW-47).....	23
II.4.1- Généralité sur logiciel Techlog.....	23
II.4.2-Étapes de calcul par le logiciel Techlog	23
II.4.3 Interprétation pétrophysique	24

II.4.3.1-Les résultats de l'interprétation diagraphique de Réservoir T.A.G .I du puits OKW 47 par du logiciel Techlog.....	25
II.4.4-Les résultats de l'interprétation diagraphique final du puits OKW-47	27
II.5 Conclusions et recommandations	28
CHAPITRE III	
III.1-Introduction.....	29
III.2-Notion théorique sur l'étude statistique	29
III.2.1-Définitions	29
III.2.2-distribution monovariées	29
Paramètres de position centrale.....	29
Paramètres de dispersion	30
Représentation graphique	30
III.2.3-distribution bivariées	30
III.3-Le démarche d'analyse	31
III.4- Le choix des puits.....	31
III.5-La description des représentations graphiques du puits.....	32
III.5.1- Le puits OKS 52	32
III.5.2- Le puits OKS 23	33
III.5.3- Le puits OKS 53.....	35
III.5.4-Le puits OKS-54.....	36
III.6-Corrélation entre la porosité et perméabilité dans les puits	37
III.6. 1- Le puits OKS-23.....	37
III.6. 2- Le puits OKS-52.....	38
III.6. 3- Le puits OKS-53.....	38
III.6. 4- Le puits OKS-54.....	39
III.7 - Conclusion	39
<u>CHAPITRE IV</u>	

IV.1- Introduction.....	40
IV.2.1-Les cartes 3D et 2D en isobathes au toit de la série inférieure	40
IV.2.2-l'interprétation de la carte isopaque de la séries inférieure	42
IV.2.3-La Carte en isopaque de l'épaisseur utile de la série inférieure	43
IV.2.4-interprétation de la carte iso-porosité d' épaisseur utile de la séries inférieure.....	44
IV.2.5-interprétation de la carte teneur en eau de l'épaisseur utile de la série inférieure	45
IV.2.6-interprétation de la carte iso-saturation en huile de l'épaisseur utile des séries inférieures	46
IV.2.7 interprétation de la carte de teneur en argiles d'épaisseur utile de la série inférieure	47
IV.3-Corrélation Diagraphique entre les puits Benkahla Sud.....	48
IV.3.1-Le principe de découpage	48
IV.3.2-Différentes corrélations effectuées dans le champ de Benkahla.....	48
IV.3.2.1-Corrélation par la lithologie	48
IV.3.2.2-Corrélation par litho-faciès.....	48
IV.3.2.3-Corrélation par la diagraphie	49
IV.3.2.4-Corrélation par électrofaciès	49
IV.4-La corrélation du Trias argilo-gréseux.....	50
IV.4.1-Les objectifs de la corrélation diagraphie.....	50
IV.4.1-Profil (AB).....	52
IV.4.3-Profile (CD).....	54
IV.5-Conclusion	57
 <u>CHAPITRE V</u>	
V.1-Introduction	58
V.2-Classement des réserves et méthode de calcul	58
V.2.1- Type de réserve	58
V.2.2-La méthode de calcul.....	58

V.2.3-L'application de la méthode.....	60
V.2.3.1-La première étape	60
V.2.3.2-La deuxième étape	60
V.2.3.3-Le troisième étape.....	62
III - Conclusion	63
Conclusion générale.....	64

BIBLIOGRAPHIE

- [1] **BELAGAL F.**(2015)Contribution l'étude pétrophysique de réservoir trais argileux gréseux inferieur en gisement Benkahla (centrale),Univ . Ouargla n° 41-80p
- [2] Document. (2013) Schlumberger .Help of logiciel Techlog.(instruction dans logiciel Techlog)
- [3] **Cossé, R.** 1988. Le gisement ; édition Technip.
- [4]**MEBROUKI N.** (2015) Etude géologique de l'extension de la zone de Benkahla le model géologique du gisement. Mémoire Univ .Ouargla n° 25-50p
- [5] **M.RADJA et A.KADRI** Rapports de fin de sondage des puits .duSud Benkahla (8 rapports).
- [6] **Serra,O.** (1979). Diagraphie différées, Base de l'Interprétation des données diagraphiques, Tome 2, SNEAP. P PAU-France.
- [7] Sonatrach. (2012).Corrélation Diagraphique des Corps Gréseux entre les Puits.
- [8] Géologie d'Algérie. (1995). Sonatrach n° 4-75p
- [9] Sonatrach.(2012) Rapports d'analyses pétrophysiques des puits de Benkahla.OKS 21, OKS 53, OKW 47 et OKS 54.Gisement de Haoud Berkaoui.
- [10] Sonatrach. Document. Devisions de production. Présentation générale de champ de Berkaoui.
- [11] Sonatrach. Document. Division Production. Stratigraphie champ de Haoud Berkaoui
- [12] Sonatrach(2009) document théorique notion d'interprétation diagraphique.
- [13] **Rahmani.EH et Bessai H.** (2000)mémoire. L'étude sédimentologie UMBB.
- [14] **WEC** (Sonatrach-Shlumberger). 2007. "WELL EVALUATION CONFERENCE ALGERIA" n° 23-26p
- [15] **Z. Abderrahmane.**(2000) mémoire. Caractérisations des paramètres pétrophysique de TAGI dans la région de Berkaoui UMBB.