

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -

FACULTE DES HYDROCARBURES ET LES ENERGIES RENOUVABLE 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

**CARACTERISATION DES PARAMETRES
PETROPHYSIQUES DE LA SERIE INFERIEURE
DU CHAMP DE HAUD BERKAOUI
PAR METHODE GEOSTATISTIQUE**

Réalisé par : BOUKLILA ABDEL HAMID

Devant le jury :

	NOM ET PRENOM	GRADE	UNIVERSITE
Président :	AISSANI BELKACEM	M C A	UKMO
Promoteur :	A-HALIMI FAHIMA	M A A	UKMO
Examineur :	SAHRI LIELA	M A A	UKMO

Année Universitaire : 2013/2014

Remerciements

Je tiens à remercier avant tout Dieu tout puissant de m'avoir donné le courage de terminer mes études.

Je tiens à remercier en premier lieu et très chaleureusement mon promoteur Mme. FAHIMA H Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux conseils, pour son esprit et sa disponibilité. Grâce à lui, mon travail s'est déroulé dans les meilleures conditions possibles.

Un grand merci mes professeurs pour votre volonté, votre conscience professionnelle et votre sérieux.

Sans oublier mes parents qui m'ont apporté tous leurs appuis et leur soutien ainsi que leur encouragement.

Je remercie toutes personnes qui m'ont aidé de près ou de loin.

HAMIDE BOUKILA

SOMMAIRE

Remerciement
Dédicace
RESUME

INTRODUCTION.....	01
I- Situation géographique	02
CHAPITRE I GEOLOGIE	
I -Géologie régionale.....	03
I.1.Aperçu géologique du bassin d'Ouad Mya.....	04
I.2-Tectonique.....	05
I.2 GEOLOGIE LOCALE.....	07
I.2.1. Lithostratigraphie.....	07
I.2.2 Systèmes pétroliers.....	15
I.2.3. Tectonique locale.....	19

CHAPITRE II: METHODES DE TRAITEMENT STATISTIQUE ET GEOSTATISTIQUE

I. RAPPEL SUR LES METHODES STATISTIQUES.....	22
I.1.1. -Statistique monovariée.....	22
I.1.2. - Statistiques bivariées.....	22
II. RAPPEL SUR LA METHODE DE TRAITEMENT GEOSTATISTIQUE.....	23
II.1.1Définition.....	23
II.2.2La variographie.....	23
III.Le krigeage.....	26
IV.LOGICIELS UTILISE	28

V. Historique de région et recherche	29
---	-----------

CHAPITRE III TRAITEMENT STATISTIQUE ET GEOSTATISTIQUE

I.TRAITEMENT STATISTIQUE.....	31
--------------------------------------	-----------

I.1.1 Traitement statistique monovariabile.....	31
--	-----------

I.1.2 Histogramme.....	31
-------------------------------	-----------

I.1.3. Graphes de probabilités.....	32
--	-----------

I.2.1. Traitement statistique bivarié.....	33
---	-----------

II- TRAITEMENT GEOSTATISTIQUE.....	34
---	-----------

II.1.1. variables régionalisées (k, ϕ).....	34
--	-----------

II. 2.2 Variographie.....	34
----------------------------------	-----------

III. Krigeage et cartographie	37
--	-----------

CONCLUSIONS

BIBLIOGRAPHIE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABELAUX

RESUME

L'industrie pétrolière est un pilier de l'économie mondiale. L'or noir est une source majeure d'énergie. Le Sahara algérien est riche en pétrole. Elle est subdivisée en un certain nombre de bassins qui renferment un certain nombre de champs dont celui de Haoud Berkaoui objet de notre étude. Afin d'augmenter la qualité du réservoir une étude des paramètres pétrophysiques a été effectuée, l'étude géologique a permis de déterminer le système pétrolier, et la structure du champ.

Le traitement statistique monovarié a permis de calculer la valeur moyenne de la porosité et de la perméabilité. Le traitement statistique bivarié a permis de déterminer une corrélation entre la porosité et la perméabilité.

Les variogrammes directionnels de la porosité et de la perméabilité ont été calculés et ajustés par des modèles théoriques. Les résultats des variogrammes ont été utilisés pour le Krigeage ordinaire par blocs de 250x250m. Ce qui a permis de cartographier la distribution des valeurs de la porosité et la perméabilité.

Les zones les plus potentielles ont été déterminées.

Mots clé : système pétrolier, paramètres pétrophysiques, variogramme, krigeage ordinaire, cartographie

ملخص

الصناعة البترولية هي عماد الاقتصاد العالمي, الذهب الاسود هو مصدر شامل لطاقة, الصحراء الجزائرية غنية بالبترول, و هي تنقسم لعدة احواض ترسيبية والتي تضم بدورها العديد من الحقول البترولية والتي منها حوض بركاوي موضوع دراستنا .
بغرض الرفع من نوعية الخزان اجریت دراسة للخصائص البترفزيائية , الدراسة الجيولوجية تسمح بتحديد النظام البترولي وبنية الحقل.

المعالجة الاحصائية للمتغير الاحادي تسمح بحساب القيمة المتوسطة لخاصياتي المسامية و النفاذية, المعالجة الاحصائية لثنائي المتغير تسمح بتحديد العلاقة التتبعية بين المسامية والنفاذية. الفريوغرام الموجه للمسامية والنفاذية حسب و عدل وفق نوع نظري, النتائج المحصل عليها استعملت في الكريجاج العادي الصفائح $250*250$ م, هذا يسمح بإنشاء خرائط التوزيع لقيم خاصيتي المسامية والنفاذية.

تحديد المناطق الاكثر نجاعة بالنسبة للخاصيتان الكريجاج, البتروفيزيائية , الفاريوغرام الكلمات المفتاح: النظام البترولي, الخصائص الخرائط, العادي انشاء

INTRODUCTION

L'industrie pétrolière est un pilier de l'économie mondiale. L'or noir est une source majeure d'énergie. Le Sahara algérien est riche en pétrole. La plate forme saharienne est une région très vaste et stable qui a été modelée dès le Paléozoïque. Elle est subdivisée en un certain nombre de bassins.

Parmi ces bassins, il y a celui d'Oued Mya il renferme un certain nombre de champs dont celui de Haoud Berkaoui. A ce champ appartient le réservoir TAGI (série inférieure) qui est l'objet de notre étude. Ce réservoir découvert en 1966 la compagnie Française (CFPA) en 1966 à ce jour plus de 100 puits ont été implanté par SONATRACH et ses partenaires pour le développement de la prospection et la production de ce réservoir en raison la hausse de prix les produits énergétique.

Un traitement statistique à été fait sur les données des paramètres pétrophysiques contrôlant la répartition des hydrocarbures pour ressortir les relations.

Les variogrammes expérimentaux de surfaces et directionnels de ces paramètres ont été calculés et ajustés à l'aide de modèle théorique. Le krigeage ordinaire a été effectué. Les zones les plus potentiels en hydrocarbure ont été déterminées.

Les résultats sont présentés dans le présent mémoire de 41 pages dont plus de 22 figures et 08 tableaux. Il est structuré en une introduction, une partie consacré à la géologie, une deuxième rappelant les méthodes utilisées une troisième consacré aux études statistiques et géostatistiques et des conclusions.

I- Situation géographique

Le champ de Haoud Berkaoui se situe au Nord-Est du Sahara algérien, à 590 km environ au Sud-Est d'Alger, 23 Km au Sud-Ouest de Ouargla, et 100km à l'Ouest de Hassi Messaoud (Fig. 1).

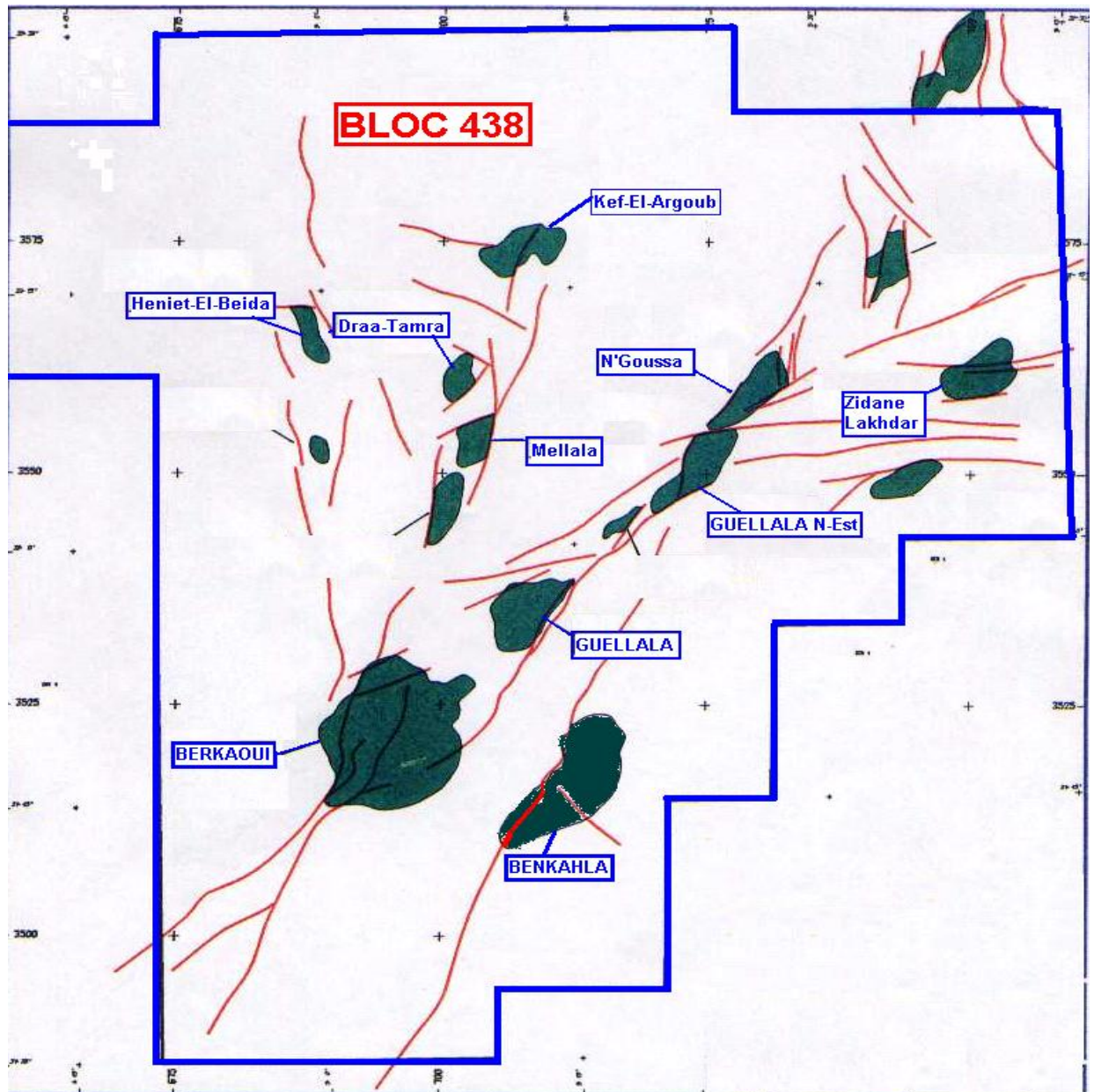


Fig . 1.- Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui.

CHAPITRE 1 GEOLOGIE

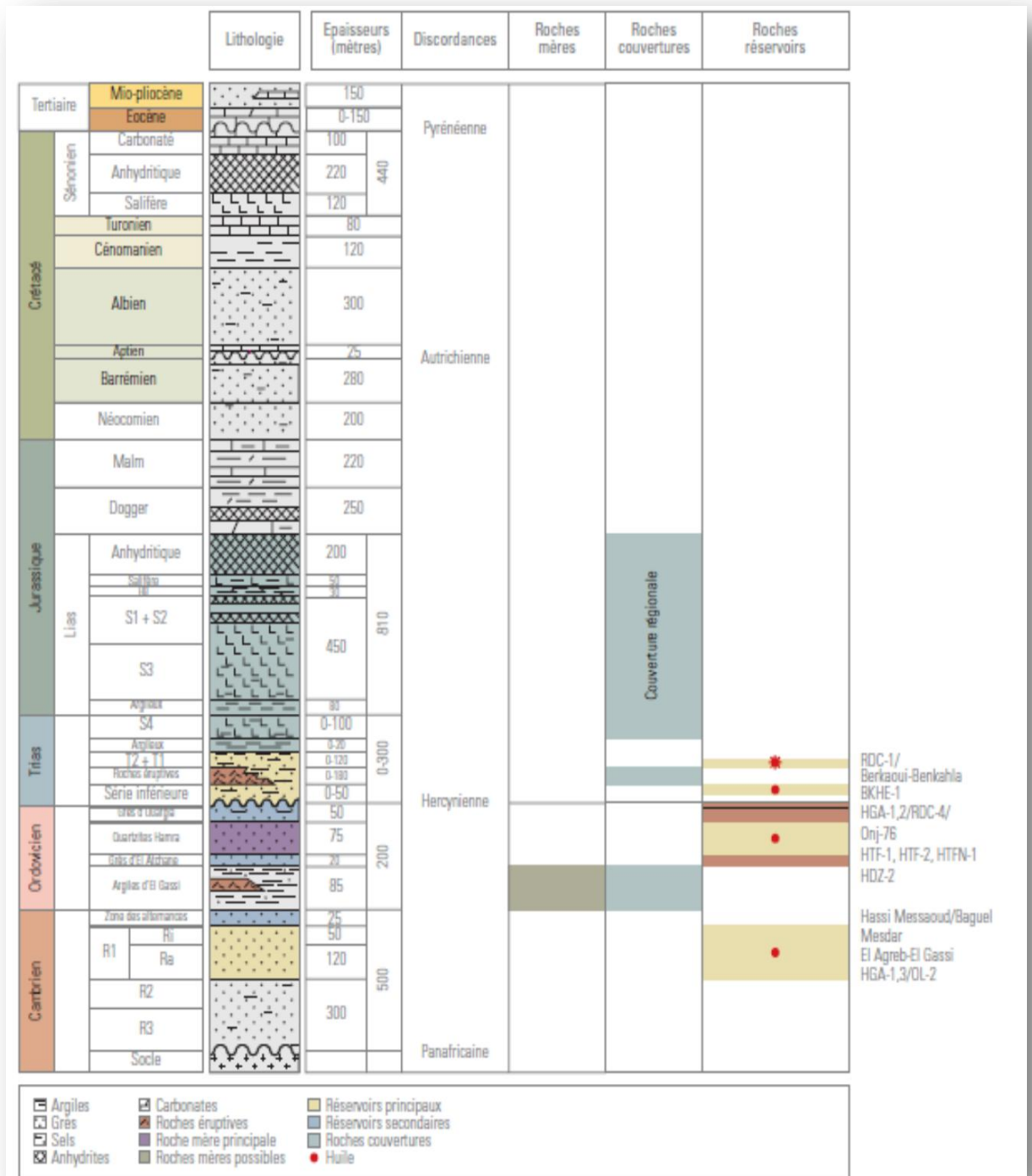
I -Géologie régionale

La structure de Haoud Berkaoui se trouve dans le bloc N438 (Fig. 2) au Nord-Est de la dépression d'Oued Mya, dans la partie la plus subsidente orientée Nord-Est/Sud-Ouest, séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au Sud-Ouest et de 8 à 10 Km au Nord-Ouest.



I.1-Aperçu géologique du bassin d'Oued Mya

Dans la partie septentrionale de la plate-forme (Oued Mya), la série sédimentaire type dont l'épaisseur peut atteindre 6 000 mètres (Fig.3), présente des dépôts paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien. Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une mince série détritique du Mio-Pliocène. Les séries sédimentaires caractéristiques des bassins d'Illizi et de Berkine, dont l'épaisseur augmente du sud vers le nord de 2 500 à plus de 6 000 mètres, présentent une série paléozoïque complète discordante sur le Précambrien, suivie de nouveau en discordance (hercynienne) par une série mésozoïque aussi complète, puis un Mio-Pliocène peu épais. Les formations mésozoïques affleurent au centre du bassin d'Illizi où elles sont en partie détritiques à la base. En ce qui concerne Berkine, les dépôts du Mésozoïque sont surtout caractérisés par une série argilo-détritique et évaporitique sur l'ensemble du bassin.



r

a

phie de bassin de Oued Mya

I.2-Tectonique

Sur le plan structural, le bassin d'Oued Mya a été affecté principalement par les deux cycles orogéniques : hercynien et alpin. Le premier est caractérisé par des phases essentiellement compressives, responsables d'une surrection importante suivie d'une intense

érosion marquée par la disparition de la majorité des dépôts paléozoïques notamment sur les axes Nord-Est/Sud-Ouest d'El Gassi-Hassi Messaoud. Le second cycle est caractérisé par des phases compressives et distensives favorisant une sédimentation très active et le déplacement de l'axe de subsidence du bassin vers l'Est.

Les phases compressives avaient pour effet la structuration du bassin, avec la formation des bourrelets de Haoud Berkaoui et d'Erg Djouad, qui a débuté au Barrémien et a pris la forme définitive à la fin de l'Eocène.

Les failles qui sillonnent la structure sont liées aux phases distensives d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest (Fig.2) qui ont débuté au Trias et ont pris fin à la fin du Miocène

Les différentes phases tectoniques ayant affecté la région se résument dans le tableau 1.

Ces phases tectoniques se subdivisent en deux types :

-Celles antérieures ou synsédimentaires aux dépôts, qui sont la cause principale du façonnement du paléo-environnement, contrôlant donc la sédimentation du Trias argilo-gréseux inférieur.

-Celles postérieures aux dépôts, causant les différentes déformations structurales des séries, modifiant ainsi leurs structures internes et leurs caractéristiques pétrophysiques.

Tableau. 1 : différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Haoud Berkaoui

Phase	Age	Type	Direction
Panafricaine		compressive	Est-Ouest
cambro-ordovicienne	Cambro-Ordovicien	distensive	NW-SE
Taconique	Ordovicien supérieur	compressive	Nord-Sud
Calédonienne		compressive	Est-Ouest
Dévonienne	Dévonien inférieur	distensive	NW-SE
hercynienne précoce		compressive	Nord 40°
hercynienne principale	Carbonifère sup-Permien	compressive	Nord 120°
Trias-Lias		distensive	NW-SE
Autrichienne	Crétacé terminal	compressive	Est-Ouest
Eocène	Eocène	compressive	Nord-Sud
Miocène	Miocène	compressive	N-S, NW-S
Villafranchienne		compressive	Nord-Sud

I.2 GEOLOGIE LOCALE

I.2.1. Lithostratigraphie

La série sédimentaire dans la région est composée par trois (3) principaux cycles ; le Paléozoïque, le Mésozoïque, et le Cénozoïque. Le Paléozoïque, dont le Silurien est le premier terme rencontré immédiatement sous la discordance hercynienne et le Mésozoïque transgressif est discordant sur le Paléozoïque

(Fig .4)

I.2.1.1 Paléozoïque

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

A. Cambrien

C'est une série gréseux-conglomératique, d'origine fluviale, celle-ci est bien connue dans la région d'Oued Mya, où les réservoirs p nproductifs d'huile sont classiquement subdivisés en plusieurs membres lithologiques différents, par leur qualité réservoir, on distingue : **R₃, R₂, R_a, R_i**.

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

- **Le membre R₃**

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

- **Le membre R₂ + R_a**

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

- **Le membre R_i**

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

B. Ordovicien

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

B.1. Ordovicien inférieur

- **Trémadoc** : C'est une zone d'alternances, constitue la zone de transition progressive des conditions continentales à marines, représentée par des grès fins à très fins, blancs à gris clair, argileux micacés, avec des passées à bancs d'argiles noires, indurées, silteuses et micacées.
- **Les argiles d'El Gassi** : Sont des argiles noires et parfois gris foncée, indurées et silteuses, légèrement pyriteuses, avec des passées de grès blancs, moyennement consolidés, contenant de la glauconie. On y rencontre aussi des débris de brachiopodes bitumineux, légèrement feuilletés.
- **Les grès d'El Atchane** : Sont des grès quartzitiques à quartzites, gris foncé, très fins à fins, à glauconie et à de nombreux minéraux lourds, avec des intercalations d'argiles noires.
- **Les quartzites de Hamra** : Ce sont des grès quartzitiques à quartzites, généralement avec des fissures, gris, blancs, fins à moyens, à grains sub-arrondis, mal classés, avec de nombreuses passées d'argiles fossilifères.
- **Les grès d'Ouargla** : Représentés par des alternances de grès blancs, fins à moyens, sub-anguleux à sub-arrondis, avec des argiles de couleur gris noir, indurées, silteuses et micacées, légèrement carbonatées, ils atteignent une épaisseur de 110 m.

B.2. Ordovicien moyen

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

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

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

B.3. Ordovicien supérieur

- **Les argiles microconglomératiques** : L'Ordovicien supérieur est caractérisé à l'échelle saharienne par des environnements de dépôt à influences glaciaires qui, dans ce secteur très septentrional, se traduisent surtout par le dépôt des argiles microconglomératiques, constitué d'argiles marines, noires, indurées, micacées, pyriteuses, à gains de quartz sub-anguleux à anguleux, lâchés par des icebergs au cours de leur dérive et leur fonte. La partie médiane de cette série est caractérisée par la présence d'un banc gréseux.

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

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

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

C. Silurien

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

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

Parfois ces argiles siluriennes deviennent plus marneuses à calcaire organogène, avec la présence de dolomie fortement argileuse. La formation des argiles radioactives du Silurien constitue la roche mère principale de la région et présente de très bons paramètres géochimiques, l'excellent potentiel pétrolier initial de cette roche mère s'applique à l'ensemble de la formation puissante de 50 à 70 m, ce qui est tout à fait remarquable pour une

roche mère d'une telle richesse. La majorité des auteurs ont classé ces argiles noires comme étant roches mères génératrices d'énormes quantités d'hydrocarbures, qui ont ensuite migré vers les roches magasins du Trias argilo-gréseux, son épaisseur moyenne est de l'ordre de 200 m environ.

I.2.1.2. Mésozoïque

Reposant en discordance sur les terrains paléozoïques, le Mésozoïque transgressif est bien développé dans la province triasique, cet horizon caractéristique marqué par la discordance hercynienne a été identifié et marqué par la sismique, communément appelé horizon «X» par les sismiciens (fig.3).

A. Trias

Composé de deux (2) termes : l'un inférieur terrigène, et l'autre supérieur salifère. Le terme inférieur est représenté par des roches argilo-gréseuses, connu sous l'appellation de Trias argilo-gréseux.

A.1. Trias argilo-gréseux : Ce Trias est d'origine continentale, constituant le réservoir principal du gisement de Haoud Berkaoui, son épaisseur est d'environ 225 m, il se compose de bas en haut de : (Fig.).

- 1- La série inférieure ;
- 2- La série éruptive ;
- 3- Le Trias gréseux : T₁ ;
- 4- Trias gréseux : T₂.

Le trias joue aussi le rôle de couverture Cette couverture comporte différentes unités, notamment pour le Trias, elle se compose de deux grands ensembles sédimentaires, on y distingue de bas en haut :

- Le Trias argileux salifère.
- Le Trias salifère.

B. Jurassique

Son épaisseur est de l'ordre de 850 m, il se compose de bas en haut des dépôts suivants :

B.1 - Lias : comportant deux séries :

- **Lias (S1 +S2) :**

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

➤ **Lias S3**

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

B.2. Dogger

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

B.3. Malm

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

C. Crétacé

On distingue de bas en haut :

C.1. Néocomien

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

C.2. Barrémien

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

E. Aptien

Représente la barre carbonatée dolomitique et microcristalline, se trouvant entre les deux masses grésos-sableuses continentales de l'Albien et du Barrémien, sur lequel il est discordant, en d'autres termes, la limite inférieure de l'Aptien a été prise à la base de la barre carbonatée qui se situe au dessus de la discordance autrichienne, tandis que la limite supérieure se situe au dessus de cette barre. D'environ 20 à 30 m d'épaisseur, ce dépôt marin caractéristique d'une plate forme à grande étendue reposant généralement sur l'ensemble du Barrémien dans la province triasique.

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

-Un faciès généralement plus carbonaté, avec des carbonates francs couvrant la partie nord et centrale de la plate forme saharienne ;

-Un faciès argilo-sableux dans la partie sud et sud-ouest. Dans le champ du Haoud Berkaoui, la barre de l'Aptien est représentée par une alternance de dolomies, d'argile et de calcaire à très rares intercalations de sables et de marnes silteuses.

F. Albien

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

J. Cénomanién

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

Une variation de faciès est notée du Sud au Nord :

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

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

H. Turonien

Son épaisseur moyenne peut atteindre 60 m, il est constitué d'un dépôt marin de calcaire crayeux, beige, légèrement dolomitique au sommet et de fines passées de marne grise, tendre à pâteuse. Au Turonien, le régime marin s'est stabilisé, permettant le dépôt d'une barre calcaire homogène atteignant par endroits, plus de 100 m d'épaisseur. La transgression marine turonienne est venue comme la précédente, du Nord-Est. Du Sud au Nord, le Turonien passe d'un faciès légèrement lagunaire (marnes vertes à anhydrites du Tadmaït et Tinhert) à

un faciès marin franc. Cette variation de faciès s'accompagne d'un épaissement des sédiments.

I. Sénonien

Il comprend les formations suivantes :

i-1- Sénonien carbonaté

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

i-2-Sénonien lagunaire

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

I.2.1. 3 Cénozoïque

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

STRATIGRAPHIE		PROF(m)	LITHO	Descript	Couvr	PROGRAMME DE FORAGE	PROGRAMME BOUE
TER	Miocène	Surf		Sables&Grès		35m 5" x 1 5/8"	I / Boue Bentonitique D : 1.0
				Grès&Calc			
CRETACE	Sén Carbon-			Calc&Dolom-		211m 17" 1/2 x 13" 3/8" 12" 1/4 x 9" 5/8" 8" 1/2 x 7"	II / Boue Emuls.Invers D : 1.26
	Sén Anhydr-			Anh&Calc&A			
	Sén Salifère	401		Sel&Arg&Calc			
	Turonien	595		Calc&Mame-			
	Cénomanién	664		Anh&Arg&Cal			
	Albien	795		Arg&Grès&D			
	Aptien	1286		Calc&Mame-			
	Barrémien	1307		Grès&Arg&C			
	Néocomien	1625		Arg&Grès&C			
JURASSIQUE	Malm	1803		AllGrès&Arg		2295m Packer du liner 4" 1/2 à 3200m	III / BoueEmuls.Invers D : 1.26-1.28
	Dogger Argil-	2037		Grès&Arg&C			
	Dogger Lagu-	2180		Arg&Anhy&C			
	Lias Anhydr-	2287		Anhydr-&Calc			
	Lias Salifère	2550,5		Sel&Arg			
	Lias Horiz"B"	2604		Cal&Arg&Anh			
	Lias S1+S2	2633		Sel&Arg			
	Lias S3	2859		Sel&Arg			
	Lias Argileux	3066		Arg&Sel			
TRIAS	Argilo-Sal S4	3130		All&Sel&Arg		3245m	IV / BoueEmuls.Invers D : 1.95
	Argiles Infér-	3174,5		Argiles			
	T2	3193		Grès&Arg			
	T1	3223,5		Grès&Arg			
	Roches Erup-	3237,5		Eruptif			
	Série Inf (SI)	3265		Grès&Arg			
PALEOZOÏQUE INF	Devonien Inf	3312		ArgGris-N		6" x 4" 1/2 crépines de 3818m 3920m 3980m	IV / BoueEmuls.Invers D : 1.52
	Silurien	3423,5		ArgRadioa			
	(O)D-M'kratta	3485,5		Grès Qz			
	(O)Arg.microc.	3497,5		Argiles			
	Grès de Oued Saret	3593		Grès+Arg			
	Argiles d'Azzel	3648		Argiles			
	Grès de Ouargla	3694		Grès+Arg			
	Quartz-de Hamra	3830,5		GrèsQzF			
	Grès d'elAtchane	3926		GrèsQz&Arg			
	Argiles d'El gassi	3975		Argiles			
	Profond-Finale	3984,5					

Fig.4- La colonne lithostratigraphique du champ de Haoud Berkaoui (Le puits BKP1) (SONATRACH)

I.2.2. Systèmes pétroliers

I.2.2.1. Les roches réservoirs

Le Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs, constitués par les séries suivantes :

1- La série inférieure,

2- Le Trias T₁,

3- Le Trias T₂.

Dans la dépression d'Oued Mya, les réservoirs triasiques sont classiquement subdivisés en trois termes (Fig.4) dont les domaines d'extension sont assez semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leurs qualités 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 région d'Oued Mya vrai semblablement en liaison avec le paléo-môle du Hassi Messaoud, ainsi que cette série constitue le principal réservoir des gisements de Ben Kahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie du bloc 438.

Cette formation est considérée comme l'équivalent du Trias argilo- gréseux inférieur (TAGI) du bassin de Ghadamès.

- **L'unité T₁ :** dans laquelle sont développés de très intéressants réservoirs dans la partie ouest du bassin (réservoir B et C). Au contraire, dans le sillon d'Oued Mya, les niveaux réservoirs de cette unité sont fortement réduits (réservoir T₁) au-dessus d'une série éruptive très développée dans ce secteur en relation avec les jeux en distension des trends structuraux majeurs.

Cette unité est l'équivalent du Trias carbonaté du bassin de Ghadamès et des réservoirs du Trias intermédiaire de la région de Rhourde Nouss.

- **L'unité T₂ :** dans laquelle se développe le réservoir « A » particulièrement important au niveau du gisement de Hassi R'mel et rapidement dégradé par ailleurs, en particulier par cimentation salifère généralisée au niveau du bloc 438.

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

Le contact huile / eau est évalué à -3325 m pour le champ de Haoud Berkaoui.

I.2.2. 2- Roches mères

L'importance de la série paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin, dont la plus riche est constituée par les argiles radioactives du Silurien, bien développées, mais affectée par une érosion intense sur de vastes secteurs de la région d'Oued Mya. en liaison avec la sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans cette région, ces argiles radioactives présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours du Paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure, sous l'effet de la subsidence mésozoïque.

Cette roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile, ce degré est plus élevé (zone à gaz) à l'Ouest de Hassi R'mel et au Nord du môle de Telemzane, où son enfouissement augmente vers le sillon sud atlasique.

Les argiles de l'Ordovicien, notamment les argiles d'Azzel et les argiles microconglomératiques sont aussi considérées et jugées comme intéressantes du point de vue richesse en hydrocarbures.

Une meilleure connaissance des caractéristiques de ces roches mères ordoviciennes serait indispensable tel guide pour l'exploration de cette vaste région, où les bons réservoirs du Trias (série inférieure) reposent directement sur le Cambro-Ordovicien érodé.

Les séries argilo-gréseuses du Dévonien inférieur et/ou Silurien constituent des roches mères au potentiel pétrolier moins défini. Ces dernières sont comprises entre les grés d'Ouargla et les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien supérieur et présentent d'importantes variations de faciès et d'épaisseur

L'immigration des H.C vers le réservoir TAGI à été fait au sien de barrémien

I.2.2. 3- Les roches couvertures

La couverture du Trias argilo-gréseux est parfaitement assurée à l'échelle régionale par une puissante série évaporitique représentée par environ 1000 m de sel et d'anhydrite, allant du Trias S₄ au Lias anhydritique. Au Sud de la région, cette couverture est directement transgressive sur le substratum paléozoïque, assurant ainsi la couverture des biseaux des différents réservoirs du Trias

I.2.2.4. Le système Piégés

Les principaux piège qui existant dans ce gisement en façon dominante sont des piège structuraux mais aussi il y a des piège stratigraphie et mixte.



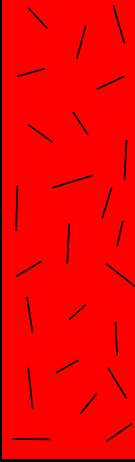
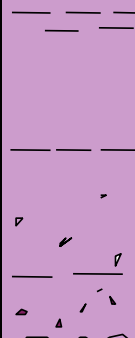
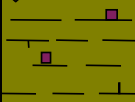
Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S	3400	Argilo-silteux		Altern.d'argile silteuse et de silts,passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	Argilo-silteux		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.	25 à 30 m
		Andesite		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	Grès		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdâtre .Presence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Fig .5- Section stratigraphique du Trias argilo-gréseux (SONATRACH)

Tableau 2. Les tops des formations champ de Barkaoui OKJ-21

PUITS	FORMATION TRAVERSÉE	TOIT(m)	MUR(m)	Epaisseur(m)
OKJ-21	<i>Mio-pliocene</i>	0	62	62
	<i>Senonien.carbonate</i>	62	211	149
	<i>Senonien.Anhydritique</i>	211	428	217
	<i>Senonien salifere</i>	428	631	203
	<i>Turonien</i>	631	699	68
	<i>Cenomanien</i>	699	888	189
	<i>Albien</i>	888	1310	422
	<i>Aptien</i>	1310	1336	26
	<i>Barremien</i>	1336	1693	357
	<i>Neocomien</i>	1693	1852	159
	<i>Malm</i>	1852	2079	227
	<i>Dogger argileux</i>	2079	2228	149
	<i>Dogger lagunaire</i>	2228	2338	110
	<i>Lias anhydritique</i>	2338	2605	267
	<i>Lias salifere</i>	2605	2665	60
	<i>Horizon B</i>	2665	2692	27
	<i>Sel+Anhydrite</i>	2692	2770	78
	<i>Sel massif II</i>	2770	3177	407
	<i>Argiles superieures</i>	3177	3247,5	70,5
	<i>Argilo salifere</i>	3247,5	3299	51,5
	<i>Argiles inferieures</i>	3299	3317	18
	<i>T2</i>	3317	3345	28
	<i>T1</i>	3345	3365	20
	<i>Andesites</i>	3365	3432	67
	<i>Serie inferieure</i>	3432	3481,5	49,5
	<i>Gothlandien</i>	3481,5	3550	68,5

I.2.3. Tectonique

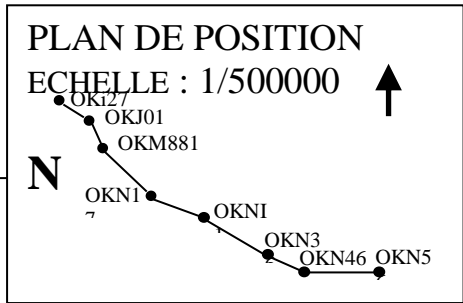
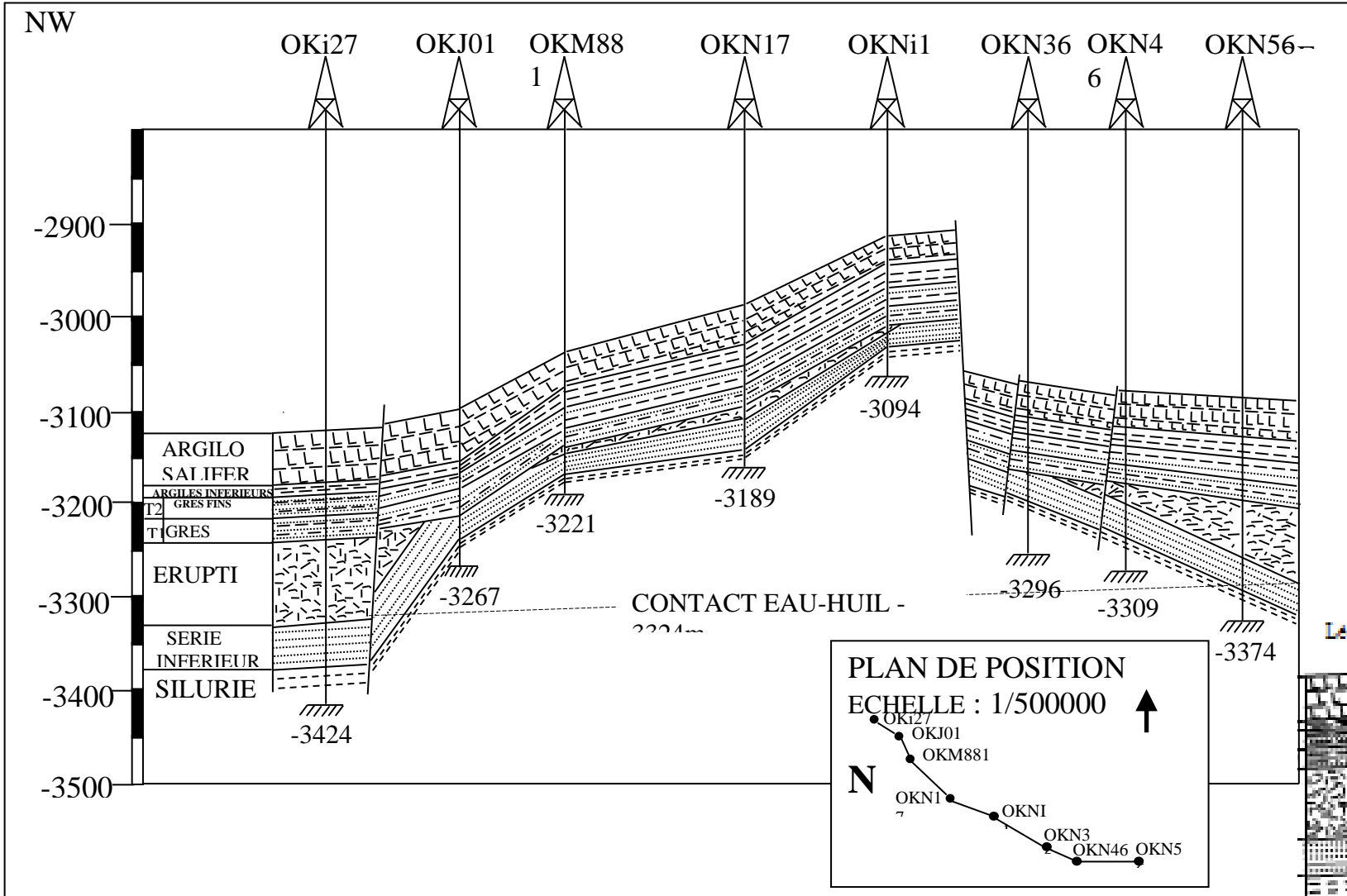
Les failles affectant la structure de Haoud Berkaoui dans la même direction structurale sont soit normales, soit inverses en changeant d'azimut de pendage.

Celles qui affectent les flancs sont dans la plupart des cas de moindre rejet, ne dépassant pas 30 m au voisinage d'OKN76, et la seconde faille majeure qui traverse la structure du Nord au Sud, affecte le flanc avec un rejet de 60 m, à proximité du puits OKJ41.

Deux autres failles de ramifications accompagnent la faille majeure, affectent l'anticlinal de Haoud Berkaoui au voisinage du puits OKN36 (Fig.6), avec des rejets respectifs de 10 m et 20 m. La faille qui passe à proximité de OKNi06 a par contre un rejet de 30m affectant le flanc Sud-Est de l'anticlinal

ECHELLE HORIZONTALE : 1/50000

ECHELLE VERTICALE : 1/5000



- Legendes
- ARGILE SALIFERE
 - Argile inferieur
 - T2 Gres fine
 - T1 Gres Argilo
 - Andesite
 - Argilo-gréseux
 - Argile noir

Nor Fig.6 - Coupe géologique à travers les puits : OKi27, OKJ01, OKM881, OKN17, OKNi1, OKN36, OKN46, OKN56. **Sud**

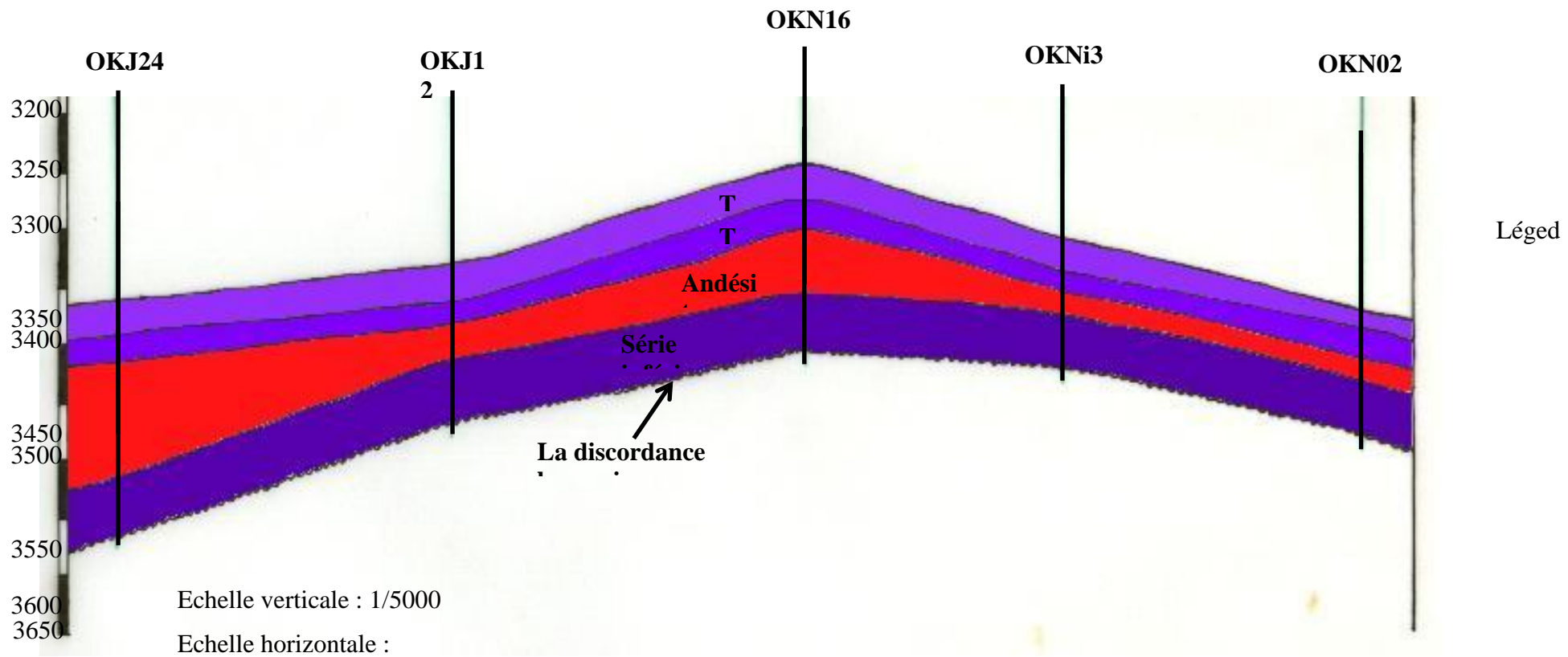


Fig.7. - Coupe géologique de direction Nord-Sud du champ de Haoud Berkaoui à travers les puits OKJ24, OKJ12, OKN16, OKNi3, OKN02.

**CHAPITRE II:
METHODES DE
TRAITEMENT
STATISTIQUE ET
GEOSTATISTIQUE**

I. RAPPEL SUR LES METHODES STATISTIQUES

I.1.1. -Statistique monovariabile

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées (paramètres de position centrale et de dispersion).

I.1.2. - Statistiques bivariées

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

1. La covariance entre deux éléments (X, Y)

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

$$Cov(X,Y) = E(XY) - E(X).E(Y)$$

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

E(X) - Espérance mathématique de X.

E(Y) - Espérance mathématique de Y.

-2. – le coefficient de corrélation simple

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

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

Exemple : La corrélation entre deux éléments chimiques K et Φ est calculé par :

$$\varphi(K, \Phi) = \frac{cov(K, \Phi)}{\sigma_K \cdot \sigma_\Phi}$$

Généralement la signification du coefficient de corrélation simple dépend du nombre de données (tableau3).

Exemple: si $n = 200$; coefficient de corrélation n'est significatif que s'il supérieur ou égale à 0.14

Si $\rho \longrightarrow 0$ - la corrélation est nulle : quand la valeur de x croit celle de y peut aussi bien diminuer qu'augmenter.

Si $\rho \longrightarrow + 1$ - la corrélation est positive : quand la valeur de x croit celle de y aussi.

Si $\rho \longrightarrow - 1$ - la corrélation est négative : d'une façon générale quand la valeur de x croit celle de y diminue.

Tableau 3 - Tableau de signification du coefficient de corrélation en tenant compte du nombre d'échantillon.

N	ρ	N	ρ	N	P
3	0.997	15	0.514	47	0.288
4	0.950	16	0.497	52	0.273
5	0.878	17	0.482	62	0.250
6	0.811	18	0.468	72	0.232
7	0.754	19	0.466	82	0.217
8	0.707	20	0.444	92	0.205
9	0.666	21	0.433	102	0.195
10	0.632	22	0.423	200	0.140
11	0.602	27	0.381	400	0.095
12	0.576	32	0.340	600	0.082
13	0.553	37	0.325	800	0.071
14	0.532	42	0.304	1000	0.063

II. RAPPEL SUR LA METHODE DE TRAITEMENT GEOSTATISTIQUE

II.1.1 Définition

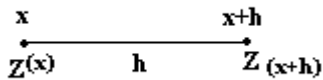
La géostatistique est définie comme étant la théorie des variables régionalisées (VR) et des fonctions aléatoires réparties dans l'espace. L'outil de base de la géostatistique est le variogramme que l'on utilise pour différents calculs, estimation et autres procédures.

II.2.2 La variographie

La variographie consiste à quantifier la variation des variables régionalisées dans différentes directions.

II.2.2.1 Le variogramme théorique

Considérons deux valeurs numériques, $Z(x)$ et $Z(x+h)$, implantées en deux points distants du vecteur h ,



On caractérise la variabilité entre ces deux mesures, par la fonction variogramme : $2\gamma(x, h)$, définie comme l'espérance de la variable aléatoire $[Z(x) - Z(x+h)]^2$

$$2\gamma(x, h) = E\{ [Z(x) - Z(x+h)]^2 \}$$

Le variogramme est donc une fonction du vecteur h ; il indique si les valeurs diffèrent beaucoup au fur et à mesure que la distance augmente, il révèle les particularités directionnelles du phénomène (si l'on examine dans différentes directions).

Le graphe de $\gamma(x, h)$ en fonction de h a les caractéristiques suivantes :

- 1- Il passe par l'origine (pour $h=0$; $Z(x+h) = Z(x)$) ;
- 2- C'est en général une fonction croissante de h ;
- 3- Dans la plupart des cas, il croît jusqu'à une certaine limite appelée **palier**, puis s'aplatit (Fig.08)

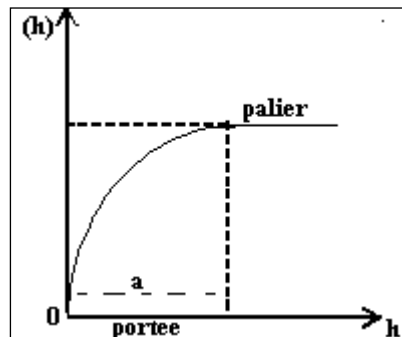


Fig.08 - Les caractéristiques du graphe $\gamma(x, h)$ en fonction de h

Si les valeurs moyennes des variables aléatoires sont égales quel que soit x alors on dit que la régionalisation est stationnaire. On aura donc :

$E\{Z(x)\} = m$; $m = Cte$ – Afin de pouvoir estimer le variogramme on admet une hypothèse dite : hypothèse intrinsèque selon lequel le variogramme dépend seulement du vecteur h module et direction.

II.2.2.2 Le variogramme expérimental

Le variogramme expérimental est calculé en utilisant la formule suivante :

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i + h) - Z(x_i)]^2 ;$$

Où x_i et $x_i + h$ sont des localisations des échantillons. La sommation est étendue à tous les couples de points $(x_i, x_i + h)$ distants de h , $N(h)$ représente le nombre de tels couples de points.

Exemple (Armstrong et Carignan, 1997)

Calcul du variogramme expérimental des données représentées sur la figure 09 (teneurs exprimées en %) pour les trois premiers pas.

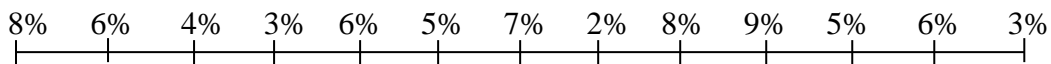


Fig. 09 : Profil d'échantillonnage à maille régulière

Les échantillons sont répartis régulièrement tous les cinq mètres (5m) le long d'une droite.

Pour le premier de variogramme, on a :

$$\gamma^*(5) = \frac{1}{2 \times 12} [2^2 + 2^2 + 1^2 + 3^2 + 1^2 + 2^2 + 5^2 + 6^2 + 1^2 + 4^2 + 1^2 + 3^2] = 4,625(\%)^2$$

De la même façon on obtient :

$$\gamma^*(10) = \frac{1}{2 \times 11} [114] = 5,18$$

$$\gamma^*(15) = \frac{1}{2 \times 10} [120] = 6,00$$

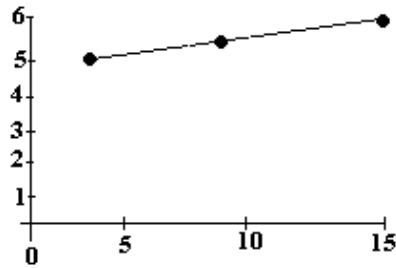


Fig.10 - Variogramme expérimental

Le résultat est un variogramme à un comportement linéaire (Fig.).

III. Le krigeage

Rappelons le concept de variance d'estimation

- Concept de variance d'estimation

Si Z est la valeur inconnue que l'on cherche à estimer par la valeur mesurée ou calculée Z^* . L'erreur commise est $[Z - Z^*]$. Comme Z est une V.A. alors Z^* et $[Z - Z^*]$ sont aussi des réalisations particulières de variable aléatoire.

L'erreur aléatoire $[Z - Z^*]$ est caractérisée par ses deux premiers moments :

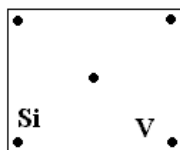
- Moyenne, $b = E\{[Z - Z^*]\}$, quand cette moyenne est nulle ($b = 0$), on dit que l'estimation est sans biais sinon l'estimation est biaisée.

- La variance d'estimation est définie comme étant : $\sigma_{Est}^2 = E\left\{[Z - Z^*]^2\right\} - b^2$

Si l'on dispose de N informations, l'estimateur est :

$$Z^* = Z_v = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Z(x_i)$$

Dans le cas où l'information disponible est représenté par N sondages :



Dans ce cas on démontre que la variance d'estimation s'écrit alors, en annotation symbolique:

$$\sigma_{Est}^2 = E\left\{Z_V - Z^*\right\}^2 = 2 \sum_i \lambda_i \bar{\gamma}(S_i, V) - \bar{\gamma}(V, V) - \sum_i \sum_j \lambda_i \lambda_j \bar{\gamma}(S_i, S_j)$$

Il faut signaler que cette formule est générale quelle que soient les géométries des informations S_i et quels que soient les pondérateurs λ_i .

Le non-biais doit cependant être assuré $E\{Z_V - Z^*\} = 0$, pour cela il suffit d'imposer la condition $\sum_i \lambda_i = 1$.

Cette équation admet comme solutions les N pondérateurs λ_i avec une condition unique celle du non biais. Elle admet donc une infinité de solutions (pondérateur moyenne arithmétique, inverse des distances, polygone d'influence,...). Cependant à chaque solution correspondrait une variance d'estimation. La meilleure solution c'est celle qui donne une variance d'estimation minimale.

Le formalisme mathématique de Lagrange donne la solution la plus optimale; il permet d'aboutir au système d'équations linéaires dit **système de krigeage ordinaire**.

- Système de krigeage ordinaire

Ce système permet donc de retrouver les N pondérateurs λ_i . Ces derniers, dit pondérateurs de krigeage, donnent la variance d'estimation la plus petite possible et elle est appelée variance de Krigeage. Ce système est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, v_j) + \mu = \bar{\gamma}(v_j, V) \\ \sum_{i=1}^N \lambda_i = 1 \end{array} \right\} \forall i = 1..N \dots et \dots j = 1..N$$

$$\sigma_k^2 = \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, V) + \mu - \bar{\gamma}(V, V)$$

Propriétés et remarques à propos du krigeage :

1 - Le système de krigeage est un système à N+1 équations à N+1 inconnues qui sont les N pondérateurs λ_i et μ qui est le paramètre de Lagrange.

2 - Le krigeage est un estimateur linéaire sans biais. C'est un interpolateur exact.

3 - Le système et la variance de krigeage rendent compte des 4 faits suivants :

a - de la géométrie du domaine à estimer - terme de $\bar{\gamma}(V, V)$.

b - de la géométrie entre estimant et estimateur - terme de $\bar{\gamma}(V, v_i)$

c - de la géométrie interne de l'information - terme de $\bar{\gamma}(v_j, v_i)$

d - de la structure sous jacente - terme de $\gamma(h)$.

Ce concept permet donc de calculer la variance d'estimation d'un volume V à partir de différentes géométries et dispositifs. Nous allons donc utiliser cette propriété pour calculer les variances d'estimation de différentes configurations et avoir une idée sur la maille de prospection.

IV. LOGICIELS UTILISES

Le traitement des données nécessite l'utilisation systématique de technique faisant appel à l'ordinateur.

Concernons le traitement statistique : deux approches statistiques ont été utilisées : la première sur le traitement monovarié, la deuxième sur le traitement bivarié.

Pour le traitement des données du secteur de Haoude Berkaoui nous avons utilisé des logiciels dont les principaux sont : Excel, statistica06, et surfer 08, et Variowin pour le traitement géostatistique (variographie).

IV. 1.1 - Excel

Excel est un tableur qui permet la saisie des données sous forme d'un tableau.

IV.1.2. - Statistica 06

Permet la saisie des données sous forme d'un tableau ainsi que le traitement statistique.

IV.1.3. - Surfer 08

Surfer 08 est un logiciel de cartographie automatique qui permet de tracer aussi les cartes d'isoteneurs des facteurs scores, et les cartes isoteneurs des paramètres pétrophysiques du secteur de Haoude Berkaoui.

IV.4.- Variowin

C'est un logiciel de géostatistique permettant le calcul des variogrammes de surface, et les variogrammes directionnel avec une tolérance choisie. Les derniers sont ajustés à l'aide de modèles théorique.

Dans notre étude il a été utilisé pour le calcul des variogrammes expérimentaux directionnels de la porosité et la perméabilité et leurs ajustement a un modèle théorique.

V. Historique de région et recherche :

La direction régionale de Haoud Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 Km du chef lieu de la wilaya d'Ouargla. La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km².

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963. C'était en mars 1965 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de Haoud Berkaoui localisant une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API (d = 0.8) dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA). Ce forage à atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne).

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m³/h avec une pression de gisement de 520 kg/cm² et un GOR de 101 m³/m³. Ce test réussit était prometteur, il persuada les producteurs à implanter d'autres puit aux alentours de la structure, ce qui a permis de mettre en évidence d'autres gisements périphériques.

A ce jour, 102 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gas lift et 29 puits éruptifs. Les autres puits qui sont au nombre de 26 sont des puits injecteurs d'eau pour le maintien de la pression. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m³, pour des réserves en place de 472 millions de m³.

Toutes les quantités de l'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Les activités principales de la région sont :

- La production de l'huile et de condensât ;
- La production de gaz associé (gaz de vente et gas lift) ;
- L'injection d'eau.

La production d'huile est reliée au 28'' Haoud El Hamra/Arzew par un 10'' à partir des centres de production de Haoud Berkaoui (production de Haoud Berkaoui et de Benkahla) et un 8'' à partir du centre de Guellala (production de Guellala, Guellala Nord-est et la périphérie).

La production de gaz de vente est acheminée par un pipe de 12'' relié au gazoduc 48'' allant à Hassi R'mel.

La production de GPL est acheminée vers le gazoduc 12'' Hassi R'mel par un pipe de 4''.

**CHAPITRE III
TRAITEMENT
STATISTIQUE ET
GEOSTATISTIQUE**

I.TRAITEMENT STATISTIQUE

I.1.Traitement statistique monovariabile

Au total 5575 valeur de porosité (ϕ) et perméabilité (K) ont été échantillonnées et mesurées à partir de 32 puits (Fig. 15), Le traitement statistique monovariabile a donnés les paramètres statistiques (tableau N03).

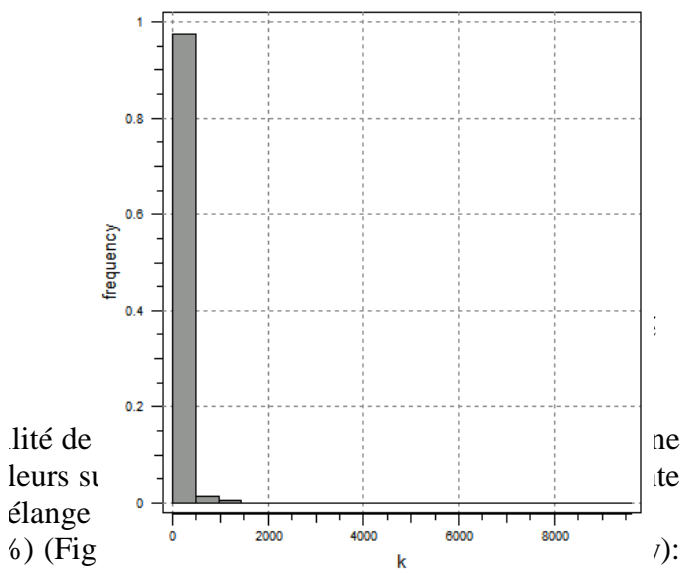
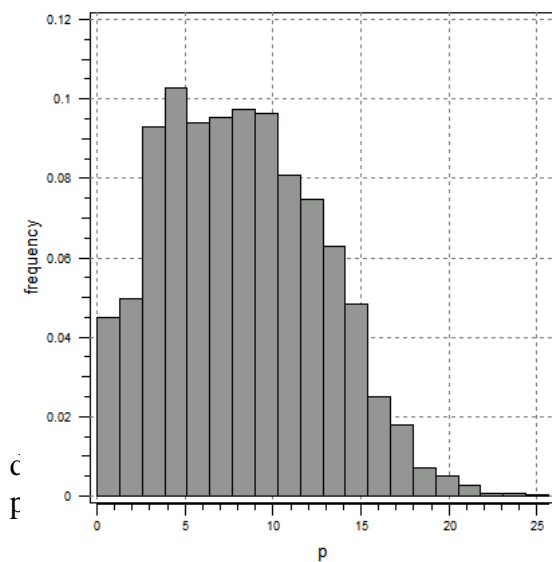
Tableau.03: Statistiques de la porosité et perméabilité sur le réservoir de Haoud Berkaoui.

variables	K (MD)	ϕ (%)
N active	5575	5575
MAX	9613,95	25,65
MIN	0	0
\bar{X} Moy	71,52	8,22
S	333,04	4,49
Variance	110937,054	20,18

Min : valeur minimale (%) ; Max : valeur maximal (%) ;Moy : valeur moyenne (%)
 S^2 : Variance (%)² ;S : Ecart-type (%).

I.1.2.HISTOGRAMMES

Les histogrammes de la porosité et de la perméabilité montrent une distribution monomodale (Fig.11,12)



Donc le faciès est homogène.

lité de leurs st élange b) (Fig

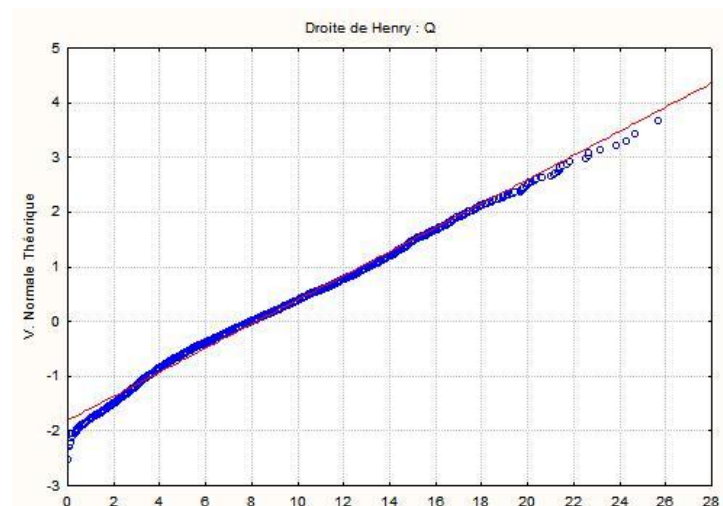
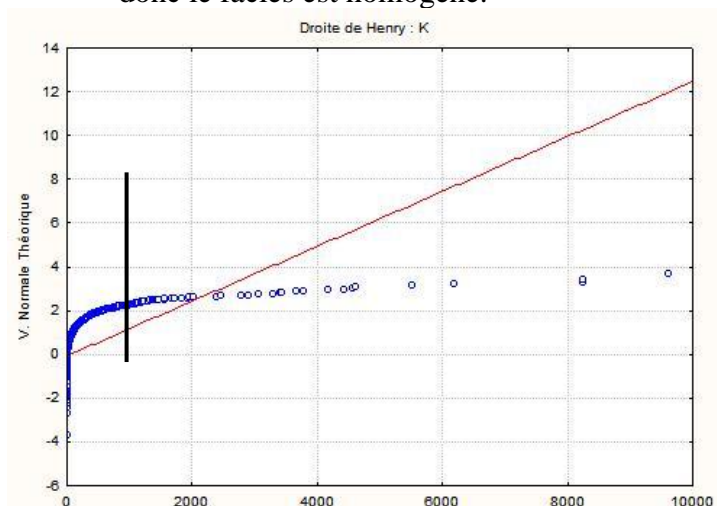


Fig.13- Graphe de probabilité de la perméabilité.

Fig.14 Graphe de probabilité de la porosité

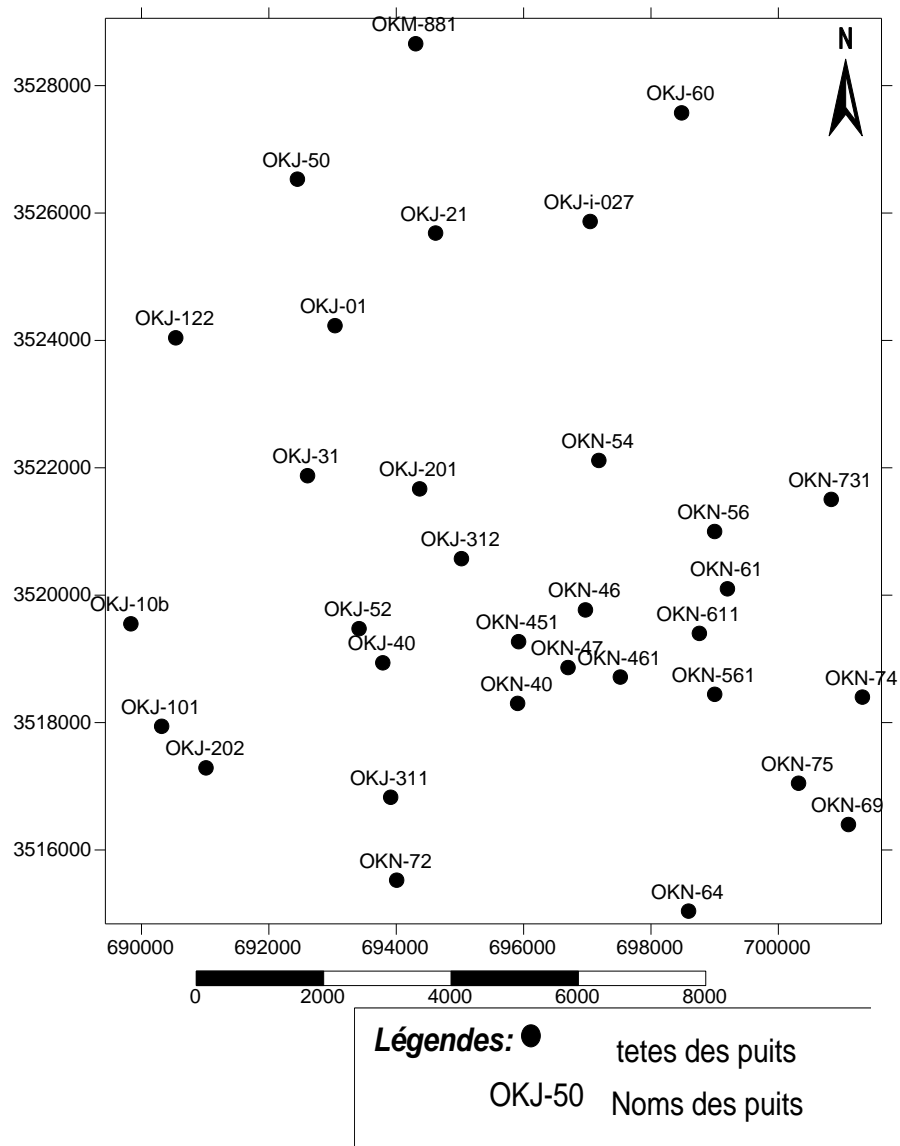


Fig.15 –plan d’implantation des puits dans le champ de Berkaoui.

I.2.1.Traitement statistique bivarié

Ce traitement a été effectué sur 5575 échantillons pour déterminer la relation entre la perméabilité et la porosité.

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

$\rho = 0,20$

Le coefficient de corrélation obtenu montre qu’il existe une **corrélation significative positive** égale à **0,20** entre la porosité et la perméabilité.

II- TRAITEMENT GEOSTATISTIQUE

II.1.1.variables régionalisées (k, ϕ)

Les variables régionalisées sur les quelles porte l'étude sont la porosité et la perméabilité (ϕ , k).

II. 2.2 Variographie

Les variogrammes de surface et directionnel ont été calculées est ajustées.

a-1 variogramme de surface de la porosité (ϕ)

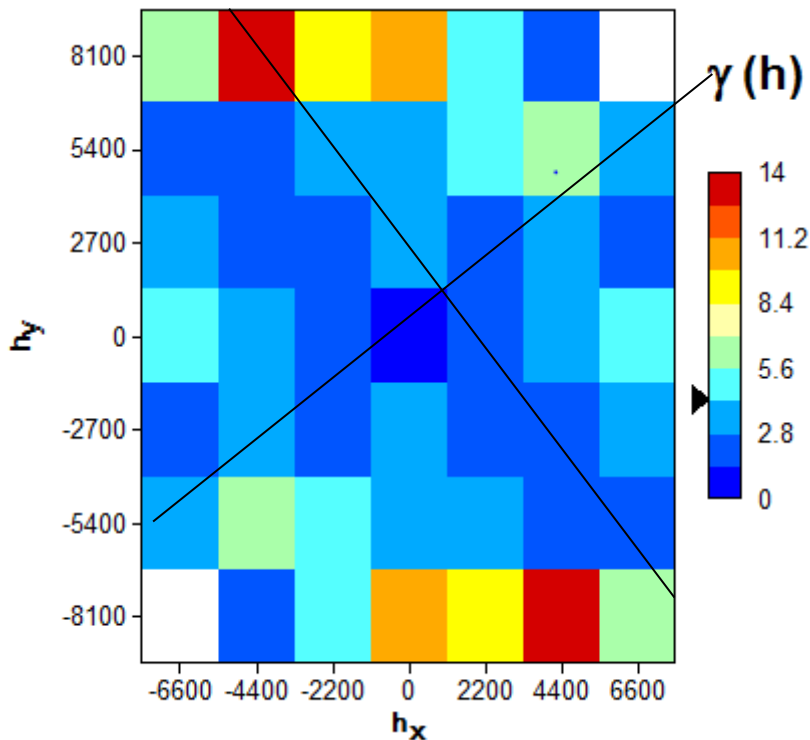


Fig.16-vaiogramme de surface de la porosité

Le variogramme de surface montre une anisotropie dont le grand axe a une direction de 20° (petit axe = 110°).

a-2– Variogramme directionnel de la porosité

Les variogrammes directionnels de la porosité ont été calculés et ajustés par des modèles d'ajustement gaussien à portée de 5500m^2 , palier de $3.212(\%)^2$ et C_0 égale $0.7477(\%)^2$, et exponentiel à portée de 2952m , palier de $2.112(\%)^2$ et C_0 égale $0.66(\%)^2$ l'ensemble des résultats obtenus est présenté au tableau (05). Le coefficient d'anisotropie est calculé par la formule suivante :

$$\text{Cof. Anis. : } \frac{\text{Petite portée}}{\text{Grande portée}}$$

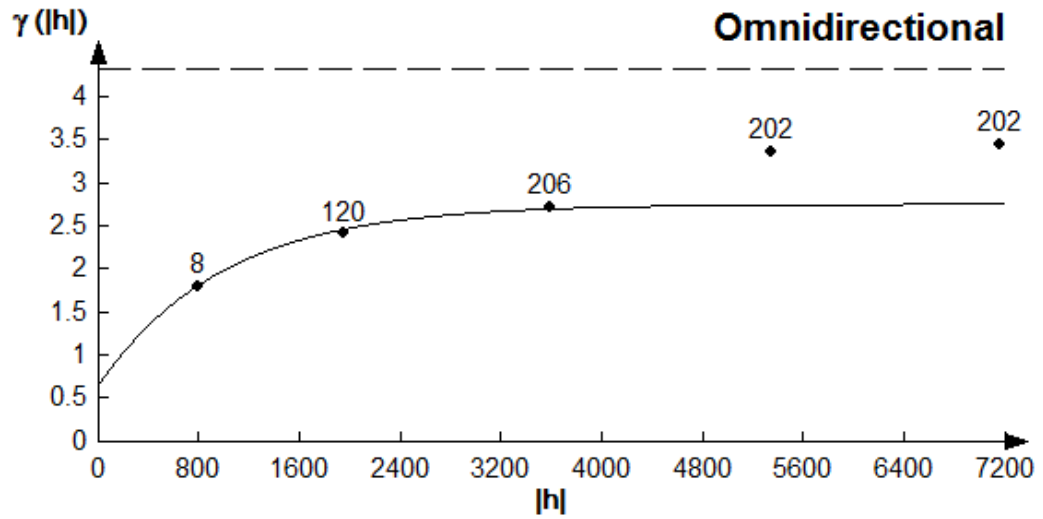
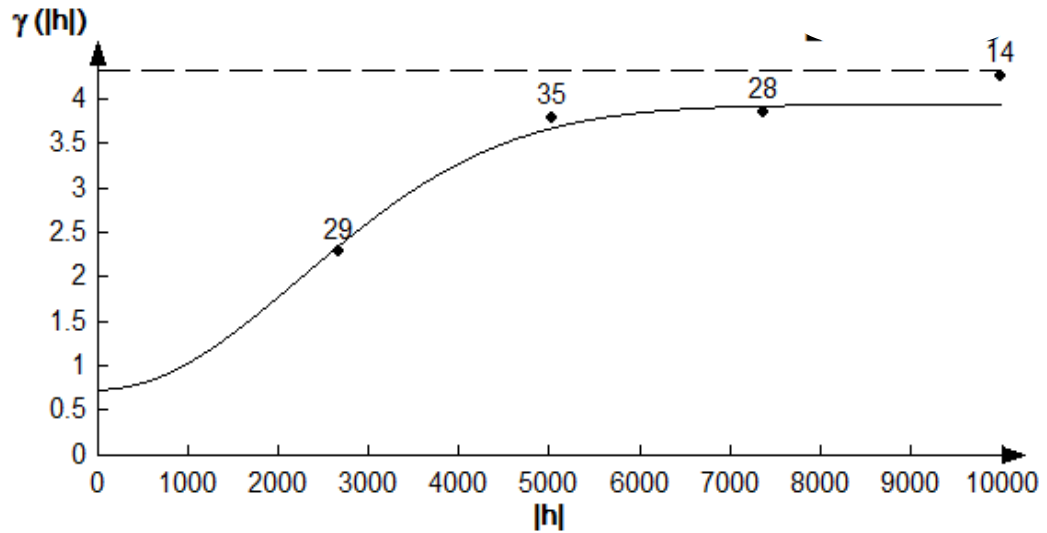


Fig.17 –les variogrammes omnidirectionnels de porosité.

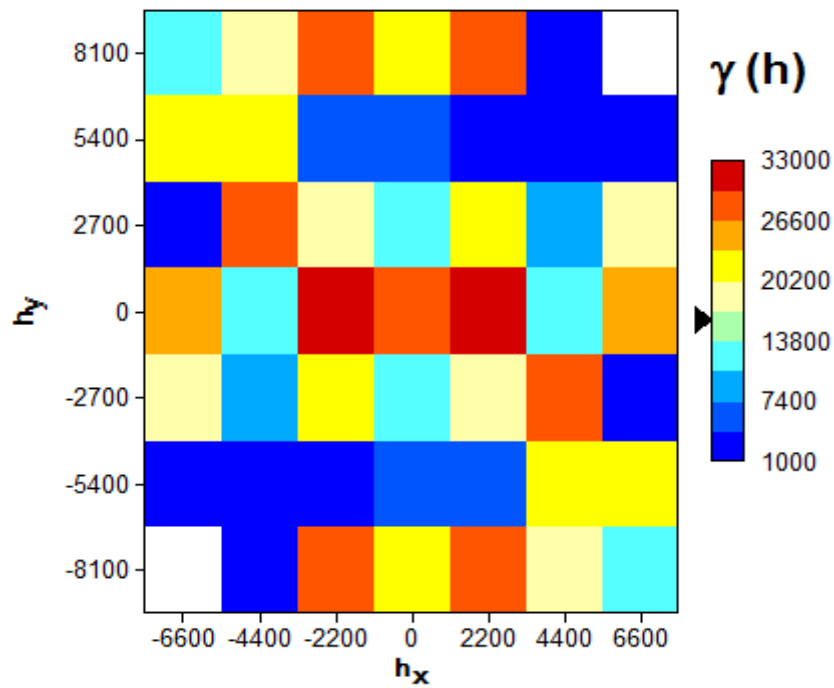


; Fig.17 –les variogrammes directionnels de porosité.

Tableau (05) : résultats de la variographie de la porosité ϕ dans le gisement de Berkaoui.

Direction	Tolérance	Effet de pépité($\% \text{ }^2$)	Palier($\% \text{ }^2$)	Portée m	Modèles
0°	20°	0.7477	3.652	5500	Gaussien
0°	90°	0.66	2.112	2952	Exponentiel

b-1-Variogramme de surface de la perméabilité



b-2-Variogramme directionnel de la perméabilité

Le variogramme directionnel moyen de la perméabilité a été calculé (Fig.19) et ajusté par un modèle d'ajustement sphérique à portée de 1260m, palier de 15860(md^2) et C_0 égale 6237.87(md^2) l'ensemble des résultats obtenus est présenté au tableau (06).

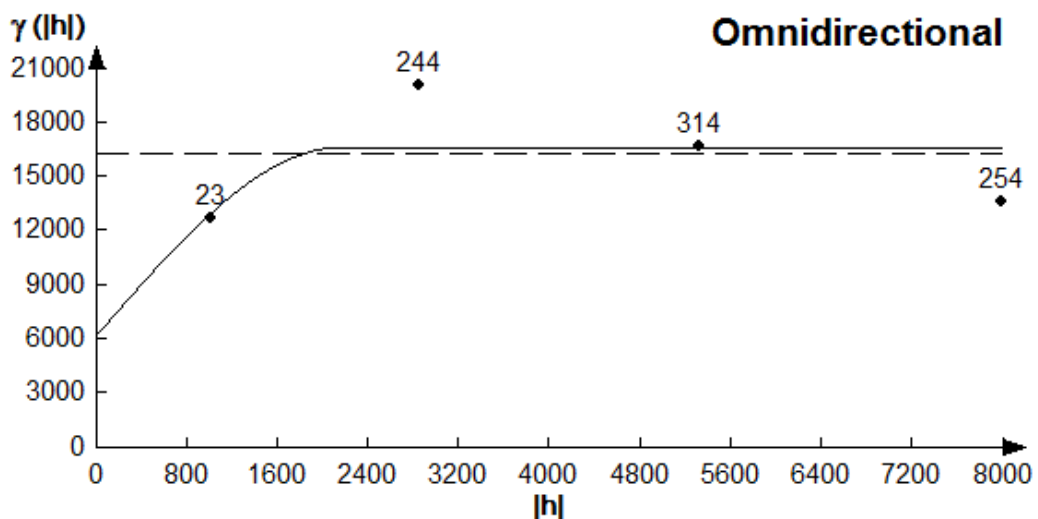


Fig.19- Variogramme moyen de la perméabilité

Tableau-6. Résultats de la variographie de la perméabilité K dans le champ de Berkaoui.

Direction	Tolérance	Effet de pépité(md) ²	Palier(md) ²	Portée (m)	Modèles
0°	90°	6237.87	15860	2160	Sphérique

III. Kreigé et cartographie

Le kreigege a été effectué par blocs de 250x250m

III.1.1 La cartographie de la porosité

Les données de la porosité ont été Kreiger par bloc, le résultat du kreigege à été cartographie à l'aide du logiciel surfer 08 (Fig20).

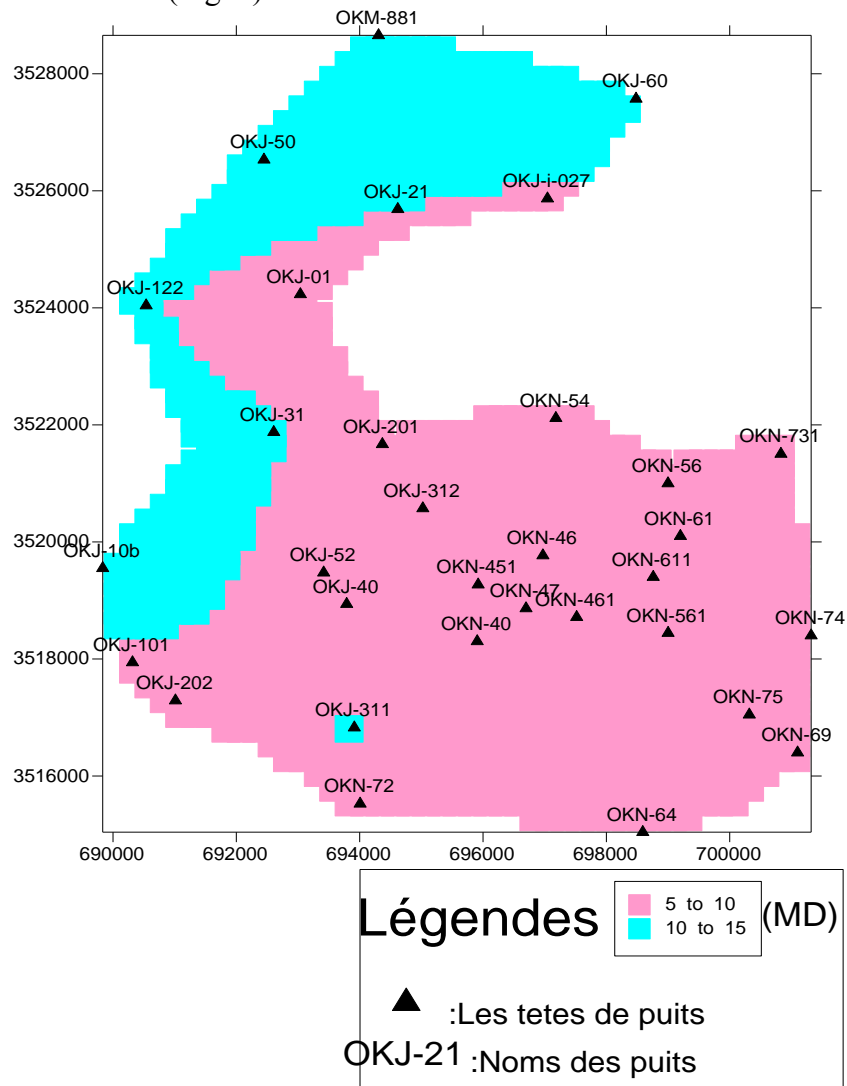


Fig.20-la carte de la porosité krigé

La carte obtenue montre que les valeurs de la perméabilité se subdivisent en deux classes qui sont de 5à10, 10à15.

Selon la classification théorique suivant :

Tableau 7.- la classification des valeurs de porosité.

Classe de porosité	Observation
--------------------	-------------

[0-5]	Nul et pouvre
[5-10]	Modérée
[10-15]	Bonne
[15-20]	Très bonne

Elle montre aussi que la zone de bonne porosité se trouve dans la partie NORD, et OUEST le reste de la carte représente une porosité modérée.

III.1.2 cartographie de la perméabilité

Les données de la perméabilité ont été krigé par bloc, le résultat du krigage à été cartographie à l'aide du logiciel surfer08 (Fig22).

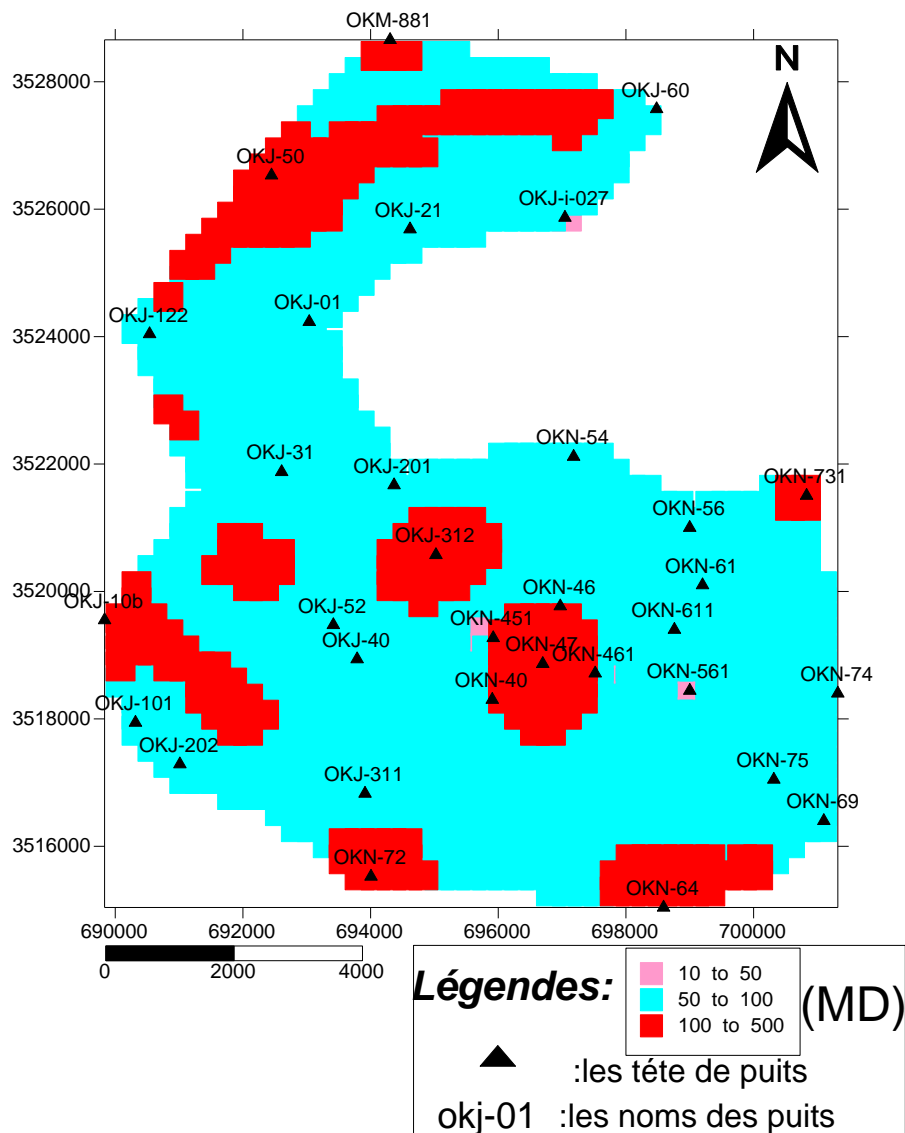


Fig.21-la carte de la perméabilité krigé

La carte obtenue montre que les valeurs de la perméabilité se subdivisent en trois classes qui sont de 10 à 50, de 50 à 100 et de 100 à 500md selon la classification théorique (tableau08).

Tableau 08- la classification des valeurs de perméabilité

Classe de perméabilité	Observation
<1-50MD	K Faible
50-100MD	K modérées
100-1000MD	K très bonne
>1000MD	K excellente

Elle montre aussi que la zone de bonne perméabilité se trouve dans la partie NW et Sud, et presque le reste de la carte représente une perméabilité modérée.

CONCLUSIONS

Le champ de Haoud Berkaoui se situe au Nord-Est du Sahara algérien, à 590 km environ au Sud-Est d'Alger, 23 Km au Sud-Ouest de Ouargla, et 100km à l'Ouest de Hassi Messaoud. L'étude géologique de la série inférieure du réservoir Trias Argilo-Gréseux (TAGI) a permis de déterminer le système pétrolière suivant:

- Roche mère constituée par les argiles radioactives du Silurien ;
- Roche couverture constituée par l'anhydrite et sel ;
- Roche réservoir c'est Trias argilo-gréseux.

La structure de Haoud Berkaoui est affectée par des failles liées aux phases : compressive et intensive.

Le traitement statistique monovarié a permis de calculer la valeur moyenne de la porosité (8,22%) et de la perméabilité (71,52md).

Le traitement statistique bivarié a permis de déterminer une corrélation positive significative entre la porosité et la perméabilité.

Les variogrammes directionnels de la porosité ont été calculés et ajustés par des modèles d'ajustement gaussien à portée de 5500m, palier de $3.212(\%)^2$ et C_0 égale $0.7477(\%)^2$, et exponentiel à portée de 2952m, palier de $2.112(\%)^2$ et C_0 égale $0.66(\%)^2$.

Le variogramme directionnel moyen de la perméabilité a été calculé et ajusté par un modèle d'ajustement sphérique à portée de 1260m, palier de $15860(\text{md})^2$ et C_0 égale $6237.87(\text{md})^2$.

Le krigeage ordinaire de la porosité et perméabilité a été effectué par blocs de 250 X 250 m, les résultats du krigeage ont été cartographiés.

La carte obtenue montre que les valeurs de la porosité se subdivisent en deux classes qui sont de 5 à 10, 10 à 15.

La carte obtenue montre que les valeurs de la perméabilité se subdivisent en trois classes qui sont de 10 à 50, de 50 à 100 et de 100 à 500md selon la classification théorique.

BIBLIOGRAPHIE

- **BOUDJEMAA.A (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse à l'université de Paris-sud, Centre d'orsay.
- **BEICIP F. (1992)** : Région d'Oued Mya-évaluation des réserves
- **Chauvet, P. (1999)** - Aide mémoire de géostatistique linéaire. Ecole de mine de paris. Edition les Presses.
- **Armstrong, M., Carignan J. (1997)** - Géostatistique linéaire, application au domaine minier. Les presses de l'école des Mines de Paris, 115p.
- **Chamussy, H., Charre., Dumolard J.P., Durand M. G., Le Berre M. (1994)** - Initiation aux pratiques statistiques en géographie. Edition Masson, 245p.
- **Journel, A. G., Huijbregts (1978)**: Mining geostatistics. *Academic Press, London, U. K, 600p.*
- **Noureddine BOUNOUA,et Smaine ZEROUG et Rabih LOUNISSI (2007)** :
Well Evaluation Conference ,Sonatrach et Schlumberge.
- **Marcotte, D. (1997)** - Géostatistique minière. Ecole polytechnique, Lorraine, France, 230p.
- **Matheron, G. (1971)** - La théorie des variables régionalisées et ses applications. Les cahiers des CMM5. Paris ENSMP, 212p.
- **Matheron, G. (1973)** - The Intrinsic random functions and their application. In Advances in Applied Probability. Dec. 1973, n°3, pp439-468.
- **Michel, D. (1990)** - Nested indicator approach for ore reserve estimation in highly variable mineralization
- **Mesure pétrophysique (1979)**,CRD Sonatrach ,Hassi Massaoud.
- **Mesure pétrophysique (2003)**,CRD Sonatrach ,Hassi Massaoud.
- **PELIPENKO.Y, KARPOV.P (1983)** : stratigraphie du paléozoïque.

LISTE DES FIGURES

Fig.01-La situation géographique de champ de Haoud Barkaoui.....	01
Fig.02- Carte des principales accumulations du bloc 438.....	02
Fig.03-La colonne stratigraphie de bassin de Ouad Mya.....	04
Fig.04- La colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui	14
Fig.05- Section stratigraphique du Trias argilo-gréseux	17
Fig.06 - Coupe géologique à travers les puits : OKi27, OKJ01, OKM881, OKN17 OKNi1, OKN36, OKN46, OKN56.....	20
Fig.07. - Coupe géologique de direction Nord-Sud du champ de Haoud Berkaoui à travers les puits OKJ24, OKJ12, OKN16, OKNi3, OKN02.....	21
Fig.08- Les caractéristiques du graphe $\gamma(x, h)$ en fonction de h.....	24
Fig.09- Profil d'échantillonnage à maille régulière.....	25
Fig.10 - Variogramme expérimental	26
Fig.11- Histogramme de la porosité.....	31
Fig12 - Histogramme de la perméabilité	31 32
Fig.13- Graphe de probabilité de la perméabilité.....	
Fig.14- Graphe de probabilité de la porosité.....	32
Fig.15 –Plan d'implantation des puits dans le champ de	33

Berkaoui.....	
Fig.16-vaiogramme de surface de la porosite	34
Fig.17 –la variogramme directionnel de la porosité calculé à [0°+- 90].....	35
Fig.18 –la variogramme directionnel de porosité [0°+- 20°].....	35
Fig.19-variogramme de surface de la perméabilité	36
Fig.20-variogramme de directiode la perméabilité	36
Fig.21-la carte de la porosité kréigé.....	38
Fig.22-la carte de la perméabilité kriégé	39

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.01 : différentes phases tectoniques ayant affecté la région de Haoud Berkaoui.....	05
Tableau.02-. Les tops des formations champ de Barkaoui OKJ-21.....	18
Tableau03 - Tableau de signification du coefficient de corrélation en tenant compte du nombre d'échantillon.....	23
Tableau.04- Statistiques de la porosité et perméabilité sur le réservoir de Haoud Berkaoui.....	31
Tableau 05: représentatif des résultats de variogramme de porosité \emptyset	36
Tableau 06 :représentatif des résultat de variogramme perméabilité K.....	37
Tableau 07.- la classification des valeurs de porosité.....	38
Tableau 08- la classification des valeurs de perméabilité	40