

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA

BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS.

Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de

Master 2 en Géologie pétrolière

Thème :

Caractérisation pétrophysiques du réservoir de la série inférieure (SI) de la zone Sud-est du champ de Haoud Berkaoui (zone des OKN)

Présenté par :

TRICHIN Zakariya et TOUIDJINE Sif-eddine

Devant le jury :

	Nom et Prénom	Grade	Université/Affiliation
Président de jury :			
Encadreur	Mme : Ysbaa.s		
Examineurs			
Examineurs			

Année universitaire : 2019-2020

Remerciements

Louange tout d'abord à Dieu qui nous a donné la force Pour terminer ce modeste travail.

Nous tenons à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

- *Notre promoteur, Madame Ysbaa.S pour son encadrement et ses aides Précieuses.*
- *Nous remercions aussi les membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail.*
- *Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du Département :
gisements minières et pétroliers.*
- *Nous adressons nos sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté de me rencontrer et de répondre à mes questions durant mes recherches.*
- *Nous remercions nos très chers parents, qui ont toujours été là pour nous.*

Enfin, nous remercions nos amis qui ont toujours été là pour nous. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

Merci à tous

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau III.1	Les côtes au toit du réservoir de la série inférieure.	41
Tableau III.2	variation des épaisseurs des puits de la série inférieure.	43
Tableau III.3	Données de porosité des puits de la série inférieure.	45
Tableau III.4	Données de perméabilité des puits de la série inférieure.	47

Liste des figures

Figure	Titre	Page
FigI.1	Situation géographique du bassin d'Oued Mya (WEC 2007).	03
FigI.2	Situation géologique du bassin d'Oued Mya	06
FigI.3	Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui (doc Sonatrach :PED2010).	07
FigI.4	carte de situation du gisement de Haoud Berkaoui.	09
FigI.5	Carte au toit de la série inférieure montrant les différents champs du Gisement de Berkaoui.	10
FigI.6	Coupe litho-stratigraphique type des bassins de l'Oued Mya et Amguid (WEC 2007).	19
FigI.7	Section stratigraphique des 3 réservoirs du Trias argilo-gréseux.	21
FigII.1	Log sédimentologique du puits OKN-56	29
FigII.2	Classification Shell (Publications de l'institut français du pétrole 1986).	31
FigII.3	Cônes alluviaux (Publications d'IFP, 1986).	33
FigII.4	Rivière en tresse (Publications d'IFP, 1986).	33
FigII.5	Rivière à méandres (Publication de l'institut français du pétrole 1986).	34
FigIII.1	Carte en isobathe au toit de la série inférieure	42
FigIII.2	Carte en isopaque au toit de la série inférieure.	44
FigIII.3	Carte en iso porosité des puits de la série inférieure.	46
FigIII.4	Carte en isoperméabilité des puits de la série inférieure.	48
Fig.IV.1	Histogramme de porosité du puits OKN- 62	50
Fig.IV.2	Histogramme de porosité du puits OKN-71	51
Fig.IV.3	Histogramme de porosité du puits OKN-721	52
Fig.IV.4	Histogramme de porosité du puits OKN-61	53

Fig.IV.5	Histogramme de porosité du puits OKN-63	54
Fig.IV.6	: Histogramme de porosité du puits OKN-611	55
Fig.IV.7	Histogramme de perméabilité du puits OKN-62	56
Fig.IV.8	Histogramme de perméabilité du puits OKN-71	57
Fig.IV.9	Histogramme de perméabilité du puits OKN-721	58
Fig.IV.10	Histogramme de perméabilité du puits OKN-61	59
Fig.IV.11	Histogramme de perméabilité du puits OKN-63	60
Fig.IV.12	Histogramme de perméabilité du puits OKN-611	61
Fig.IV.13	: Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-62	62
Fig.IV.14	Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-71	63
Fig.IV.15	Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-721	63
Fig.IV.16	Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-61	64
Fig.IV.17	Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-63	65
Fig.IV.18	Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-611	66

SOMMAIRE :

Remerciement

Liste des tableaux

Liste des figures

I. Introduction

générale :.....01

Chapitre I: Généralités

I.1.Introduction :02

I.2.SITUATION GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE D' OUED MYA :....02

I.2.1. Situation géographique d'Oued Mya :.....02

I.2.2.Cadre géologique et Géodynamique du bassin d'Oued Mya :.....04

I.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE DE HAUD BEKAOUI :.....07

I.3.1.Situation géographique :.....07

I.3.2.Situation géologique :.....08

I.3.3. Cadre structural local de HaoudBerkaoui (voir fig.I.6) :10

I.3.4 Litho-Stratigraphie de HaoudBerkaoui: (Fig.I.7) :.....11

1- Paléozoïque:..... 11

A-Cambrien :.....11

B- Ordovicien:.....12

• B-1- Ordovicien inférieur :.....12

• B-2- Ordovicien moyen:.....13

• B-3-Ordovicien supérieur:.....13

C- Silurien :.....14

2- Mésozoïque:.....15

A-Trias:.....15

B- Jurassique :.....16

C- Crétacé:.....	16
3-Cénozoïque :.....	18
I.3.5. Systèmes pétroliers :.....	20
A-Les roches réservoirs (FigI.7) :.....	20
B-les Roches mères :.....	21
C- Les roches couvertures :.....	22

Chapitre II : Description litho-stratigraphique et sédimentologique

II.1. Introduction :.....	23
II.2. Méthodologie :.....	23
II.3. Description litho-stratigraphique:.....	23
1) Puits OKN-71 :.....	23
2) Puits OKN-72 :.....	24
3) Puits OKN-611 :.....	24
II.4. Conclusion et Recommandations des puits OKN-71, OKN-611 :.....	26
• Puits OKN-71 :.....	26
• Puits OKN-611 :.....	26
II.5. Description de carottes :.....	26
II.5.1. Méthodologie de description :.....	27
II.5.2. Description des carottes du puits OKN56:.....	27
II.5.3. Conclusion :.....	28
II.6. L'analyse séquentielle :.....	30
II.6.1. Rappels :.....	30
II.6.2. La stratigraphie séquentielle :.....	31
II.6.3. Les échelles séquentielles et les cycles eustatiques :.....	32
II.7. Découpage Strati-Séquentiel de la région d'étude :.....	34
II.7.1. Le premier cycle :.....	34
II.7.2. Le second cycle :.....	35
II.7.3. Le troisième cycle :.....	35
II.8. Conclusion:.....	36

Chapitre III : Caractérisation pétrophysique

III.1. Introduction :	37
III.2RAPPEL:	37
III.2.1 Notion de réservoir, matrice et fluides :	37
a. Réservoir:	37
b. Matrice:	37
c. Fluides :	38
III.3.La porosité :	38
III.3.1. Définition :	38
III.3.2. Qualité de la porosité :	39
III.3.3.Calcul de la moyenne :	39
III.2.4.Détermination de la porosité :	39
III.3.La perméabilité :	39
III.3.1La loi de DARCY :	39
III.3.2Types de perméabilités :	40
III.3.3 Détermination de la Perméabilité :	40
III.3.4.Qualité de la perméabilité :	40
III.3.5.Calcul de la moyenne :	40
III.4. Cartes en isovaleur:	41
III.4.1. Carte en isobathes au toit du réservoir Siegénien:	41
III.4.1.a. Tableau des données de base:	41
III.4.2. Carte en isopaque au niveau de la série inférieure :	43
III.4.2.a. Tableau des données de base:	43
III.4.3. Carte en iso-porosité :	45
III.4.3. a. Tableau des données de base:	45
III.4.4. Carte en iso-perméabilité:	47
III.4.4.a. Tableau des données de base :	47
III.5. Conclusion:	49
 Chapitre IV : Etude statistique	
IV.1. Introduction :	50
IV.1. Evolution de la porosité dans le réservoir Série Inférieure :	50

IV.1.1.Analyse des histogrammes de la porosité:	50
➤ LE PUITES OKN-62:	50
➤ LE PUITES OKN-71:	51
➤ LE PUITES OKN-721 :	52
➤ LE PUITES OKN-61:	53
➤ LE PUITES OKN-63 :	54
➤ LE PUITES OKN-611 :	55
IV.2.Evolution de la perméabilité dans le réservoir Série Inférieure	56
IV.2.1.Analyse des histogrammes de la perméabilité:	56
• LE PUITES OKN-62:	56
• LE PUITES OKN-71:	57
• LE PUITES OKN-721 :	58
• LE PUITES OKN-61 :	59
• LE PUITES OKN-63 :	60
• LE PUITES OKN-611 :	61
IV.3.LES COURBES DE CORRELATION:	62
IV.3.1. Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la	
porosité :	62
-LE PUITES OKN-62 :	62
-LE PUITES OKN-71 :	63
-LE PUITES OKN-721:	63
-LE PUITES OKN-61:	64
-LE PUITES OKN-63:	65
-LE PUITES OKN-611:	66
IV.6. Conclusion:	67
CONCLUSION Générale :	68

Introduction générale :

La plateforme 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 qui renferme un certain nombre de champs dont celui de Haoud Berkaoui. A ce champ appartient le réservoir SI (série inférieure) qui est l'objet de notre étude.

La structure de Haoud Berkaoui se trouve dans la partie méridionale du bassin, située à 100km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla, Elle se présente sous la forme d'un anticlinal faillé de direction NE-SO. D'amplitude au voisinage de 100m.

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.

Notre objectif est d'étudier les paramètres pétrophysiques du réservoir de la série inférieure (SI) de la zone Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui (zone des OKN) ainsi ses paramètres géologiques et son milieu de dépôt.

Pour cela, notre travail est réparti comme suit:

- Chapitre 01 : comporte des généralités sur le bassin d'Oued Mya et plus précisément la région de Haoud Berkaoui.
- Chapitre 02 : constitué d'une description litho-stratigraphique et une analyse séquentielle
- Chapitre 03 : comprend la caractérisation pétrophysiques de la zone d'étude.
- Chapitre 04 : Etude Statistique des paramètres pétrophysiques.
- Et à la fin une conclusion générale.

Mots clés : Oued Mya, Haoud Berkaoui, Série Inférieure(SI), paramètres pétrophysiques, géologiques.

I.1.Introduction

L'industrie pétrolière est un pilier de l'économie mondiale, en produisant l'or noir qu'est une source majeure d'énergie. L'Algérie fait partie des pays producteurs du pétrole.

La plateforme 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 ; ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale.

Cette région a la configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest acquise au cours du paléozoïque. Elle est limitée, au Nord par la zone haute de Djamâa – Touggourt,; Au nord-ouest le môle de Talemzane (HassiR'mel) ; Au Sud-Est le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au Nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi (BEICIP,1992)

I.2.SITUATION GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE D'OUED MYA**I.2.1. Situation géographique d'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 la zone haute de Djemâa –Touggourt .
- A l'est par le champ de Hassi Messaoud.
- Au nord-ouest par le champ de HassiR'mel.
- Au sud elle est ouverte sur la dépression de Mouydir.

Le bassin de Oued Mya est limité par :

- les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensembles au sud et au nord,
- les méridiens 6°15' et 3°30' limitent à l'est et à l'ouest.

Le bassin de Oued Mya englobe les bloc :438 425 , 422 , 437 , 436 , 3178 , 420 , 419 , 418 , 417 et 416.



I.2.2. Cadre géologique et Géodynamique du bassin d'Oued Mya :

Le bassin d'Oued Mya appartient à la plate-forme saharienne, qui constitue un sous bassin intra-cratonique, sa bordure nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsidente au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péri-cratonique de l'atlas saharien.

L'évolution du bassin d'Oued Mya depuis le cambrien comporte deux étapes majeures :

- 1- La sédimentation du paléozoïque, pratiquement limité au paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne,
- 2- 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 le bassin d'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.

Ce bassin 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 d'Oued Mya telle qu'elle apparaît au niveau du paléozoïque.

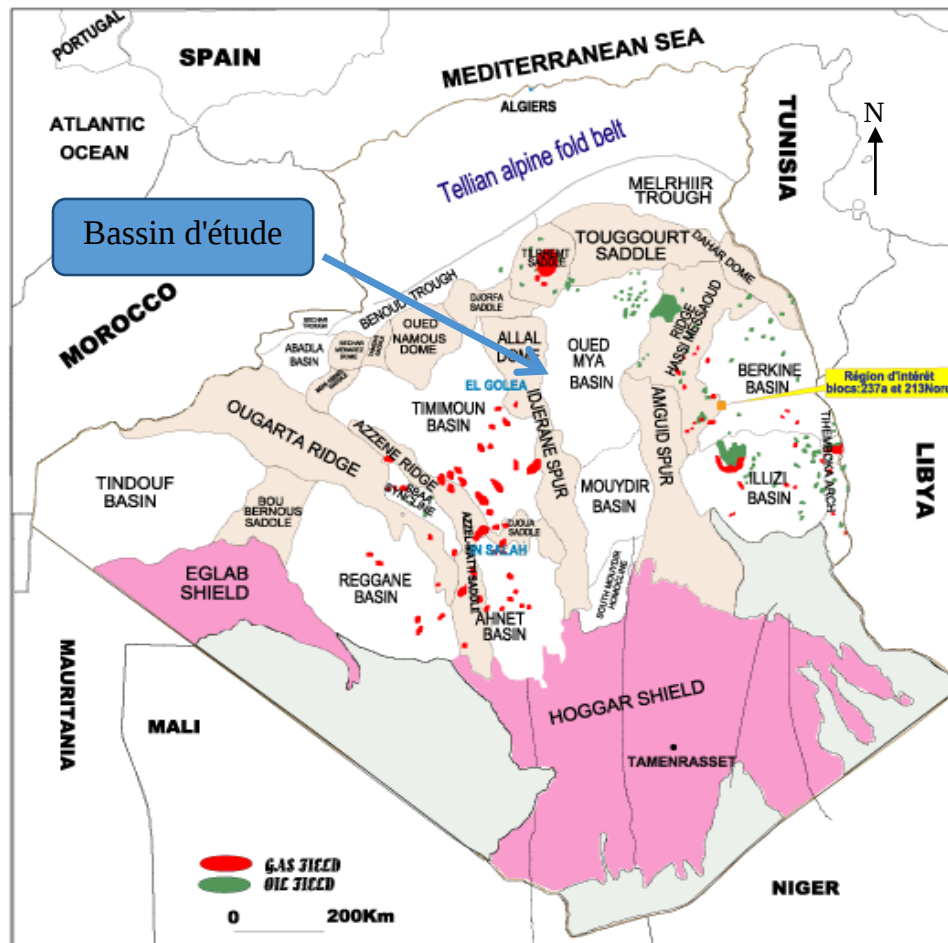
Le bloc 438 est ainsi situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures.

L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du trias, toutefois, 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 (BEICIP, 1992).

Le bassin d'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 Moï-pliocène 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 Moï-pliocène.



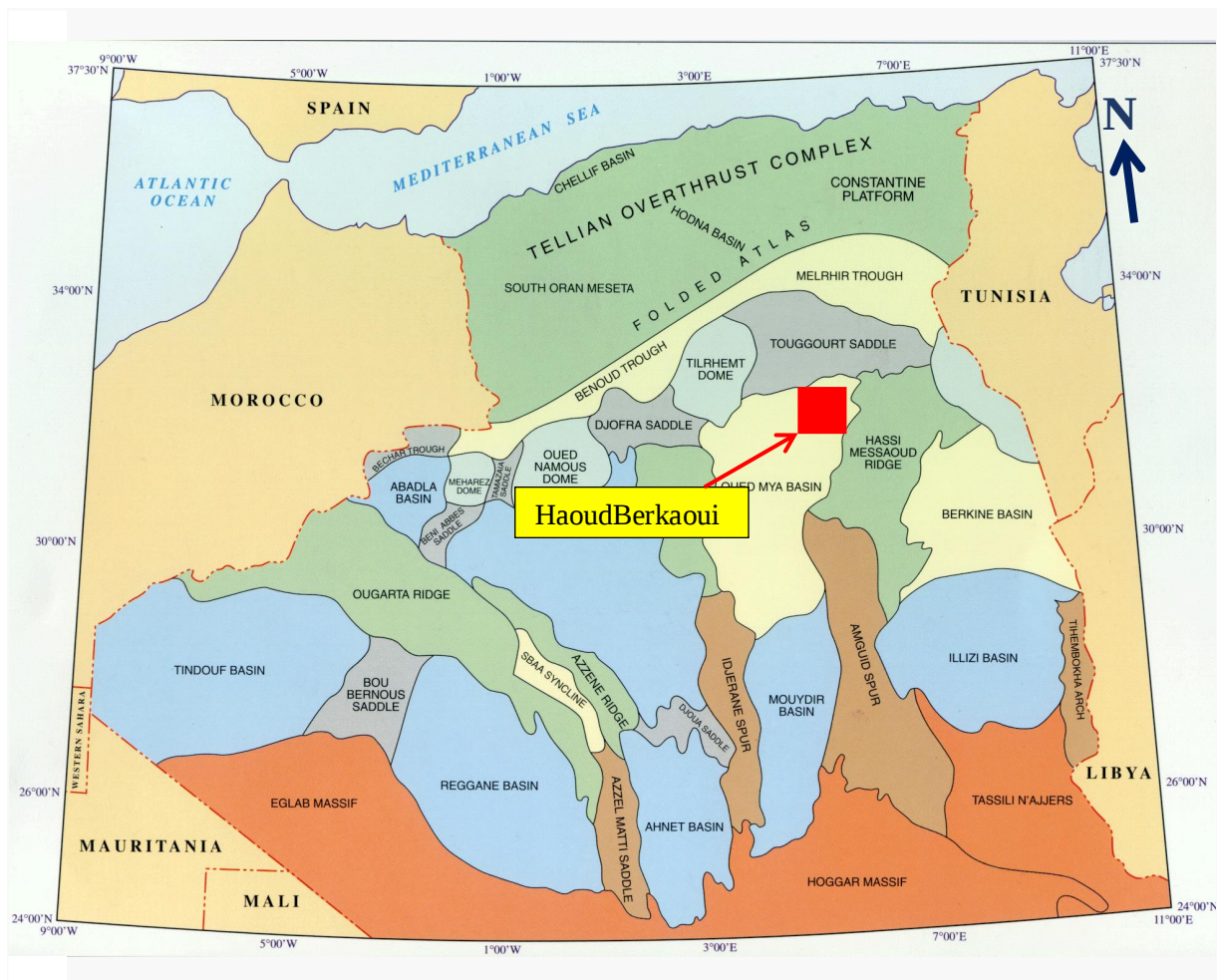
FigI 2 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya

I.3. SITUATION GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE DE HAUD BEKAOUI :

I.3.1. Situation géographique :

Le champ de HaoudBerkaoui se situe au Nord-Est du Sahara algérien (la partie orientale), à 590 km environ au Sud-Est d'Alger, à 23 Km au Sud-Ouest de Ouargla, et 100km à l'Ouest de Hassi Messaoud. Il est limité par :

Les parallèles 31°-32° N et les méridiens : 4° -6° E. (Fig.I.3).



FigI 3 : Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui (doc Sonatrach :PED2010)

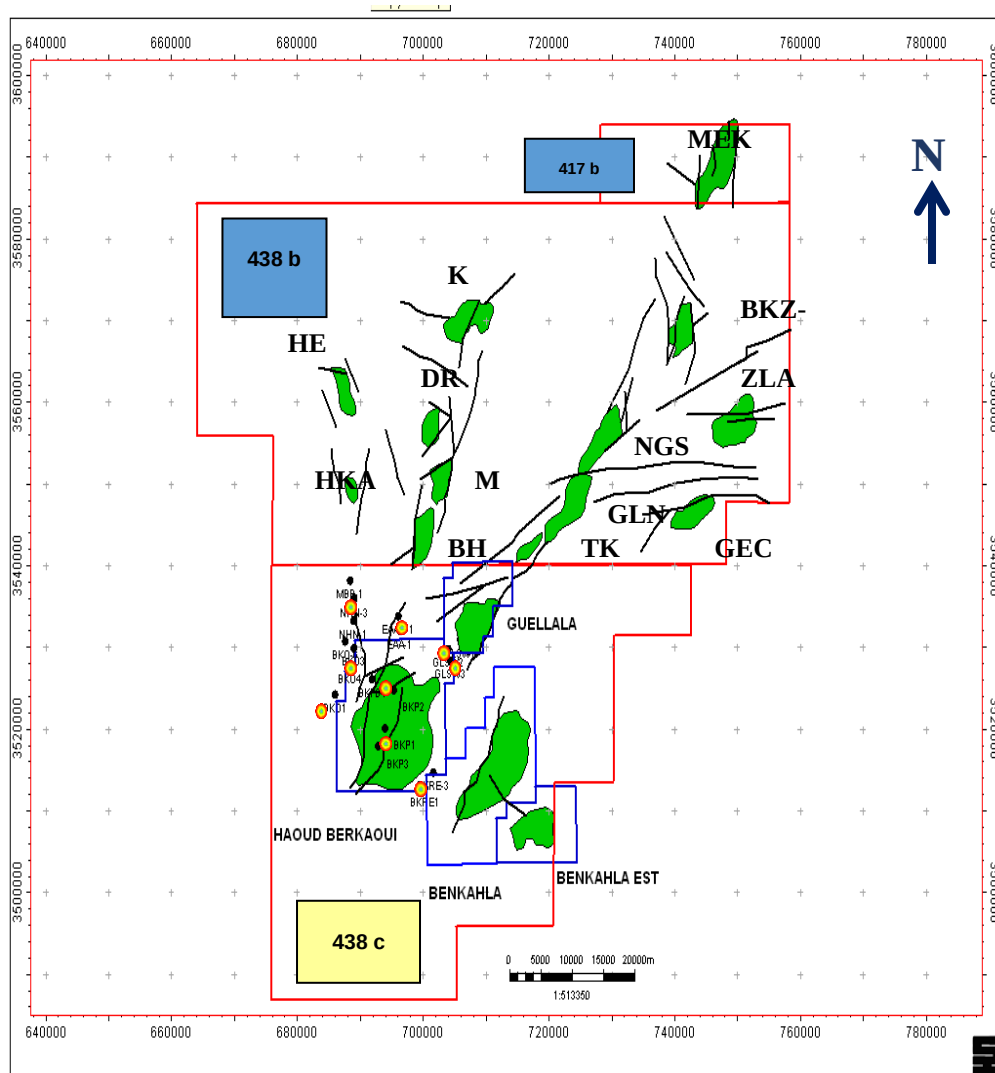
I.3.2.Situation géologique :

La structure de Haoud Berkaoui se situe au Nord-Est du bassin de 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.

Le champ de HaoudBerkaoui est délimité par trois blocs, du nord au sud (FigI.4):

- ✓ Le bloc 417B comprenant le champ de Moukh El Kabech ;
- ✓ Le bloc 438B comprend treize champs ayant prouvés un intérêt pétrolier au niveau de plusieurs réservoirs allant du Trais à l'Ordovicien.
- ✓ Le bloc 438c comprenant les quatre périmètres d'exploitation: Guellala, HaoudBerkaoui, Ben kahla, et Ben kahla Est, West et sud.

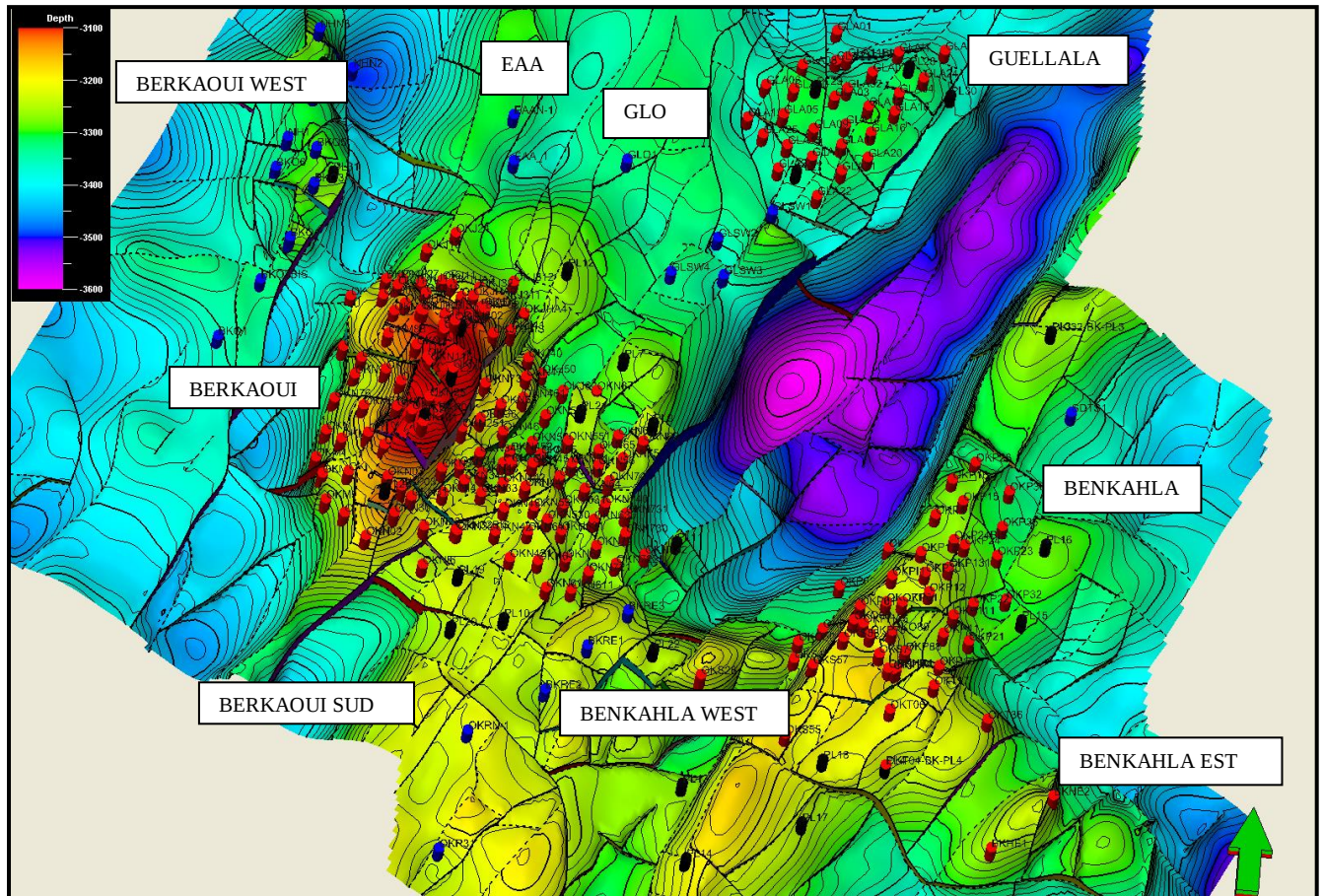
L'interprétation sismique a mis en évidence de nouvelles extensions principalement au niveau des champs de Ben kahla, Ben kahla sud (OKW47-OKS-51-OKS53), Ben kahla West (OKS04) et à Berkaoui sud (OKR20).



FigI 4 : carte de situation du gisement de HaoudBerkaoui

Le gisement de HaoudBerkaoui a la forme structurale d'un vaste brachyanticlinal (anticlinal dont la section par un plan horizontal n'est guère plus longue que large) (figI.5), allongé dans la direction Nord-Sud, il est situé dans le permis d'El M'zaid, au niveau du bloc 438, ce permis correspond à la moitié Est du paléo-synclinal paléozoïque et du système à hydrocarbures d'Oued Mya, orienté globalement SSW-NNE.

Le champ de HaoudBerkaoui est limité : au nord par le dôme de Tilrhemt et les structures de Djemâa-Touggourt, au sud par le bassin de Mouydir, à l'Ouest par le dôme de Allal et le môle d'Idjérane, à l'est par le horst Amguid et Hassi Messaoud.



FigI 5 : Carte au toit de la série inférieure montrant les différents champs du Gisement de Berkaoui

I.3.3. Cadre structural local de HaoudBerkaoui (figI.5):

La région de Berkaoui fait partie de la province triasique de la plateforme saharienne. Elle partage l'histoire géologique commune à toute la zone avec des caractéristiques spécifiques : bassin intra-cratonique à taux de sédimentation réduit, permanence de môles, faibles déformations. La structuration de la région a été initiée très précocement avec la création de môles et de bassins dès le Paléozoïque Inférieur. Au Paléozoïque l'axe haut Amguid-El Agreb - Hassi Messaoud est individualisé et est bordé à l'est par le bassin de Berkine et à l'Ouest par celui de L'Oued Mya. Les champs de HaoudBerkaoui, Ben Kahla et Guellala sont situés sur la bordure orientale du bassin, à l'ouest du champ de Hassi Messaoud. Ces trends structuraux vont participer aux diverses phases tectoniques qui ont contrôlé l'organisation des dépôts.

Le réservoir de HaoudBerkaoui est caractérisé par sa complexité structurale, constitué par un ensemble de trends structuraux de direction NE-SE, représenté par des horsts et des grabens surtout vers la partie Nord -Est en allant vers le Nord , ces affaissements sont matérialisés par d'importantes couches éruptives, sa complexité de dépôts chenalisants , Gréseux Argileux , caractérisés par des niveaux potentiels avec de bonnes caractéristiques pétrophysiques et des niveaux compacts qui produisent par fracturation.

La structure de HaoudBerkaoui présente une fermeture structurale verticale de l'ordre de 300 m, cette zone est en général faiblement structurée à cause de la présence d'épaisses séries évaporitiques au sein des recouvrements mésozoïques, ce qui rend très difficile la définition des pièges structuraux par la sismique. Cette structure encaisse un réseau de failles conséquentes et subséquentes.

La structure est un brachyanticlinal directionnel au trend dont elle fait partie. Elle appartient à l'Est du bassin d'Oued Mya au bord Ouest du môle d'Amguid El Biod, faisant partie d'un trend de structures de direction NN/E –SS/W.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3380 m.

La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 Km de long et de 15 Km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au dessus du contact huile-eau.

I.3.4 Litho-Stratigraphie de Haoud Berkaoui: (Fig.I.6)

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.

1- Paléozoïque:

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

A-Cambrien:

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

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

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

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

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

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 micro-conglomératiques 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 grés d'El Atchane:** Sont des grés 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 grés 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:

1-Les argiles micro-conglomératiques :

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 micro-conglomératiques, 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 micro-conglomératiques 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.

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.

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 HaoudBerkaoui, son épaisseur est d'environ 225 m, il se compose de bas en haut de :

1-La série inférieure : elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50m, constitué par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses

2-La série éruptive : c'est une série volcanique avec une épaisseur variable constituée par des roches éruptives

3-Le Trias gréseux T1 : cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34m, elle est constituée de :

- Argiles brunes-rouges à grises, dolomitiques et silteuse par endroit ;
- Grés fins gris à brun-rouge à ciment d'argile et carbonaté ;
- Argiles brunes-rouges légèrement dolomitiques

4-Trias gréseux T2 : cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa composition, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel

A-2-Le trias salifère : c'est une alternance de sels, d'anhydrites et d'argiles, son épaisseur est de l'ordre de 450m.

B-Jurassique:

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

B-1Lias: comportant deux séries :

1-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.

2-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 des grés, épaisse de 230 m.

C-Crétacé:

On distingue de bas en haut :

C-1-Néocomien: Epais de 160 m, il constitue un ensemble argileux à intercalations gréseuses et carbonatées.

C-2Barrémien: 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.

C-3Aptien:

Représente la barre carbonatée dolomitique et microcristalline, se trouvant entre les deux masses grés-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 HaoudBerkaoui, 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.

C-4Albien:

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

C-5 Céomanien:

Au-dessus des grés continentaux albiens, viennent en transgression les calcaires marins du Céomanien, 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 céomanienne 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 céomaniennes 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 Céomanien 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 Céomanien 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 épaissement de la série vers le Sud.

C-6Turonien:

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 Tadmait et Tinhert) à un faciès marin franc. Cette variation de faciès s'accompagne d'un épaissement des sédiments.

C-7Sénonien:

Il comprend les formations suivantes :

1-Sénonien carbonaté:

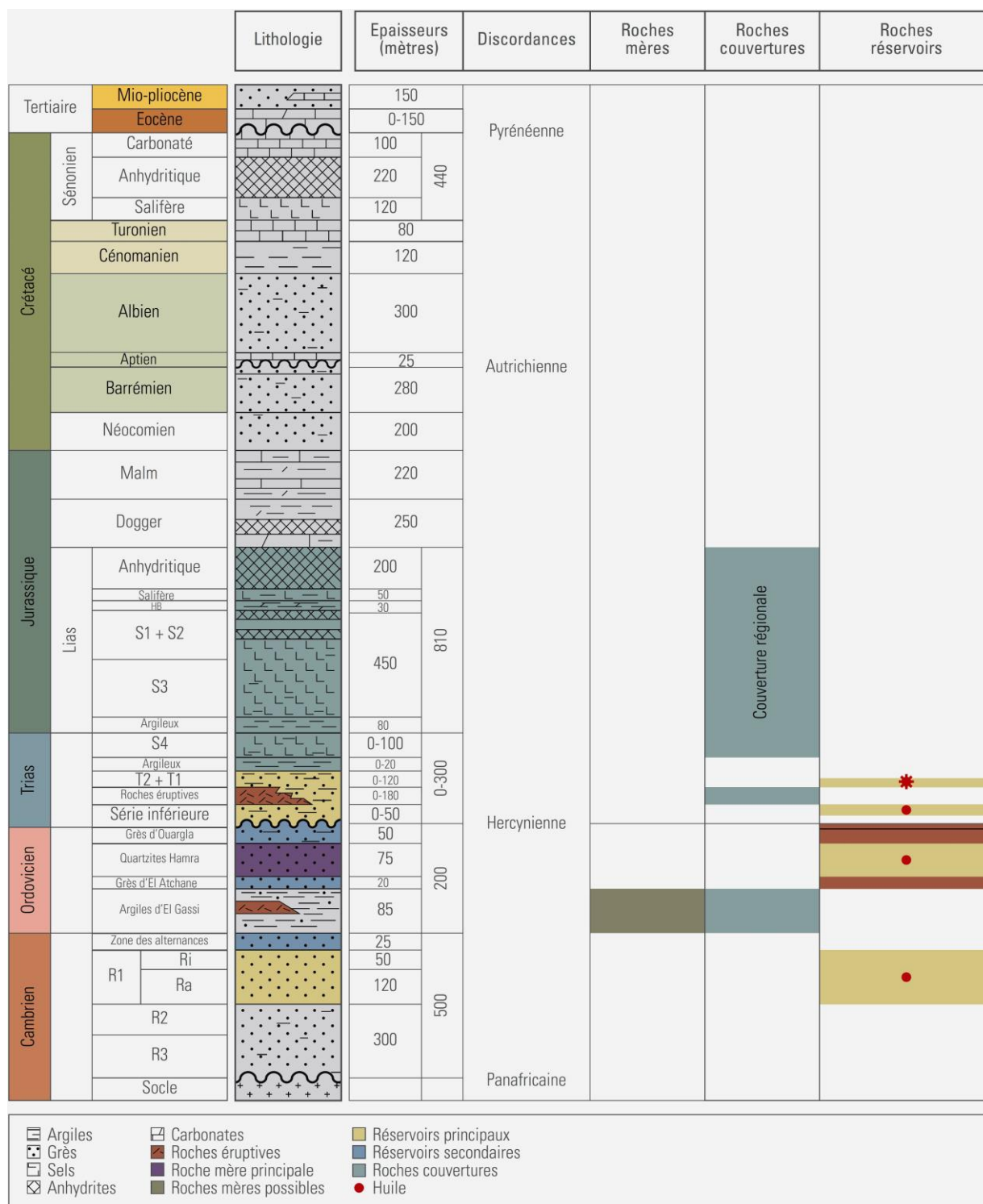
D'une épaisseur de 190 m au sommet, affecté par l'érosion tertiaire du Mio-Pliocène, constitué de calcaire blanc fossilifère, tendre et microcristallin, souvent dolomitique.

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.

3-Cénozoïque:

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Mio-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50m environ. Il est constitué d'alternance de grés roux et beiges, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sables blancs et de grés peu consolidés. Cette formation géologique repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.



FigI 6 : Coupe litho-stratigraphique type des bassins de l'Oued Mya et Amguid (WEC 2007).

I.3.5. Systèmes pétroliers :

A- Les roches réservoirs (FigI.7) :

Le Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs, constitués par les séries suivantes (WEC, 1995) :

- **La série inférieure.**
- **Le Trias T₁.**
- **Le Trias T₂.**

Dans la dépression d'Oued Mya, les réservoirs triasiques sont classiquement subdivisés en trois termes, 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 :

A-1-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, HaoudBerkaoui et d'une grande partie du bloc 438.

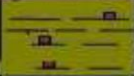
Cette formation est considérée comme l'équivalent du Trias argilo- gréseux inférieur (TAGI) du bassin de Ghadamès.

A-2-L'unité T₁ : dans laquelle sont développés de très intéressants réservoirs dans 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 RhourdeNouss.

A-3-L'unité T₂ : dans laquelle se développe le réservoir particulièrement « A » important au niveau du gisement de HassiR'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 RhourdeNouss. Le contact huile / eau est évalué à -3325 m pour le champ de Haoud Berkaoui.

Age	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de grès beige à cim. argilo-dolomitique	20 à 25m
	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de grès beige ciment argilo siliceux fine altercal. de grès gris-blanc.	25 à 30 m
	ERUPTIF		Andésite 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
	SERIE INFERIEURE		Grès gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

FigI.7 : Section stratigraphique des 3 réservoirs du Trias argilo-gréseux.

B- 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 HassiR'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'Azzelet les argiles micro conglomératiques 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 grès d'Ouargla et les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur et présentent d'importantes variations de faciès et d'épaisseur barrémien (WEC, 1995).

C- 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 (WEC, 1995).

II.1. Introduction :

L'étude Sédimentologie nous permet de bien individualiser le réservoir susceptible d'être un potentiel d'huile ainsi de reconstituer les paléo-environnements de dépôts à travers les structures sédimentaires archives au cours du temps et l'essayer de reconstituer les milieux de dépôts.

II.2.Méthodologie :

- Description litho-stratigraphique des réservoirs.
- Description des carottes et les résultats diagraphies.
- Le découpage séquentiel qui nous permet de voir l'organisation des corps gréseux et leur succession dans l'espace et dans le temps.
- Découpage Strati-Séquentiel de la région d'étude.
- Interprétation de corrélation diagraphique.

II.3.Description litho-stratigraphique:

➤ Puits OKN-71 :

Le puits OKN -71 est situé à environ 850 m au SSE du puits OKN 721. C'est un puits injecteur d'eau ; afin de supporter la pression de réservoir (Série inférieure) notamment au niveau de la zone de production délimitée par les puits fortement déplétés à savoir OKN 721, OKN 72, OKN 611 et OKN 722.

TAG (Série Inférieure):

Le réservoir TAG (Série inférieure) présente des caractéristiques pétrophysiques moyennes, avec une épaisseur de 31 m qui avoisine les puits de cette partie du gisement.

Le réservoir présente des unités distinctes du bas en haut.

-La partie Basale : (de 3524.4 à 3504.7 m) Constituée par des Grès gris clair, moyen à grossier, silicoargileux, friable par endroit, nodule d'argile verte, ayant des caractéristiques pétrophysiques moyennes et une pression de gisement de l'ordre de 183 kg/cm²

-La partie sommitale : (de 3504.7 à 3495m) est représentée par deux unités gréseuses, avec des caractéristiques pétrophysiques moyennes et une pression de gisement élevée de l'ordre

De 232 kg /cm² à la côte 3502.90m et de 326.9 kg/cm² à la côte 3498.4 m.

Les valeurs de saturation en eau (S_w) restent élevées.

Le réservoir « SI » reste complètement dans la partie à huile, le contact Huile /Eau n'a pas été rencontré.

-TAG «T1» :

Le réservoir TAG «T1» présente une épaisseur importante de grés (17.5 m). La partie sommitale de 3463.5 -3470.0 m est représentée par des grés compacts. Le réservoir « T1 » à un intérêt pétrolier certain dans cette zone à prendre en considération le traversant avec une densité de boue de 1.50 dans les prochains puits avoisinants.

-TAG « T2» : Le réservoir T2, compact sans intérêt pétrolier.

➤ **Puits OKN-72 :**

Nombre de mètres récupérées = 10.70m.

De 3456 à 3459m : Grés gris beige à gris vert, fin, très fin, micacé, compact, très dure.

De 3459 à 3466.70m : Argiles brun- rouge à brun chocolat, silteuse, indurée.

➤ **Puits OKN-611 :**

CORE N° 01 :

De 3454.00 à 3455.90m :

Grés brun- rouge, fin,. argileux, compact.

De 3455.90 à 3463.90m :

Argiles brun chocolat, silteuse, indure, légèrement carbonatée. Présence des plans de friction.

De 3463.90 à 3471.00m :

Grés brun-rouge, gris sombre, fin, argileux, compact, fortement micacé avec nodules de grés gris-vert à blanc, fin, argileux.

CORE N° 02 :

De 3472 à 3482.40 m :

Grés gris, brun-rouge, fin, fortement, micacé, dure, compact. Présence de nodules de grés gris-vert, argileux vers la base.

De 3482.40 à 3485.40m :

Siltstone gris-vert, vert parfois brun –rouge, argileux, compact.

De 3485.40 à 34888.00 m :

Argile brun chocolat à aspect cuit, avec des nodules de siltstone vert.

CORE N° 03 :

De 3490 à 3493.5m : Argiles brun chocolat à aspect cuit,avec veinules de calcite. Présence de deux fissures verticales parallèle sur l'ensemble des argiles.

De 3493.50 à 3496.5m : non récupéré.

CORE N°04 :

De 3496.5 à 3498.50m : Silstone brun chocolat, gris vert à beige, argileux , légèrement carbonaté et compact.

De 3498.5 à 3500.45m : Grés brun, fin, friable, très argileux, compact et silstone gris vert à brun argileux. Stratification : horizontale au sommet et entrecroisée à la base.

De 3500.45 à 3502.90m : Grés noir, moyen à grossier, arrondi bien classé, dur, silico-argileux. Présence de mouchetures de grés blanc siliceux. Porosité visuelle bonne, stratification inobservable.

De 3502.90 à 3505.00m : Grés brun, fin à moyen, silico- argileux, sub- arrondi bien classé, dur et fortement moucheté de grés blanc siliceux. Stratification inobservable et une porosité visuelle bonne.

De 3505 à 3505.40 :

Complexe argilo- gréseux : Grés beige, gris vert et argile noire et brun chocolat.

De 3505.40 à 3508.95m : Argile brun chocolat, indurée silteuse, légèrement carbonatée. Présence de nodule de silstone gris vert, argileux, compact.

De 3508.95 à 3510.30m : Grés vert à gris vert parfois noir, argileux, compact et silstone brun, argileux. Porosité visuelle : nulle ; stratification sub-horizontale.

De 3510.30 à 3513.70m : Grés noir, moyen à grossier, bitumineux, sub-arrondi bien classé, dure, friable par endroits, silico-argileux devenant par endroit brun, fin à moyen, argileux. Présence de mouchetures de grés blanc et films d'argile verte.

Porosité visuelle : T. bonne, Stratification : oblique à entrecroisée.

De 3513.70 à 3514.15 m : Grés brun à gris-vert, fin, argileux, compact.

De 3514.15 à 3515.90m : Argile brun chocolat indurée.

De 3515.90 à 3517.70m : Alternance de grés vert brun, fin, argileux, compact et d'argiles brun chocolat.

De 3517.70 à 3518.60m : Grés brun, à beige, fin au sommet et moyen à grossier à la base, silico-argileux, dure.

Porosité visuelle t. bonne /Stratification subhorizontale et entrecroisée.

De 3518.60 à 3519.80 m : Complexe argilo- gréseux.

De 3519.80 à 3521.10 m : Grés brun, a gris vert, fin, argileux, compact.

De 3521.10 à 3524.00m : Grés brun, moyen, silico-argileux, dure et grossier friable, sub-arrondi, par endroits. Moucheté de grés blanc et films d'argile verte.

Porosité visuelle : t. bonne /Stratification : sub-horizontale.

CORE N°05 :

De 3524 à 3528.50m : Alternance de Grés brun beige à claire, grossier dur, friable par endroits et de grés claire, moyen, dure, ciment siliceux à silico-argileux. Présence de nombreuses nodules et films d'argile grise à gris vert.

Porosité visuelle t. bonne / stratification : horizontale à subhorizontale.

De 3528.50 à 3529.60 : Grés beige, fin, argileux, compact avec fines passées d'argile gris-vert.

De 3529.60 à 3530.70m : Grés beige, brun, moyen à grossier, siliceux, dure .

Présence d'endroits friables. Porosité visuelle t. bonne / stratification

De 3530.70 à 3531.25 m : Zone de transition de grés beige, moyen, siliceux, dure et films et nodules d'argile grise gris vert, indurée. Présence de pyrite.

De 3431.25 à 3437.00m : Argiles noire, silteuse et indurée.

II.4. Conclusion et Recommandations des puits OKN-71, OKN-611 :

➤ **Puit OKN-71 :**

- L'interprétation des diagraphies, la description des carottes sur chantier montrent que le réservoir TAG «Série inférieure» présente des caractéristiques pétrophysiques moyennes, avec une épaisseur de 31m qui avoisine les puits de cette partie du gisement.

➤ **Puits OKN-611 :**

- L'interprétation des diagraphies et la description des carottes du réservoir série inférieure ont montré que celui-ci possède de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Trois bancs gréseux caractérisent ce réservoir, un au sommet ayant une pression de l'ordre de 365 kg/cm² (RDT du 29/01/06) deux autres bancs au milieu et à la base ayant respectivement des pressions de l'ordre de 235 kg/cm² et 216 kg/cm².
- Cette individualité, des bancs gréseux, est due à la présence d'intervalles argileux qui séparent les unités gréseuses.

II.5. Description de carottes :

Le carottage a été fait en continu sur tous les puits de Haoud Berkaoui, mais seul le puits OKN56 a été retenu pour une étude complète. D'une épaisseur de 52 mètre, la série inférieure est très bien représentée pour que le sondage puisse servir d'exemple à l'étude.

II.5.1. Méthodologie de description :

Les principales rubriques de description sont :

- Lithologie générale.
- Granulométrie.
- Structures sédimentaires.
- Déformations secondaires.
- Eléments accessoires.
- Remarques: couleur, dureté etc.

II.5.2. Description des carottes du puits OKN56:

La base de la série inférieure repose en discordance sur le Silurien qui est représenté par de l'argile gris-foncé à noire, légèrement silteuse au sommet, carbonatée, à nom inclusions de pyrite nodulaire. L'épaisseur de l'intervalle carotté dans le Silurien est de 8 mètres. (**fig.II.4**).

De 3578 A 3566 (épaisseur 12m):

Au-dessus de ces argiles viennent. Les grains de quartz sont à contact droit. Les stratifications sont horizontales passant ensuite vers le haut à entrecroisées planes. On note la présence de galets mous d'argile sur des niveaux ne dépassant pas quelques centimètres d'épaisseur.

De 3566 A 3555 (épaisseur 11m):

Cet ensemble est constitué de grés fins à très fins, identique au précédent, à intercalation d'argile silteuse brun-rouge, gréseuse finement micacée, ferrugineuse, carbonatée. Les stratifications sont sub-horizontales.

De 3555 A 3541 (épaisseur 14m):

Cette séquence est représentée par une alternance d'argile brun-rouge, silto-gréseuse, carbonatée, feldspathique et micacée et de grés fin à très fin, rarement moyen, moyennement classée, sub-anguleux à sub-arrondi, argilo-ferrugineux, légèrement carbonate, parfois anhydritique finement micacé. On observe de rares galets mous d'argile situés surtout à la base et au sommet. Les stratifications sont entrecroisées planes et sub-horizontales.

De 3541 A 3532,20 (épaisseur 8,80m):

Cette intervalle commence par un banc de 2m de grés moyen à grossier, moyennement classé, de couleur brun-rouge, sub arrondi, argilo-anhydritique. Les grains sont à contact droit. Viennent des argiles brun-rouge, silto-gréseuse, ferrugineuse, carbonatées, légèrement micacées, en alternance avec des grés fins, silico-argileux, moyennement classés, arrondis à

sub-arrondis et des grés très fins, argileux. Il se termine par de l'argile brun-rouge, silto-gréseuse ferrugineuse, carbonatée. On note de nombreux galets mous d'argile à la base entre 3339,20 et 3541m. Les stratifications sont entre croisées planes et sub-horizontales.

De 3532,20 A 3526,50 (épaisseur 5,70m):

Intervalle constitué de grés fin à moyen, bien classés, sub-anguleux à sub-arrondi, siliceux, légèrement argileux et anhydrique, rarement bitumineux. Les éléments de quartz sont à contact droit. On observe la présence de nombreux galets mous d'argile au sommet. Les stratifications sont entrecroisées planes.

II.5.3. Conclusion:

On conclue, qu'il existe huit bancs gréseux qui sont bien individualisés; six d'entre eux ont de bonnes qualités réservoirs. La porosité atteint 20%, avec une moyenne de 12%. La perméabilité dépasse par endroits 300 md, la moyenne varie autour de 100 à 200 md. Cet ensemble de niveaux sédimentaires qui représente la série inferieur est constitué par cinq séquences positives correspondant à chacun des intervalles décrits.

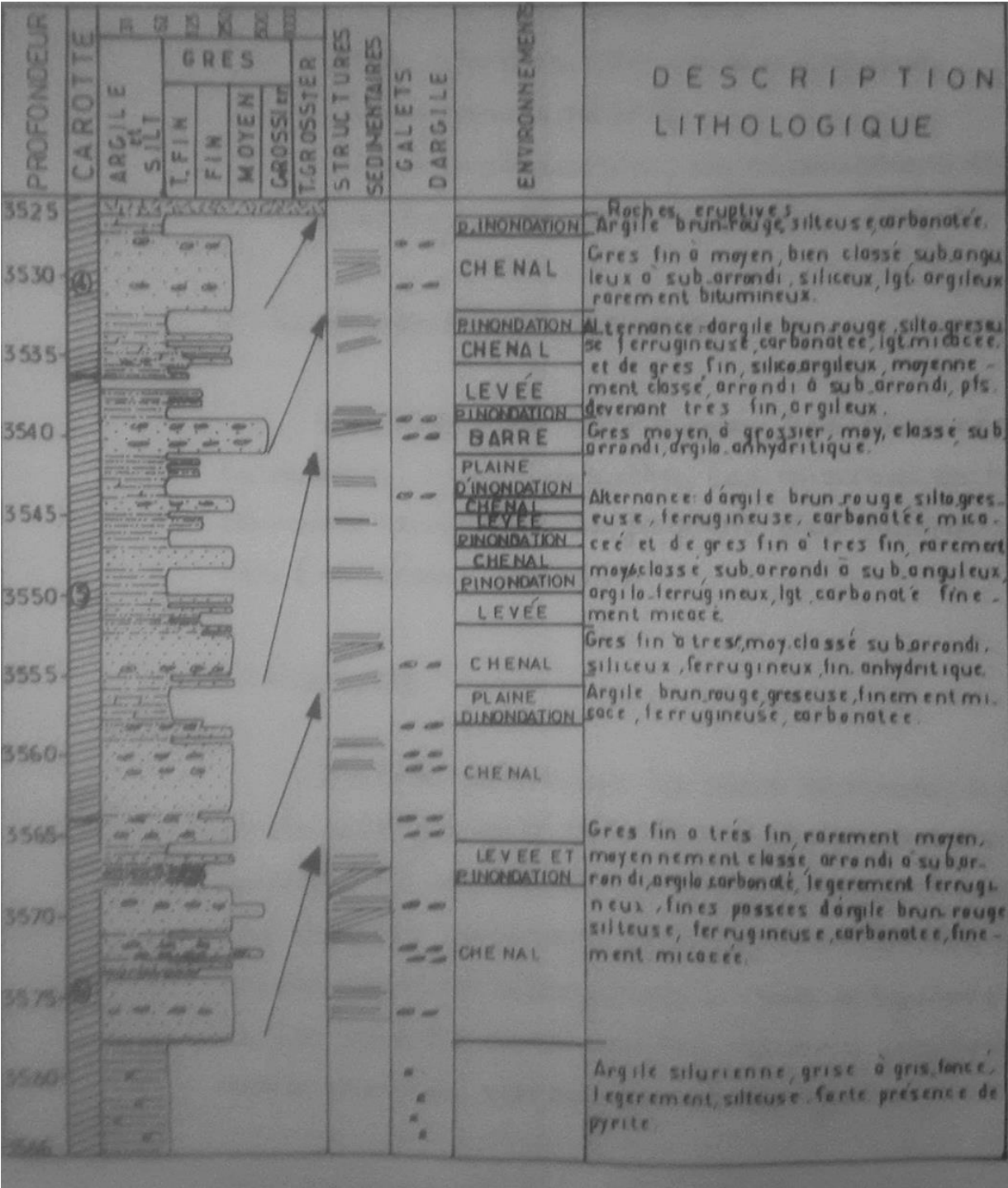


Fig.II.1 :Log sédimentologique du puits OKN-56

II.6. L'analyse séquentielle :

II.6.1. Rappels :

✓ Séquence :

Il existe plusieurs définitions de la séquence de dépôts, mais en général elle est définie par ses caractères lithologiques, ses discontinuités aux limites et l'évolution des faciès organisés dans l'ordre et leurs situations d'origine dans l'aire de sédimentation. (**fig.II.5**).

- une séquence est une succession des couches génétiquement liées et, limitées à sa base et au sommet par des discontinuités. (**Publications d'IFP 1986**).

On définit deux types de séquences :

- **La séquence positive** : C'est une séquence à évolution grano-décroissante, les particules évoluent des plus grossières au plus fines vers le haut.
- **La séquence négative**: C'est une séquence à évolution grano-croissante, les particules évoluent des plus fines aux plus grossières vers le haut.

✓ L'analyse séquentielle :

Elle consiste à décrire les séries traversées par les sondages à travers leurs réponses diagraphiques par l'utilisation d'un référentiel carotté. Ainsi on peut reconnaître les électrofaciès fondamentaux et leurs agencements en électroséquence. Ce qui nous permettons d'interpréter leurs milieux de dépôts. (**Publications d'IFP, 1986**).

- **Faciès** : C'est un ensemble des caractères d'une roche ou d'une unité sédimentaire lié à des conditions de l'environnement (climat, des paramètres physico-chimiques et biologiques).

Dans notre travail, nous sommes basés essentiellement sur le Gamma Ray (GR)

- **Le Gamma Ray** : il mesure la radioactivité naturelle de type gamma des formations. C'est le détecteur des éléments radioactifs provenant des argiles, qui contiennent à la fois du Potassium, du Thorium, et assez souvent de l'Uranium avec un certain pourcentage. A ce niveau ce dernier enregistre le maximum du rayonnement γ .

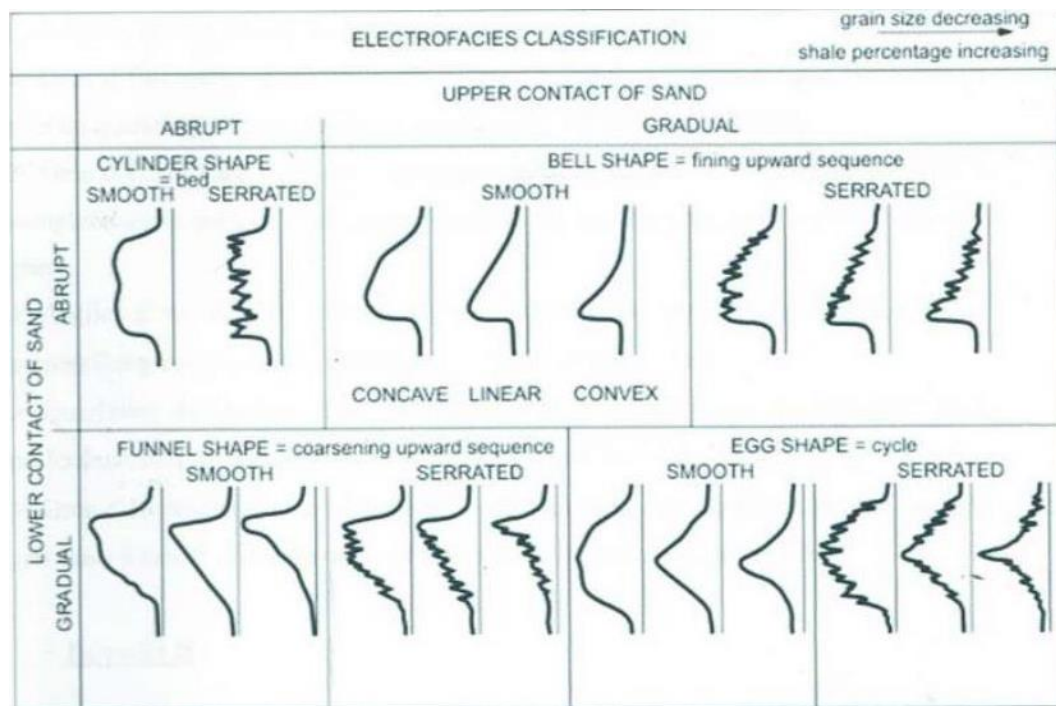


Fig.II.2 : Classification Shell (Publications de l'institut français du pétrole 1986).

II.6.2. La stratigraphie séquentielle :

L'étude des enregistrements sismiques et des sondages sur la marge continentale actuelle est connue sous le nom de « sismo-stratigraphie » (Vail, 1977) ; son développement par l'intégration des données lithologiques et de succession de faciès établit le concept de stratigraphie séquentielle.

Mode d'empilement des para-séquences :

- L'empilement vertical des faciès forme des para-séquences dont la forme et la taille sont une réponse à l'accroissement ou la diminution de l'espace disponible :
- Si la vitesse d'apport des sédiments est supérieure à la vitesse de la subsidence, il se forme des para-séquences *progradationnelles*, *régressives*.
- Si la vitesse de la subsidence est supérieure à la vitesse d'apport des sédiments, il se forme des para-séquences *rétrogradationnelles* *transgressives*.
- S'il y a équilibre entre l'apport des sédiments et la subsidence, les para-séquences sont de types *aggradationnel*

La détermination des milieux de dépôts est un élément essentiel pour la caractérisation de réservoir et l'étude d'un bassin sédimentaire.

II.6.3. Les échelles séquentielles et les cycles eustatiques :

Les cycles eustatiques correspondent au changement du niveau absolu de l'ensemble des mers. Pour que ces cycles se produisent, il y a plusieurs possibilités :

- La tectonique des plaques,
- La fluctuation de volume des calottes glaciaires.
- Variation du taux d'expansion des dorsales océaniques qui contrôlent le volume des bassins océaniques.

La définition des cycles eustatiques varie d'une école à l'autre. D'après Vail et al, 1991 les cycles eustatiques sont répartis de la manière suivante :

- Cycle d'ordre 1.....Supérieur à 50 millions d'années.
- Cycle d'ordre 2.....3 à 50 millions d'années.
- Cycle d'ordre 3.....0.5 à 3 millions d'années.
- Cycle d'ordre 4.....0.08 à 0.5 millions d'années.
- Cycle d'ordre 5.....0.03 à 0.08 millions d'années
- Cycle d'ordre 6.....0.01 à 0.03 millions d'années.

a. les Dépôts fluviaux

En contexte fluvial, les premiers corps sédimentaires à se former sont les cônes alluviaux puis les réseaux en tresses et à méandres.

- Les cônes alluviaux se développent au débouché d'un canyon dans une vallée ou une plaine, quand le courant fluvial ralentit brutalement. Au fur et à mesure de sa décélération, le courant perd sa capacité de transport et dépose sa charge sédimentaire. **(fig.II.3)**
- Rivières en tresses, elles se forment dans les zones à fort gradient topographique et/ou lorsque le débit est très variable. Morphologiquement, ces rivières se distinguent par une faible sinuosité du lit majeur et par la présence d'un réseau complexe de chenaux séparés par de nombreuses barres. La largeur de la rivière est souvent importante (jusqu'à quelques kilomètres), avec une profondeur fréquemment faible (moins de 5 à 10 mètres). Ces rivières se caractérisent souvent par des régimes de crues brutales, ce qui se reflète dans les faciès. **(fig.II.4)**
- Rivières à méandres, elles se forment dans les plaines alluviales à faible gradient. Ces rivières sont marquées par un plus fort pourcentage d'argile et de silt par rapport aux rivières en tresses. Elles sont caractérisées par l'existence d'un chenal unique, très sinueux, encadré par des levées et des plaines d'inondation. **(fig.II.5)(AIT Salem)**

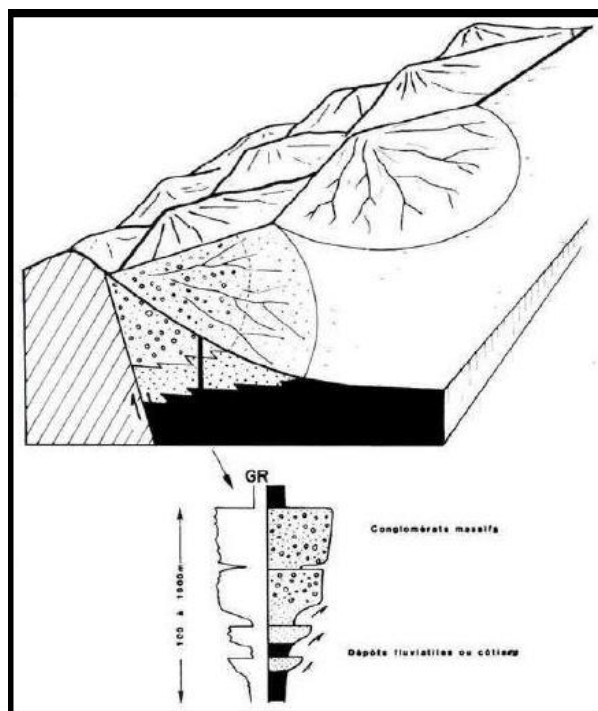


Fig. II.3 : Cônes alluviaux (Publications d'IFP, 1986).

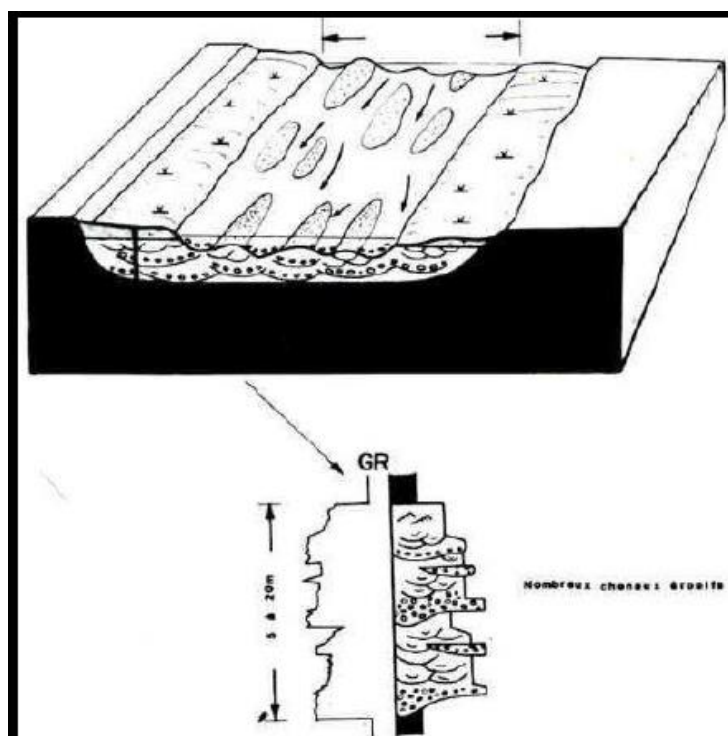


Fig.II.4 : Rivière en tresse (Publications d'IFP, 1986).

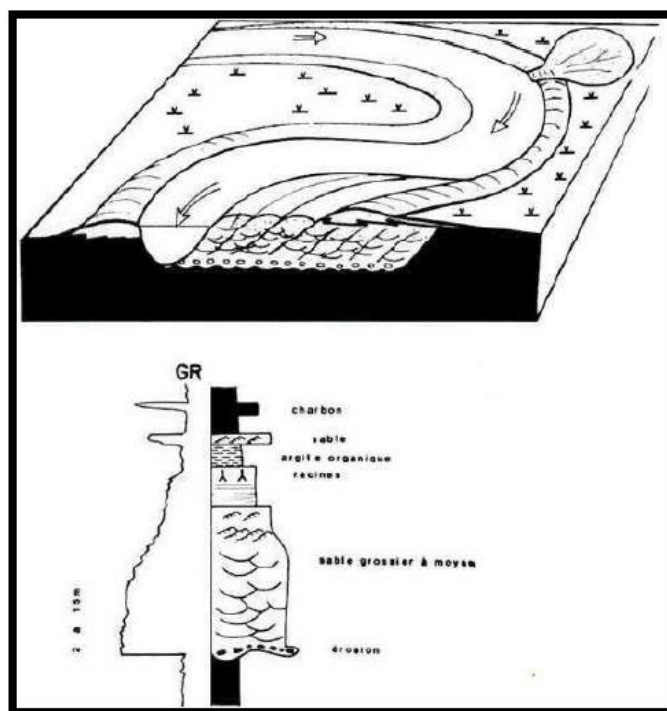


Fig.II.5 : Rivière à méandres (Publication de l'institut français du pétrole 1986).

II.7. Découpage Strati-Séquentiel de la région d'étude :

Pour ce découpage séquentiel, nous avons été contraints à utiliser le découpage Bio-stratigraphique de (A. Achab).

Ainsi, dans le Trias supérieur, plusieurs unités ont été définies. La limite inférieure est marquée par une discontinuité majeure qui est la discordance Hercynienne, et la limite supérieure matérialisée pour le top de l'unité T2.

Nous avons défini en premier lieu, trois cycles sédimentaires de 3ème ordre, comme le montrent les deux puits de référence J41, ou un découpage type a été réalisé, et qui se résume comme suit :

II.7.1. Le premier cycle :

Il est constitué de :

Prisme de Haut Niveau (PHN) : C'est un ensemble Argilo-gréseux et parfois Silteux, caractérisé par des dépôts transgressifs et progradants. Le PHN commence par une « Séquence Boundary » (SB), matérialisée par la discordance Hercynienne (DH) et marquant le début du PHN. La courbe du Gamma Ray montre une brusque déflexion à la base de la parasequence (DH). Ces dépôts de comblement constituent le cortège de haut niveau Marin et

résultent de l'empilement de plusieurs paraséquences répétitives (du 3ème ou 4ème ordre), Plurimétriques (de 5 à 25 mètres). L'enregistrement de Gamma Ray montre que ces paraséquences sont subdivisées en deux parties à savoir:

- Une partie inférieure (de 3518 à 3496m) Argilo-gréseuse caractérisant des paraséquences à tendance progradante (progradation modérée), et forme le PHN1 qui est présenté par des alternances de grès, d'argiles et de silts.
- Une partie supérieure (de 3496 à 3474m) Argilo-gréseuse (la partie gréseuse est plus dominante que celle des argiles) caractérisant des paraséquences à forte progradation, c'est le HST tardif (PHN2), constitué de grès, d'argiles et parfois des passées dolomitiques au top de la série.

La paraséquence du cycle 1 est représentée de bas en haut par des grès grossiers et souvent microconglomératiques vers le sommet, un passage gréso-argileux et des argiles silteuses à pures.

II.7.2. Le second cycle :

On rencontre :

Un Intervalle Transgressif (IT) : Ce cortège est essentiellement Argileux, mais il renferme quelques bancs de dolomies, de silts et même des grès. Les paraséquences sont de type fining-up, transgressives, rétrogradationnels.

Un Prisme de Haut Niveau (PHN) : Il correspond à une série argilo-gréseuse et parfois silteuse à dolomitique, caractérisant des sédiments regressifs et progradants. Ces dépôts de comblement sont le résultat d'empilement de paraséquence granodécroissante répétitive plurimétrique. La paraséquence du cycle 2 renferme de bas en haut les facies suivants:

- Des grès grossiers à moyen microconglomératiques à mud clasts à la base (contact érosionnel).
- Des grès moyen à fin à inclusion de mud clasts et à stratification entrecroisée.
- Des grès fin à très fin présentant quelques passées d'argile et à ride de courant.
- Grès très fin à stratification horizontale, à rides chevauchantes et à nodules dolomitiques passant à des silstones et des argiles rouges présentant vers leur top des figures de dessiccation et des minces niveaux dolomitiques.

II.7.3. Le troisième cycle :

On définit la présence de :

Un Intervalle Transgressif (IT) : Ce cortège à prédominance argileuse, mais il est constitué aussi par des argiles très silteuses, des silts carbonatés et des conglomérats silteux et argileux, ferrugineux à dolomitique à la base dans le puits J41, le cortège transgressif correspond au

troisième cycle, et formé à la base par des grès très fins à silteux ou argileux et présentant des rides chevauchantes. L'ensemble est couronné par un conglomérat à galet de silstone et à stratification entrecroisée. Les galets de silstone sont granocroissants. Indiquant un milieu à haute énergie. Les paraséquences de ce cycle sont en fining-up, transgressives et en tendance à s'épaissir.

Prisme de Haut Niveau (PHN) : Les sédiments de cette unité régressive sont largement ré pondus dans la paléovallée et sont constitués par des argiles brun rouges, des silts et de rare bancs gréseux, d'épaisseur très réduite ; il est à noter, l'enrichissement remarquable en sel vers le sommet jusqu'à atteindre la formation saline S4.

II.8. Conclusion:

Ce réservoir constitue l'objectif pétrolier principal, est d'origine continentale, fluviale où les corps gréseux sont lenticulaires, d'extension limitée, avec des variations rapides de faciès, liées à leur mode de dépôt. La problématique réside dans sa position structurale par rapport à l'axe du chenal, et aussi à sa limite d'extension vers le Sud et le Sud Est du périmètre (biseautage de la Série). La série Inférieure a une certaine uniformité à travers ce profil, son épaisseur est comprise entre 44 et 50m.

III.1. Introduction :

La plus part des gisements de pétrole et de gaz ce rapportent aux roches sédimentaires. Celles-ci, sont constituées par des grains de matière solide, de forme quelconque, cimentés entre eux. Les espaces vides donnent à la roche la possibilité de contenir des fluides. Autrement dit, la roche est poreuse et perméable. Dans le cas de présence de pétrole ou de gaz dans les espaces vides, cette roche est dite « roche réservoir ou roche magasin ».

Des cartes de propriétés ont été établies à partir du logiciel « surfer », en utilisant les moyennes arithmétiques et géométriques, respectivement des données de porosité et de perméabilité pour tout le réservoir de la série inférieure dans la région de Haoued Berkaoui.

Le but de ce chapitre est l'évolution quantitative et qualitative des mesures pétrophysiques sur la carotte de puits qui traverse le réservoir de la série inférieure dans la région de Haoued Berkaoui.

L'objectif d'une étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques ; porosité, perméabilité et de certains paramètres géologiques, en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, grâce à cela on pourra parvenir à une exploration optimale du réservoir en question.

III.2 RAPPEL:

III.2.1 Notion de réservoir, matrice et fluides :

A. Réservoir:

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides (PERRODON, 1985). Ils sont souvent fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre (SERRA, 1979). Géologiquement, les meilleures roches réservoirs sont :

- les roches détritiques : sable et grès ;
- les roches carbonatées : calcaires et dolomies

B. Matrice:

Il s'agit de l'ensemble des éléments solides figurés (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. D'après SERRA (1979), il existe trois types de matrice :

-Matrice simple : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc.) ;

-Matrice complexe: les éléments ont une composition minéralogique variable ou le ciment est de nature différente (par exemple grès à ciment calcaire) ;

-Matrice propre: quand elle ne contient pas d'argile.

C. Fluides :

Une formation poreuse implique l'existence des fluides. Leur pourcentage dans les roches dépend du pourcentage des espaces vides (pores, fissures, etc.). Les fluides peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume).

III.3. La porosité :

III.3.1. Définition :

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. Dans l'interprétation de la diagraphe:

$$\Phi = \frac{V_{Pores}}{V_{total}} \times 100(\%) = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

Φ : Porosité (%)

V_s : Volume des solides.

V_t : Volume total de l'échantillon.

La porosité dépend de la dimension des grains, leur forme, leur distribution, leur arrangement, du ciment et de la compaction des couches.

On distingue deux types de la porosité :

1. La porosité primaire (inter-granulaire ou inter-cristalline) Φ_1 :

Elle correspond aux vides des grains (ou particules), elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides.

2. La porosité secondaire Φ_2 :

C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique. Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques.

III.3.2. Qualité de la porosité : Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Très faible si elle est inférieure à 5 %.
- Faible si elle est comprise entre 5 % et 10 %.
- Moyenne si elle est comprise entre 10 % et 15 %.
- Bonne si elle est comprise entre 15 % et 20 %.
- Très bonne si elle est comprise entre 20 % et 25 %.
- Excellente si elle dépasse les 25 %.

III.3.3. Calcul de la moyenne :

Le calcul des moyennes de la porosité nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs, ce calcul s'effectue comme suit :

$$\bar{X} = (X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n) / n$$

Où :

$\bar{X}$: Moyenne arithmétique.

X_i : Valeur mesurée.

n : Nombre des valeurs mesurées.

III.2.4. Détermination de la porosité :

La porosité peut être déterminée par plusieurs façons :

- Etudes des carottes au laboratoire.
- Etudes des lames minces.
- Par les méthodes diagraphiques.

III.3. La perméabilité :

La perméabilité exprime l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau) à travers ses espaces de vide. Son unité est le millidarcy (md).

III.3.1 La loi de DARCY :

$$Q = (P_1 - P_2) \cdot A \cdot K / \mu \cdot L \quad (\text{cm}^3/\text{s})$$

- Q : Volume d'eau écoule par unité de temps [cm^3/s].

- **K** : Perméabilité [Darcy].
- **μ** : Viscosité du fluide [centipoise].
- **L** : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm].
- **S** : Surface de la couche filtrante [cm²].
- **P₁**: pression entrante [atm].
- **P₂**: pression sortante [atm].

III.3.2 Types de perméabilités : Il existe trois types de perméabilité :

1-la perméabilité absolue ou intrinsèque (K) : est celle qui s'applique à une formation donnée et au mouvement d'un fluide unique et homogène.

2-la perméabilité efficace (K_e) : décrit le mouvement d'une phase de fluide dans un environnement à plusieurs fluides. Par exemple, en présence d'un mélange huile-eau

3-la perméabilité relative (K_r) : est le rapport de la valeur efficace à la valeur absolue du paramètre

III.3.3 Détermination de la Perméabilité :

Il existe trois méthodes pour déterminer la perméabilité:

- ✓ dans les laboratoires à partir des carottes.
- ✓ d'après les Essais de Puits en cours de forage.
- ✓ en utilisant les données des diagraphies. (Schlumberger, 1993).

III.3.4. Qualité de la perméabilité :

La perméabilité est :

- ☐ Très faible si elle est inférieure à **1 md**.
- ☐ Faible si elle est comprise entre **1 md** et **10 md**.
- ☐ Médiocre si elle est comprise entre **10 md** et **50 md**.
- ☐ Moyenne si elle est comprise entre **50 md** et **200 md**.
- ☐ Bonne si elle est comprise entre **200md** et **500 md**.
- ☐ Excellente si elle supérieure à **1 D**.

III.3.5. Calcul de la moyenne :

Le calcul des moyennes de perméabilité par drain nous permettra de déterminer les drains qui présentent les meilleures valeurs de perméabilité qui s'effectuera comme suit :

$$\bar{X} = \sqrt[n]{X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i}$$

$\bar{X}$: Moyenne géométrique [md].

X_i : Valeur mesurée.

n : Nombre des valeurs mesurée

III.4. Cartes en isovaleur:

III.4.1. Carte en isobathes au toit du réservoir Siegénien:

III.4.1.a. Tableau des données de base:

Nom du puit	X	Y	Toit de la série inférieure
OKN-62	699240	3516400	-3487.00
OKN-72	700317	3517004	-3489.00
OKN-61	698215	3516073	-3474.00
OKN-611	699535.2	3515211	-3493.00
OKN-71	700750	3515480	-3495.00
OKN-641	697748.6	3517120	-3466.50
OKN-551	698999.8	3521000	-3507.00
OKN-730	701369.1	3517693	-3511.00

Tableau III.1 : Les côtes au toit du réservoir de la série inférieure

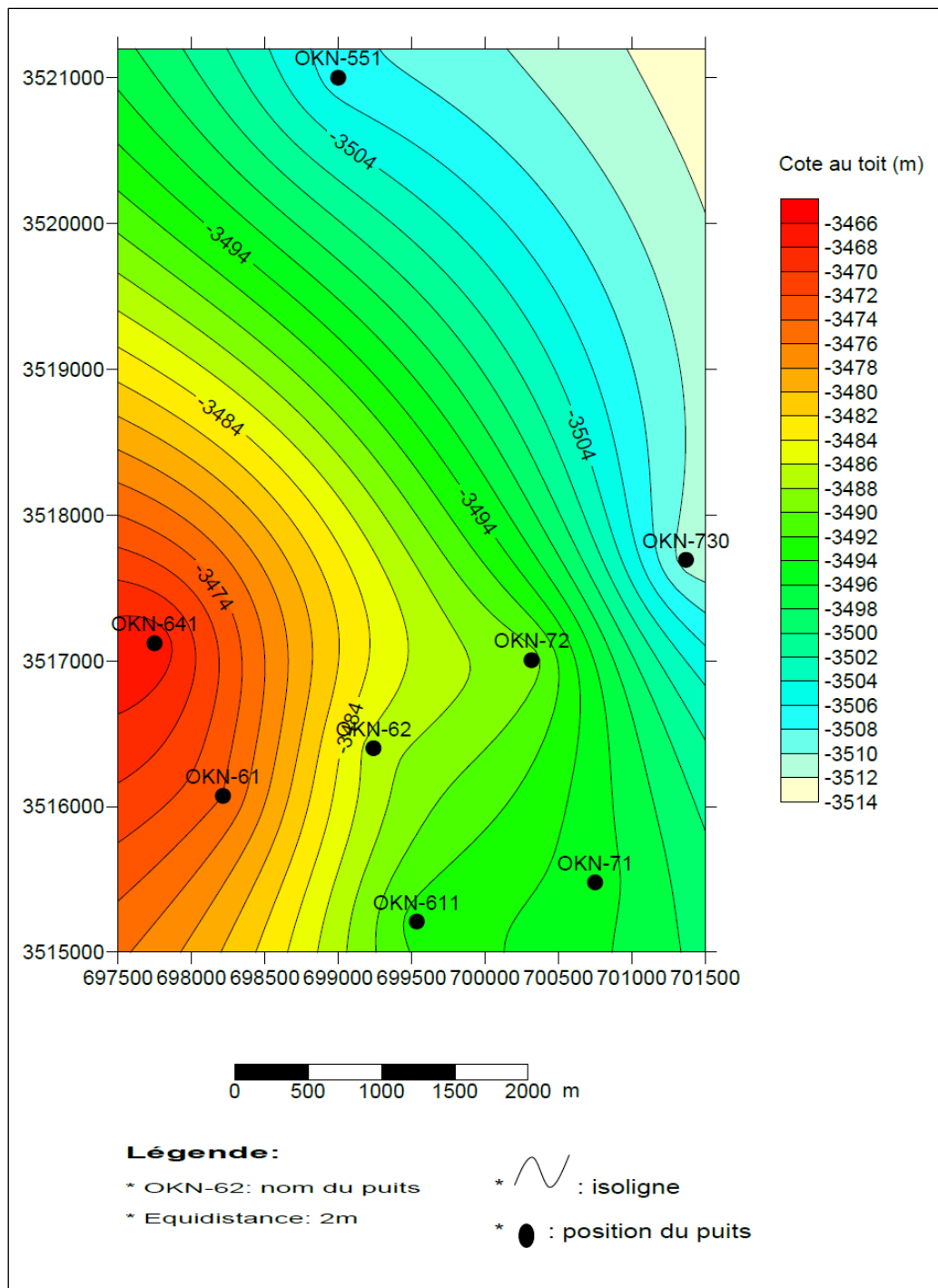


Fig.III.1 : Carte en isobathe au toit de la série inférieure

La carte en isobathe au toit du Série inférieur (**fig.III.1**) nous indique la variation de la profondeur dans notre région. Le sommet de l'anticlinal se trouve à l'ouest, plus exactement au niveau du puits OKN-641 où la profondeur est de -3466,50 m.

La profondeur augmente en allant vers l'est jusqu'à atteindre son maximum au niveau du puits OKN-730 où elle est égale à -3511m. Les puits OKN-61, OKN-62, OKN-72 et OKN611 se trouve plus au centre de la région où la pente est forte par rapport à l'Est et à l'Ouest. Leurs

profondeurs sont respectivement comme suivant :-3474m,-3487m, -3489m et -3493m. Le puits OKN-71 se situe au sud-est de la région avec une profondeur égale à -3495m tant dis que le puits OKN-541 se situe au nord de la région avec une profondeur de -3507m.

III.4.2. Carte en isopaques au niveau de la série inferieur :

III.4.2.a. Tableau des données de base:

Nom du puit	X	Y	Epaisseur
OKN-62	699240	3516400	50
OKN-72	700317	3517004	39
OKN-61	698215	3516073	39.5
OKN-611	699535.2	3515211	38
OKN-71	700750	3515480	32.5
OKN-641	697748.6	3517120	40
OKN-551	698999.8	3521000	52
OKN-730	701369.1	3517693	38

Tableau III.2 : La variation des épaisseurs des puits de la série inferieur

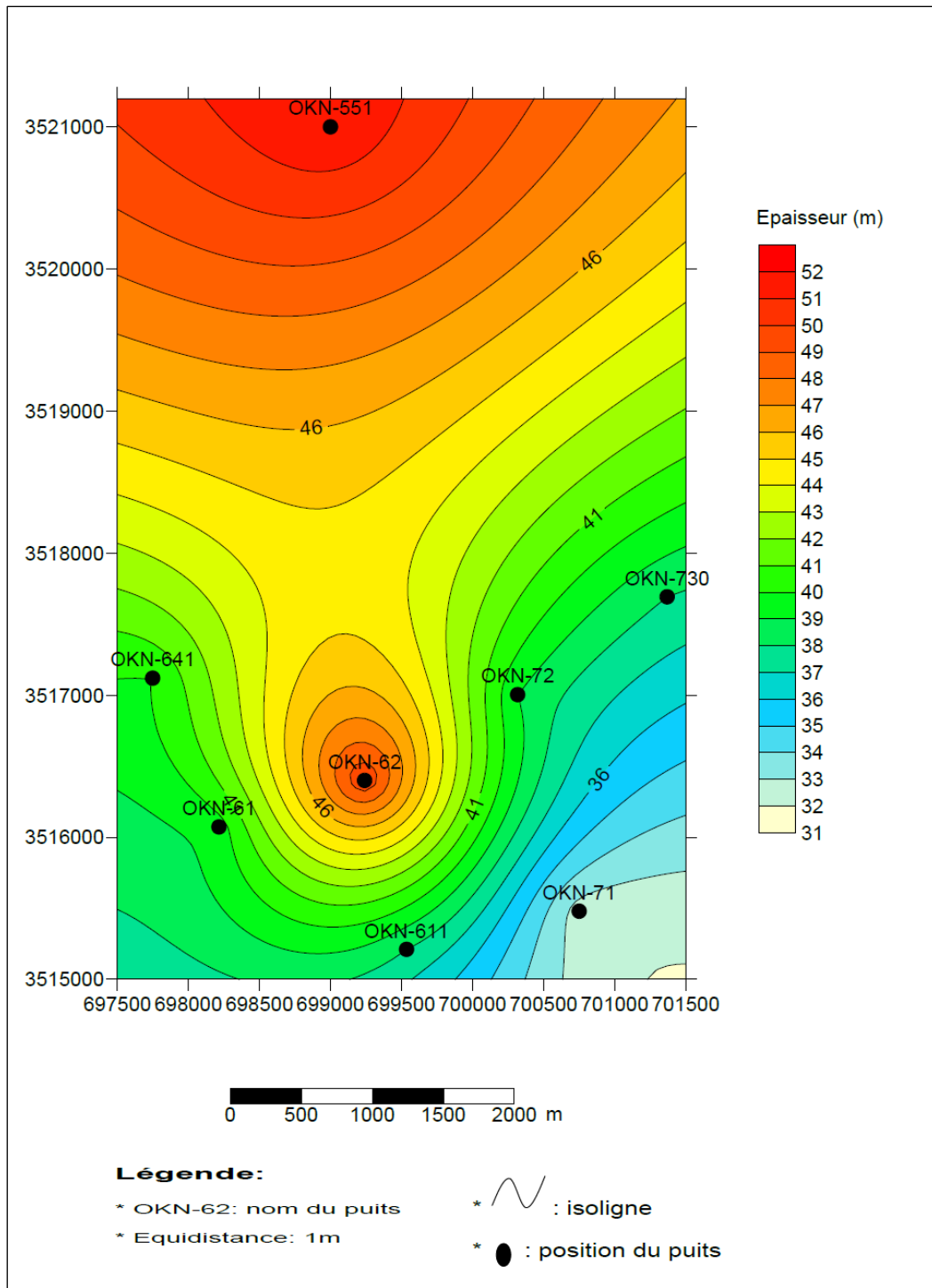


Fig.III.2 : Carte en isopaque au toit de la série inférieure

Cette carte (**fig.III.2**) montre que l'épaisseur du réservoir de la Série inférieure varie entre des valeurs qui varient entre 32,5 et 52m, avec un maximum d'épaisseur au niveau du puits OKN-551 (52m), situé dans la partie Nord de la zone d'étude, et un minimum d'épaisseur dans la partie Sud-Est de la zone d'étude, au niveau de puits OKN-71(32,5m). L'observation sur la carte en isopaches du réservoir de la Série inférieure, indique une

évolution graduelle de Sud-Est vers le Nord Nord-Ouest; avec une épaisseur de 50m au niveau du puit OKN-62 qui augmente lorsqu'on va vers le Nord et diminue lorsqu'on va vers le Sud-Est.

III.4.3. Carte en iso-porosité :

III.4.3.a. Tableau des données de base:

Nom du puit	X	Y	Porosité (%)
OKN-62	699240	3516400	11.39
OKN-72	700317	3517004	10.95
OKN-61	698215	3516073	8.2
OKN-611	699535.2	3515211	10.87
OKN-71	700750	3515480	11.00
OKN-641	697748.6	3517120	8.18
OKN-551	698999.8	3521000	5.96
OKN-730	701369.1	3517693	7.07

Tableau III.3 : Données de porosité des puits de la série inférieur.

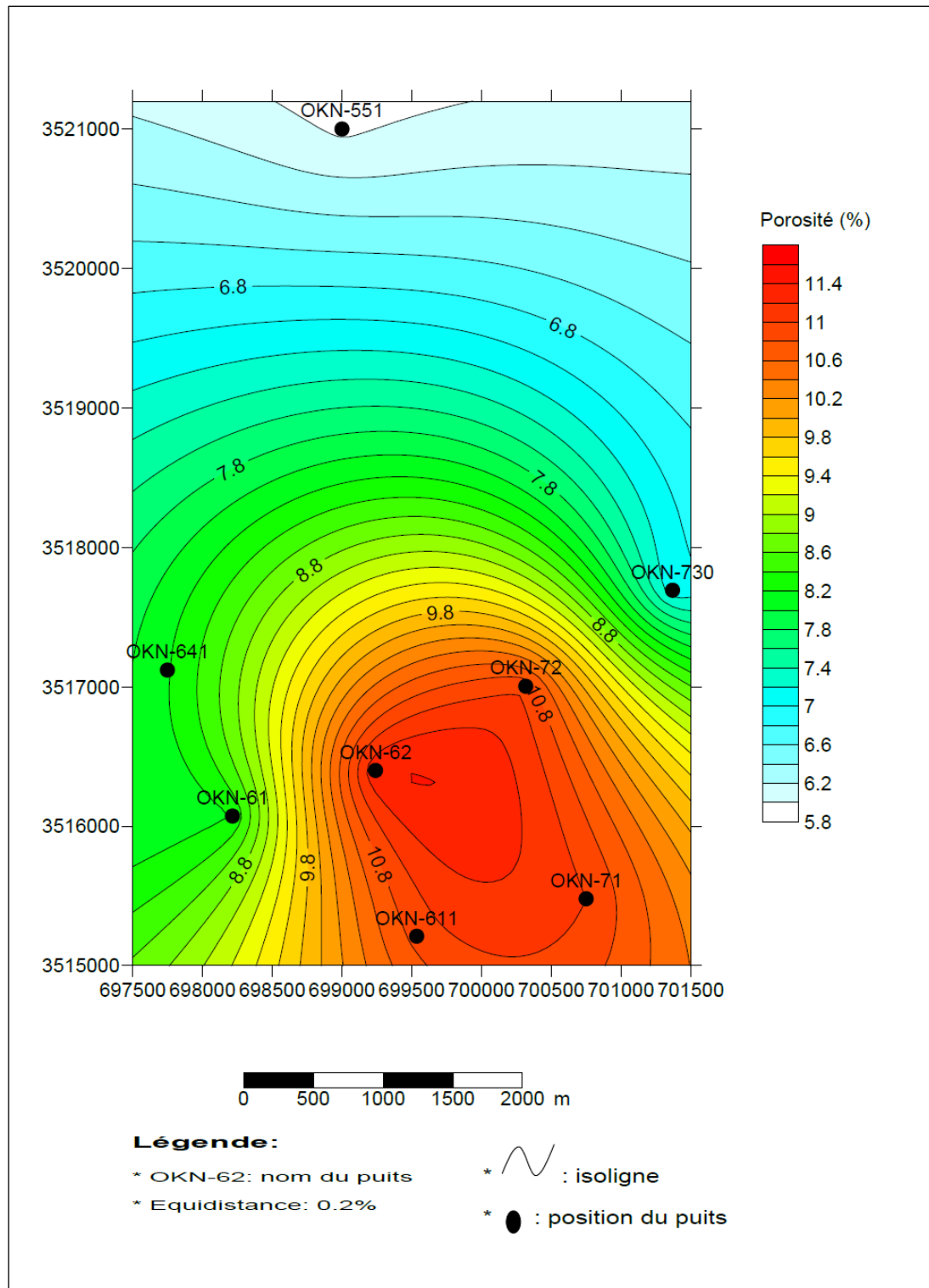


Fig.III.3 : Carte en iso porosité des puits de la série inférieure.

La carte en isoporosité de ce périmètre (**fig.III.3**) nous permet d'observer une variation de valeurs des porosités. Les grandes valeurs ne dépassent pas les 11,4% et ils sont enregistrées au Sud Sud-Est de la région au niveau des puits OKN-62, OKN-72, OKN-71,

OKN-611 ceci indique que la porosité dans ces puits est moyenne due a la quantité importante des grés friables. En allant vers toutes les directions à partir de ces puits, la valeur de la porosité diminue jusqu'à atteindre son minimum au Nord au niveau du puits OKN-551, à l'est au niveau du puits OKN-730 a l'ouest au niveau du puits OKN-641. La valeur minimale est de 5.96% enregistrée au niveau du puits OKN-551 qui est une porosité très faible vue la présence d'une grande quantité d'argile compacte et quelque banc de calcaire dans partie de la région.

III.4.4. Carte en iso-perméabilité:

III.4.4.a. Tableau des données de base :

Nom du puit	X	Y	Perméabilité (mD)
OKN-62	699240	3516400	4.3
OKN-72	700317	3517004	8.77
OKN-61	698215	3516073	6.17
OKN-611	699535.2	3515211	6.73
OKN-71	700750	3515480	7.69
OKN-641	697748.6	3517120	1.87
OKN-551	698999.8	3521000	5.5
OKN-730	701369.1	3517693	4.73

Tableau III.4 : Données de perméabilité des puits de la série inferieur.

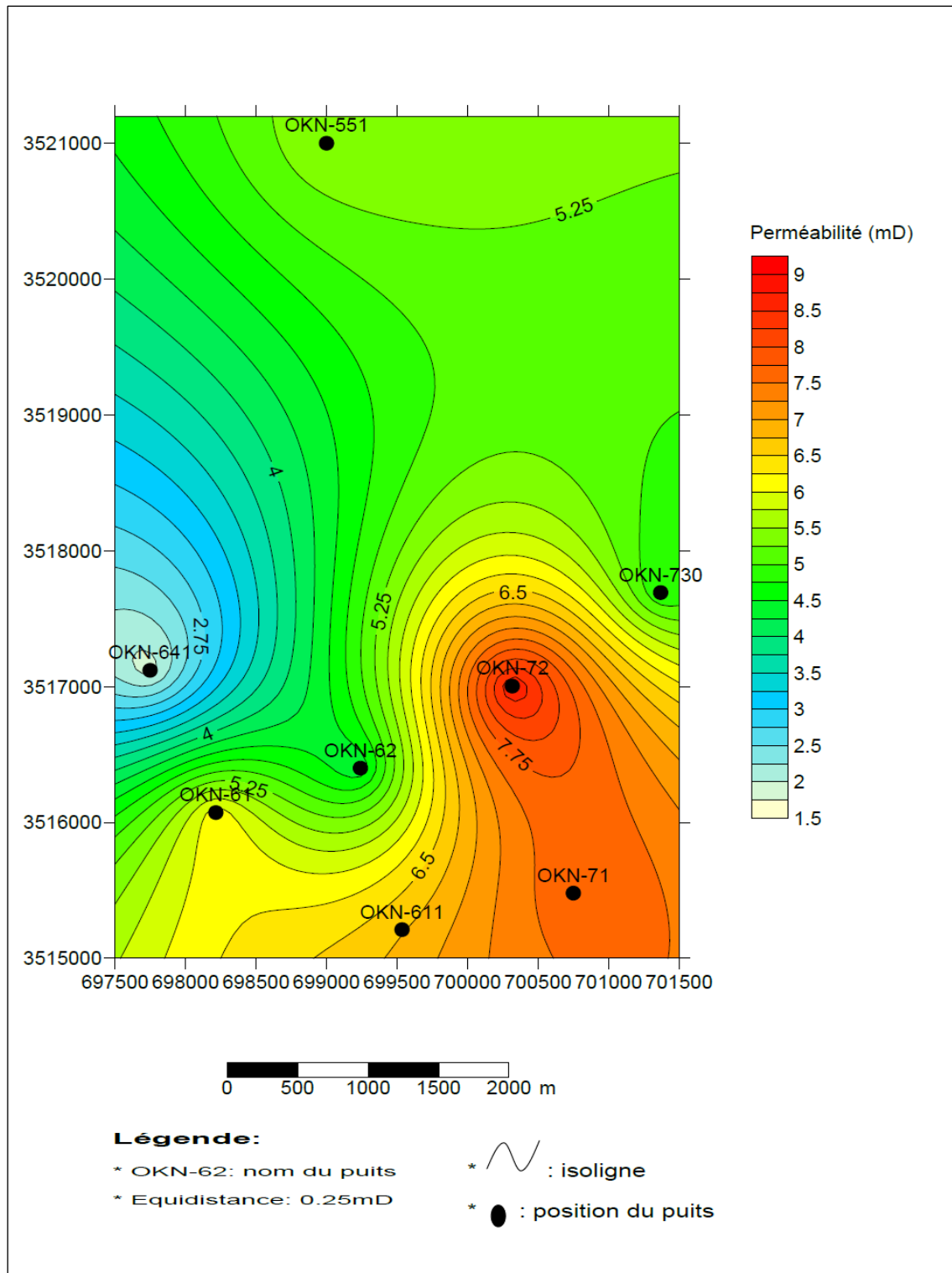


Fig.III.4 : Carte en isoperméabilité des puits de la série inférieure.

La carte en isoperméabilité au niveau de la zone d'étude (**fig.III.4**) montre une variation des valeurs de perméabilité où la grande valeur est enregistrée au centre est de la zone d'étude plus exactement au niveau du puits OKN-72, cette valeur est égale à 8,77md. La

diminution des valeurs est observée en allant du puits OKN-72 vers l'ouest, le nord-est et le sud-ouest.

Elle atteint la valeur minimale de 1,87md au niveau du puits OKN-641. Ces valeurs de perméabilité enregistrées dans ces réservoirs sont médiocres. Ce qui indique un réservoir plus ou moins compacte.

III.5. Conclusion:

- D'après la carte en isobathes au toit du réservoir SI, on déduit que notre région est structurée sous forme d'un anticlinal avec une pente moyenne et un sommet situé au niveau du puits OKN641.
- La carte en isopaques du réservoir SI nous montre que les épaisseurs sont comprises entre 31m et 53m, les grandes épaisseurs se trouvent vers le nord de la région et les faibles épaisseurs vers le sud
- Les valeurs de porosité sont comprises entre 5.96% et 11.39%, la zone sud est marquée par la présence des grandes valeurs de porosité ce qui veut dire que cette zone possède un pourcentage important d'argiles qui nous montre le sens des apports du nord vers le sud
- La carte en iso perméabilité nous montre que les valeurs de perméabilité au niveau du puits OKN-641 sont très faibles ce qui rend ce puits non rentable ; par contre les zones nord-est et sud possèdent des valeurs plus ou moins bonne donc les puits qui se trouvent au niveau de ces zones sont des puits rentables.

IV.1. Introduction :

L'objectif principal de ce chapitre consiste à traiter et à analyser les paramètres pétrophysiques du réservoir de la série inférieure, le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

Nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des courbes de corrélations. D'autre part, réaliser des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité.

IV.2. Evolution de la porosité dans le réservoir Série Inférieure :

IV.2.1. Analyse des histogrammes de la porosité:

➤ LE Puits OKN-62:

L'histogramme des fréquences a été établi avec une population de 119 échantillons.

L'histogramme présente une allure (**fig.IV.2**). La classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le premier mode représente **17.64%** avec des valeurs de porosité comprises entre **5 et 7.5%**. Les valeurs les plus fréquentes dans le deuxième mode représentent **20.17%** et elles sont comprises entre **10 et 12.5%**.

Cette distribution de la porosité en deux modes s'explique par la présence de deux types d'arrangement des sédiments.

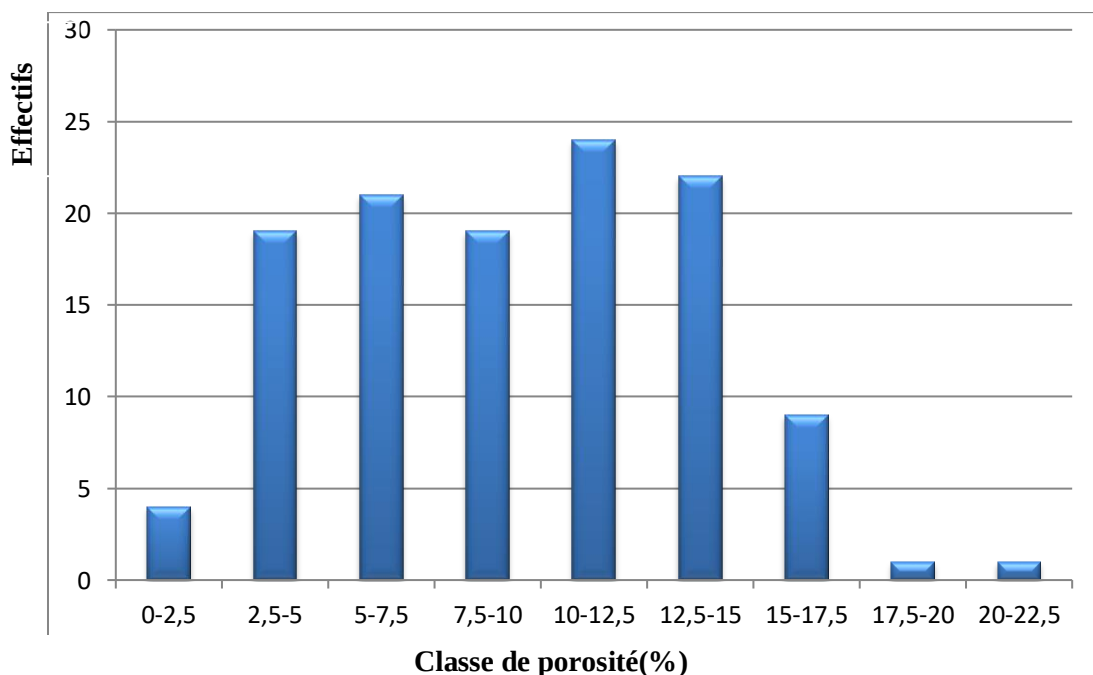


Fig.IV.1 : Histogramme de porosité du puits OKN- 62

➤ **LE PUIT OKN-71:**

L'histogramme présente une allure unimodale asymétrie droite ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes représente **25.74%** des valeurs de porosité comprises entre **10 et 12.5%**.

Nous pouvons remarquer que l'histogramme qui présente la distribution la plus régulière correspond au puits OKN-71. (**fig.IV.3**)

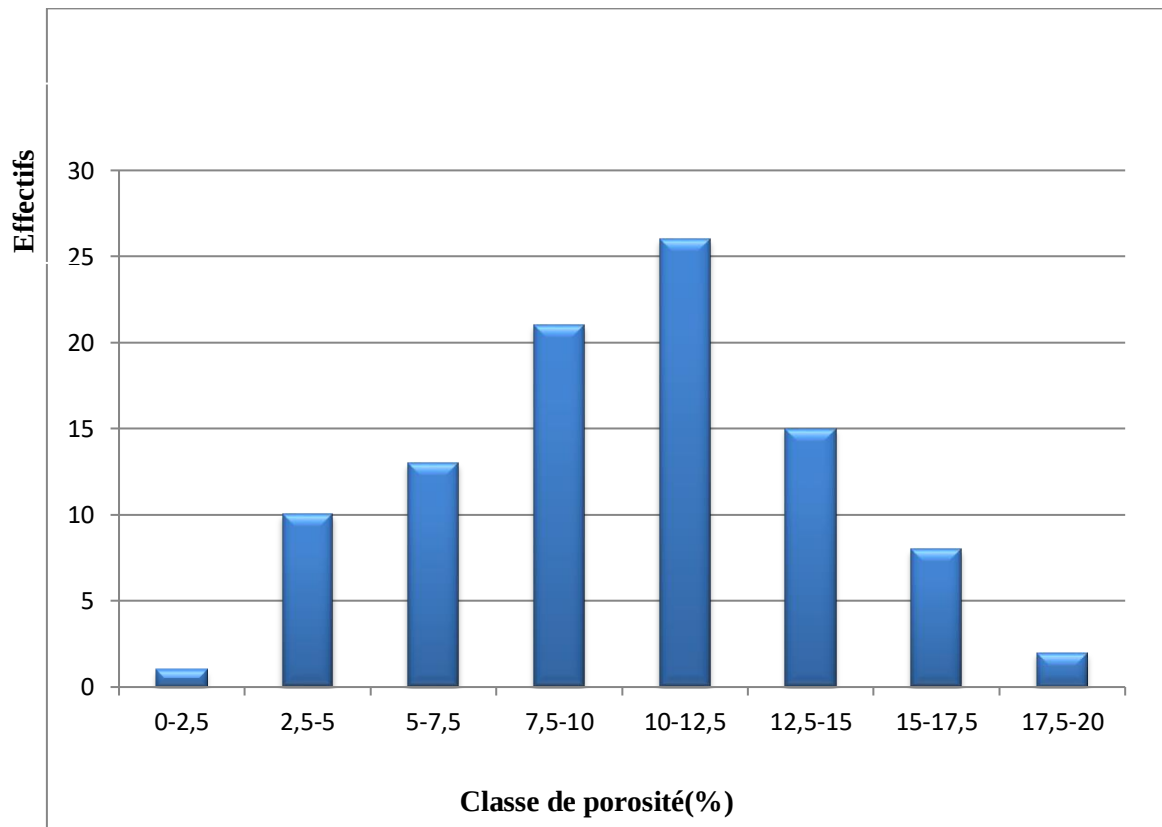


Fig.IV.2 : Histogramme de porosité du puits OKN-71

➤ **LE PUITIS OKN-721 :**

L'histogramme des fréquences a été établi avec une population de 79 échantillons.(fig.IV.4)

L'histogramme présente une allure bimodale ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le premier mode représente **24,05%**avec des valeurs de porosité comprises entre **12,5** et **15%**. Les valeurs les plus fréquentes dans la deuxième mode représentent **17,72%** et elles sont comprises entre **5** et **7,5%**.

Cette distribution de la porosité en deux modes s'explique par la présence de deux types d'arrangement des sédiments.

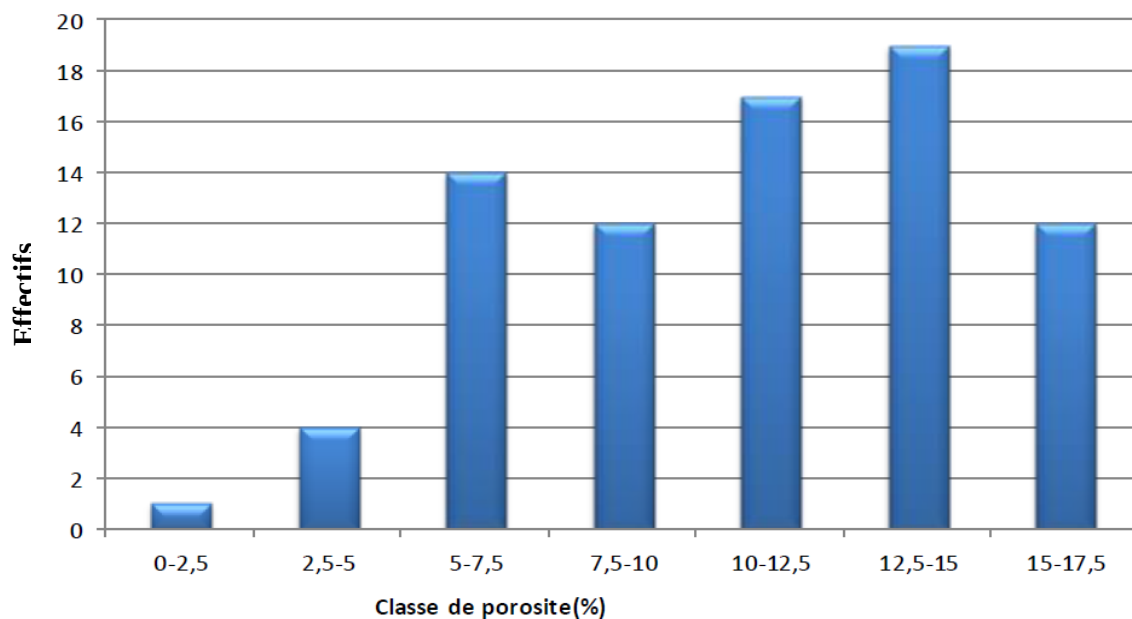


Fig.IV.3 : Histogramme de porosité du puits OKN-721

➤ **LE PUITIS OKN-61:**

L'histogramme des fréquences a été établi avec un ensemble de 66 échantillons.

L'histogramme présente une allure plurimodale (**fig.IV.5**) ; les classes qui présentent les valeurs de porosité les plus fréquentes dans les trois modes sont exprimées comme suit :

- 1er mode représente **36%** des valeurs de porosité sont comprises entre **3 et 6%**.
- 2eme mode représente **13,63%** des valeurs de porosité sont comprises entre **12 et 15%**.
- 3eme mode représente **3,03%** des valeurs de porosité sont comprises entre **21 et 24 %**.

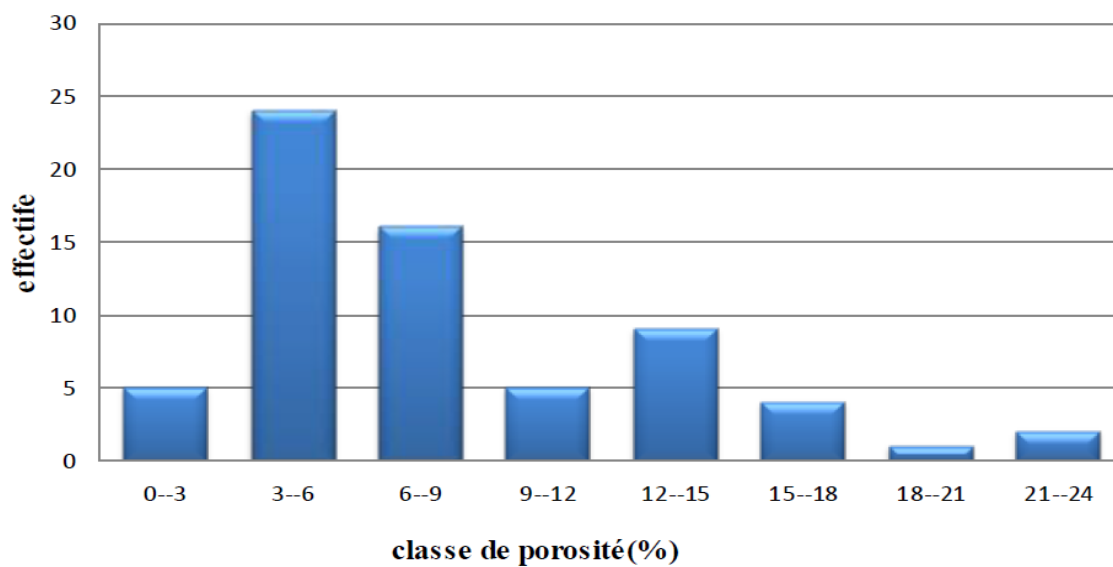


Fig.IV.4 : Histogramme de porosité du puits OKN-61

➤ **LE PUITS OKN-63 :**

L'histogramme des fréquences a été établi avec un ensemble de 120 échantillons.

L'histogramme présente une allure bimodale (**fig.IV.6**) ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le premier mode représente **20 %** avec des valeurs de porosité comprises entre **10 et 12,5%**. Les valeurs les plus fréquentes dans la deuxième mode représentent **17,5%** et elles sont comprises entre **5 et 7,5%**.

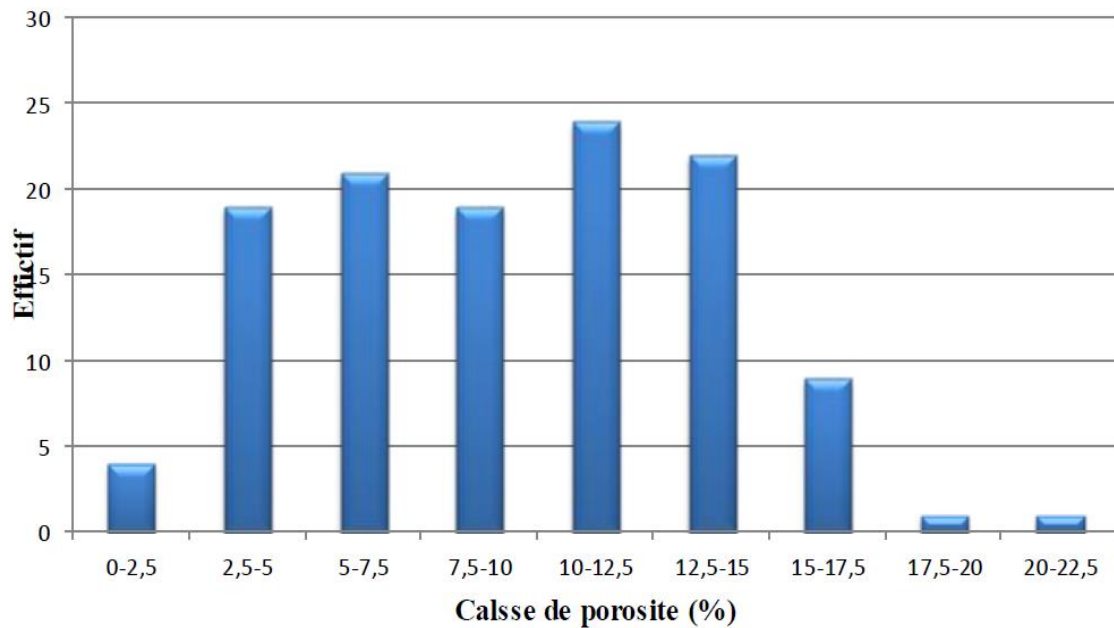


Fig.IV.5 : Histogramme de porosité du puits OKN-63

➤ **LE PUITOKN-611 :**

L'histogramme présente une allure unimodale asymétrie droite (**fig.IV.7**) ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes représente **34,92%** des valeurs de porosité comprises entre **9 et 12%**.

Nous pouvons remarquer que l'histogramme qui présente la distribution la plus régulière correspond au puits OKN-71.

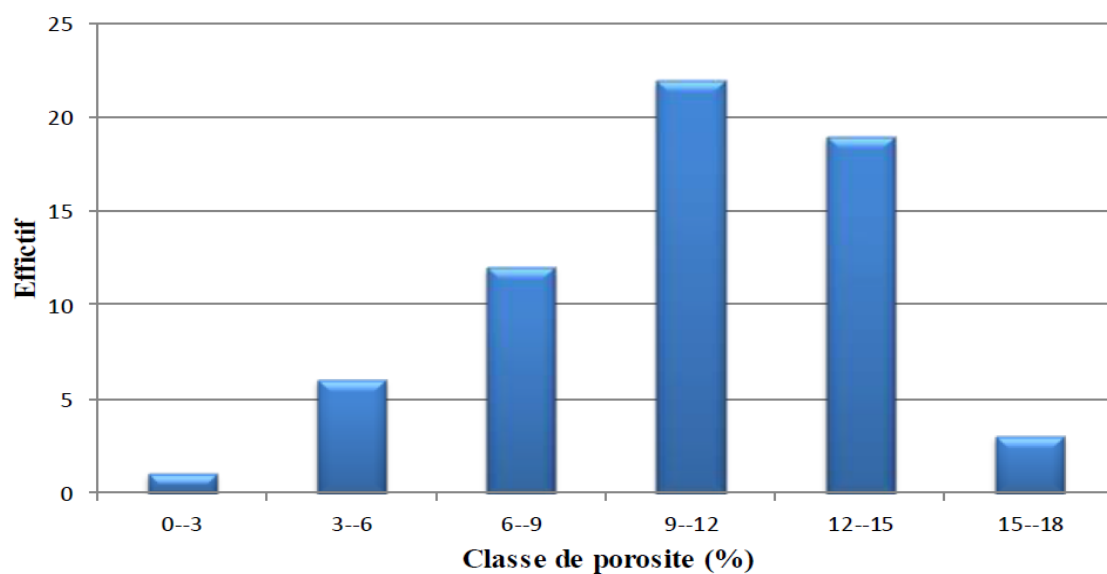


Fig.IV.6 : Histogramme de porosité du puits OKN-611

IV.3. Evolution de la perméabilité dans le réservoir Série Inférieure :

IV.2.1. Analyse des histogrammes de la perméabilité:

➤ LE Puits OKN-62:

L'histogramme présente une allure bimodale (**fig.IV.8**). La classe qui présente les perméabilités les plus fréquentes dans le premier mode représente **15.83%** des valeurs de perméabilité comprises entre **0.01 et 0.1mD** ; La classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente **25.83%** des valeurs de perméabilité comprises entre **100 et 1000mD**.

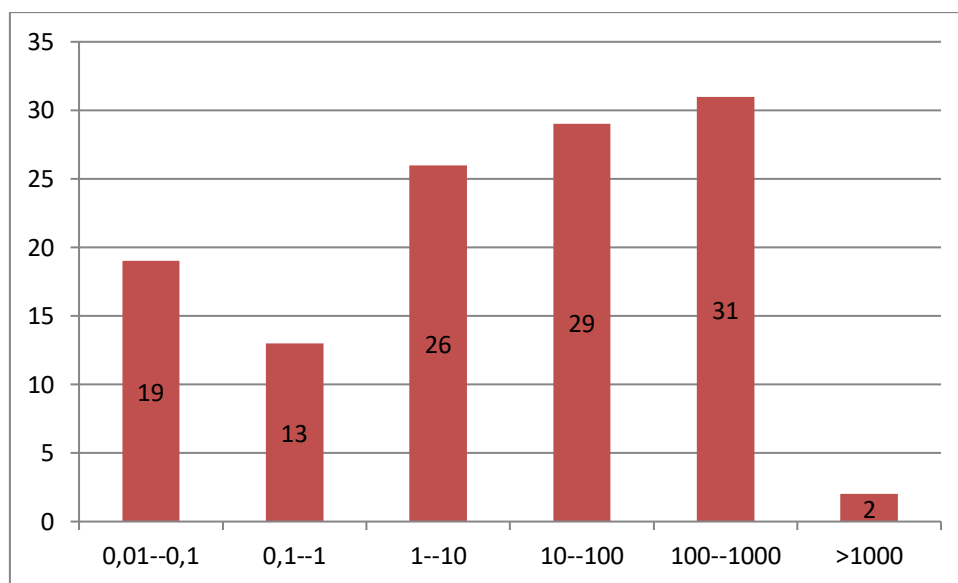


Fig.IV.7 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-62

➤ **LE PUIT OKN-71:**

L'histogramme présente une allure bimodale (**fig.IV.9**) . La classe qui présente les perméabilités les plus fréquentes dans le premier mode représente **20%** des valeurs de perméabilité comprises entre **0.1 et 1mD** ; La classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente **36,84%** des valeurs de perméabilité comprises entre **10 et 100 mD**.

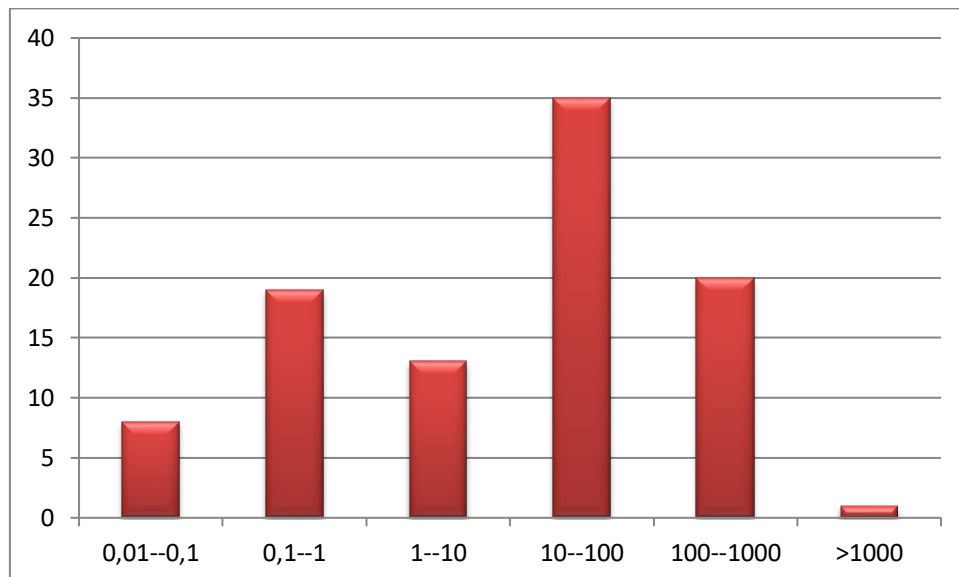


Fig.IV.8 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-71

➤ **LE PUITIS OKN-721 :**

L'histogramme présente une allure bimodale (**fig.IV.10**). La classe qui présente les perméabilités les plus fréquentes dans le premier mode représente **65,78%** des valeurs de perméabilité comprises entre **0 et 110mD** ; La classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente **3,94%** des valeurs de perméabilité comprises entre **440 et 550 mD**.

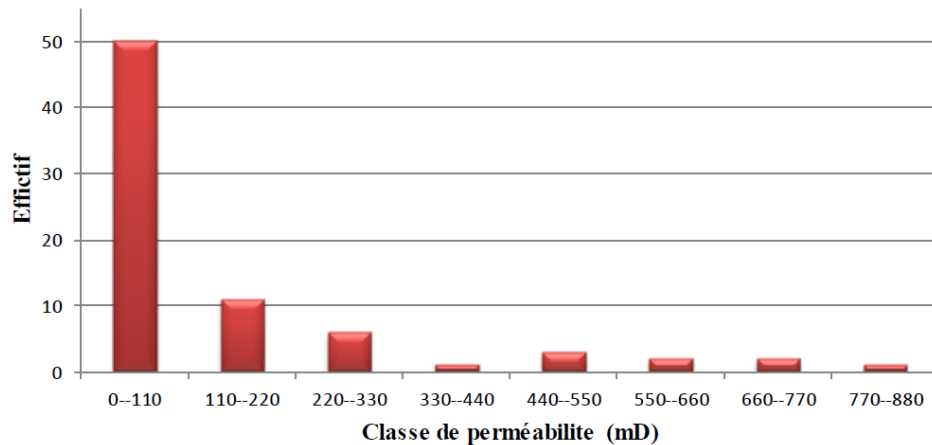


Fig.IV.9 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-721

➤ **LE PUITSON-61 :**

L'histogramme des fréquences a été établi avec un ensemble de 63 échantillons.

L'histogramme présente une allure plurimodale (**fig.IV.11**) ; la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le premier mode représente **66,66%** des valeurs de perméabilité comprises entre **0 et 71 mD** ; et la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente **14,28%** des valeurs de perméabilité comprises entre **142 et 213 mD** ; et la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le troisième mode représente **1,58%** des valeurs de perméabilité comprises entre **426 et 497 mD**.

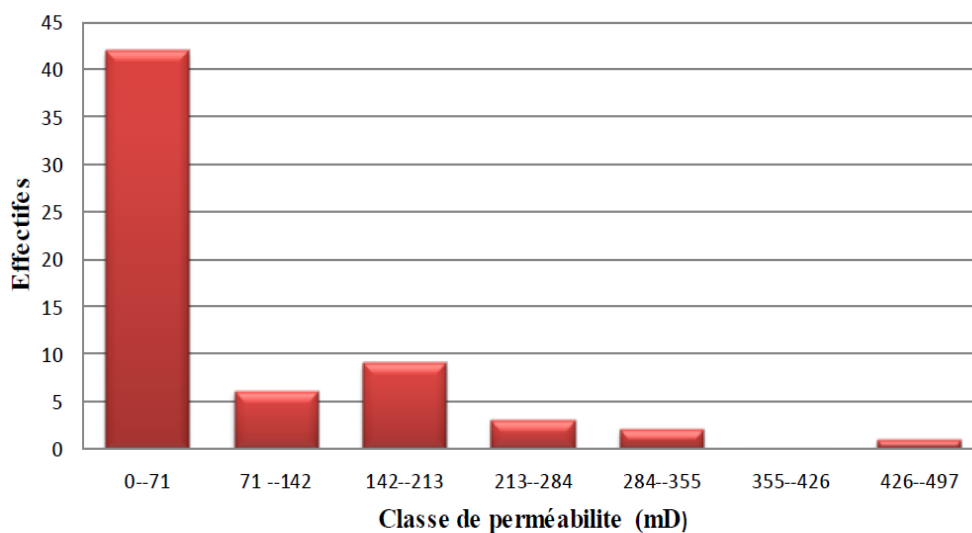


Fig.IV.10 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-61

➤ **LE Puits OKN-63 :**

L'histogramme des fréquences a été établi avec une population de 117 échantillons.

L'histogramme présente une allure bimodale (**fig.IV.12**) ; les deux classes qui représentent les valeurs de perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suit :

- **76,06%** des valeurs de perméabilité sont comprises entre **0 et 115 mD**.
- **0,56%** des valeurs de perméabilité sont comprises entre **690 et 920 mD**.

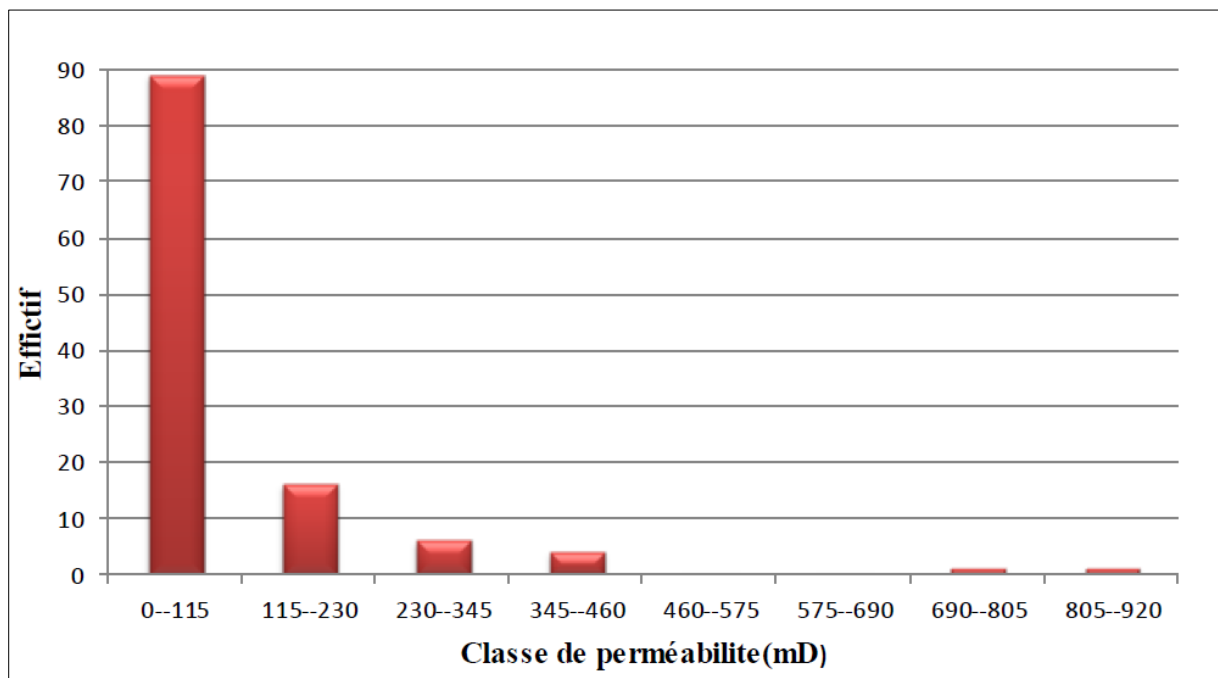


Fig.IV.11 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-63

➤ **LE PUIT SOKN-611 :**

L'histogramme des fréquences a été établi avec une population de 63 échantillons.

L'histogramme présente une allure unimodale asymétrique gauche (**fig.IV.13**) ; la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes représente **63,49%** des valeurs de perméabilité sont comprises entre **0 et 80 mD**.

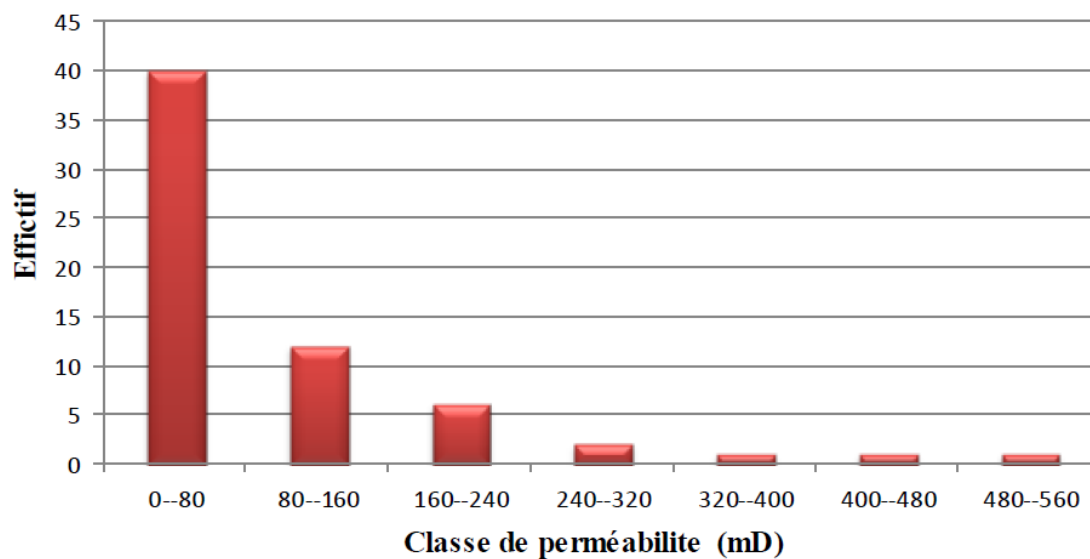


Fig.IV.12 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-611

IV.3.LES COURBES DE CORRELATION:

IV.3.1. Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la porosité :

La corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir Série Inferieur a été établie dans 06 puits que sont:OKN-62,OKN-721, OKN-61, OKN-63,OKN-611 et OKN-71 avec un échantillonnage suffisant.

Les courbes de corrélation nous permettent d'observer la relation qui existe entre les deux caractères pétrophysiques perméabilité et porosité.

➤ LE PUIT OKN-62:

D'après courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité (**fig.IV.14**), on remarque que la relation entre ces derniers il est mauvaise, et le coefficient de corrélation est égale à **0.3457**.

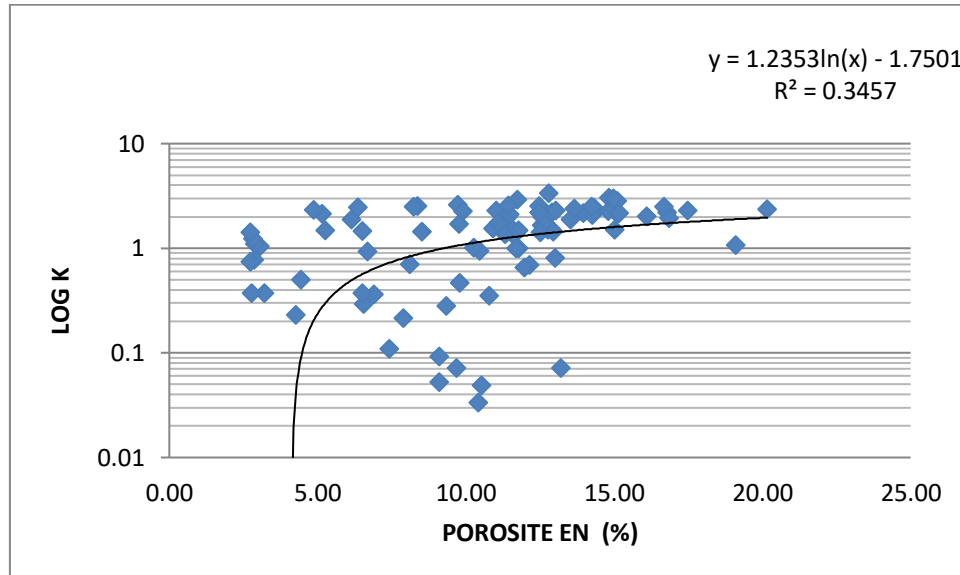


Fig.IV.13 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-62

➤ **LE PUIT OKN-71:**

Aussi la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité du puit OKN-71 (**fig.IV.15**), on remarque que la relation entre ces derniers il est mauvaise, et le coefficient de corrélation est égale à **0.272**.

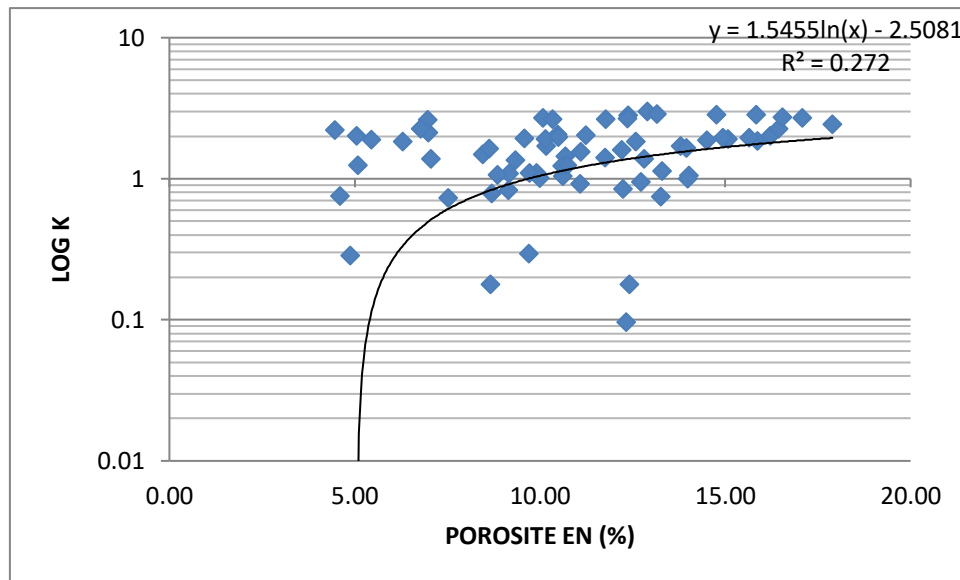


Fig.IV.14 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-71

➤ **LE PUIT OKN-721:**

Nous remarquons qu'il n'y a pas une bonne relation entre la perméabilité et la porosité(**fig.IV.16**). Le coefficient de corrélation est de **0,499**.

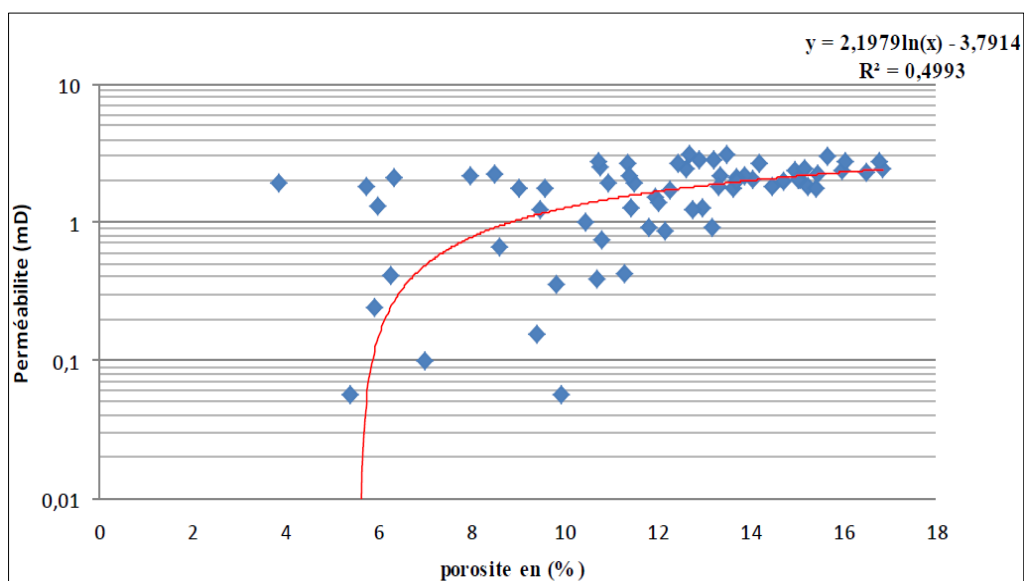


Fig.IV.15 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-721

➤ **LE PUITIS OKN-61:**

D'après la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité (**fig.IV.17**), On remarque que la relation entre ces deux paramètres est bonne, et le coefficient de corrélation est égal à **0,887**.

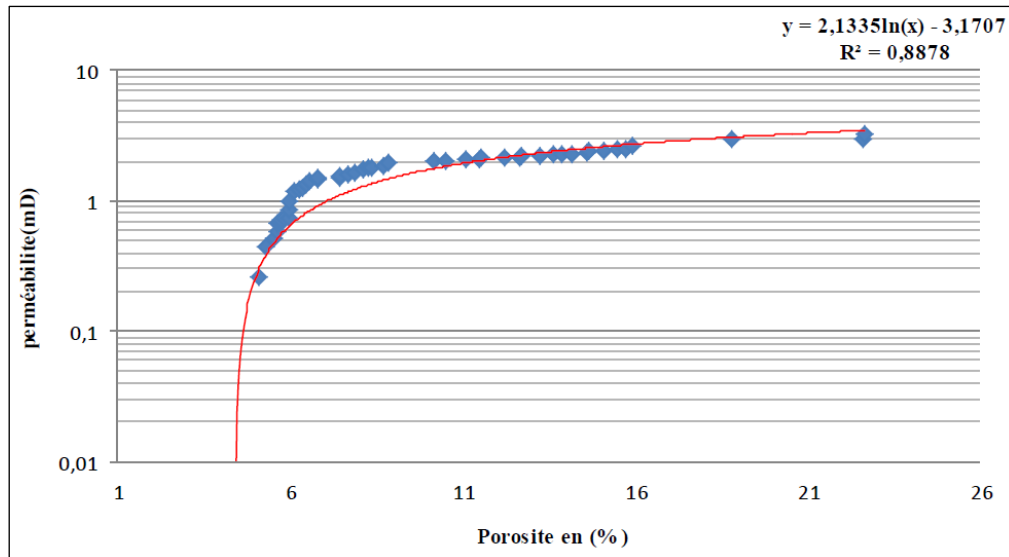


Fig.IV.16 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-61

➤ **LE PUITIS OKN-63:**

Une mauvaise relation entre la perméabilité et la porosité existe avec un coefficient de corrélation de 0,345. (**fig.IV.18**)

Nous remarquons que la porosité varie et il ne dépend pas de la perméabilité. Cette relation est expliquée par l'origine de la porosité qui est sédimentaire et la nature de la perméabilité qui est liée à la fracturation.

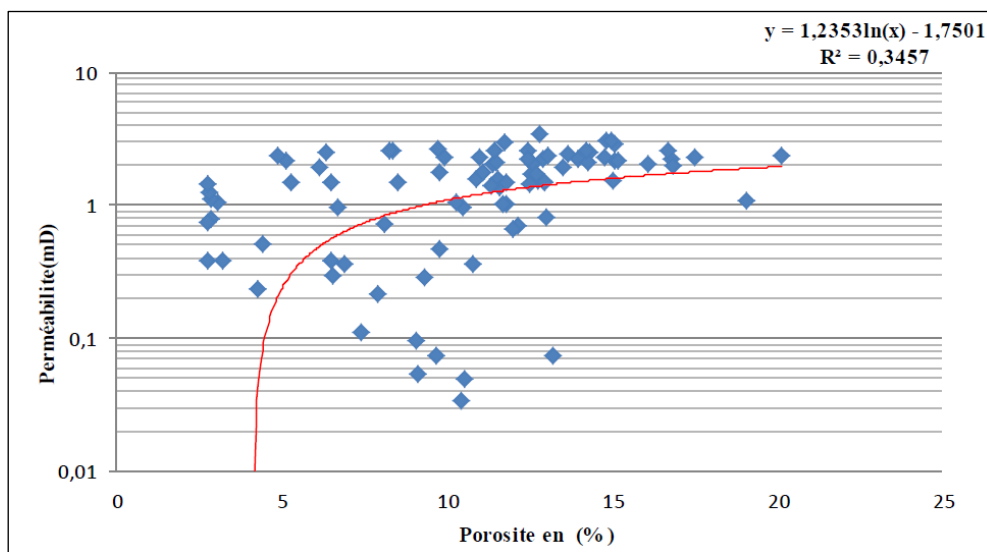


Fig.IV.17 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-63

➤ **LE PUITIS OKN-611:**

Nous remarquons qu'il n'y a pas une bonne relation entre la perméabilité et la porosité. Le coefficient de corrélation est de **0,418**. (fig.IV.19)

Aussi dans cette courbe nous notons que la perméabilité varie indépendamment de la porosité.

Cette distribution s'explique par la nature de ces valeurs qui correspondrait à la perméabilité de fracturation.

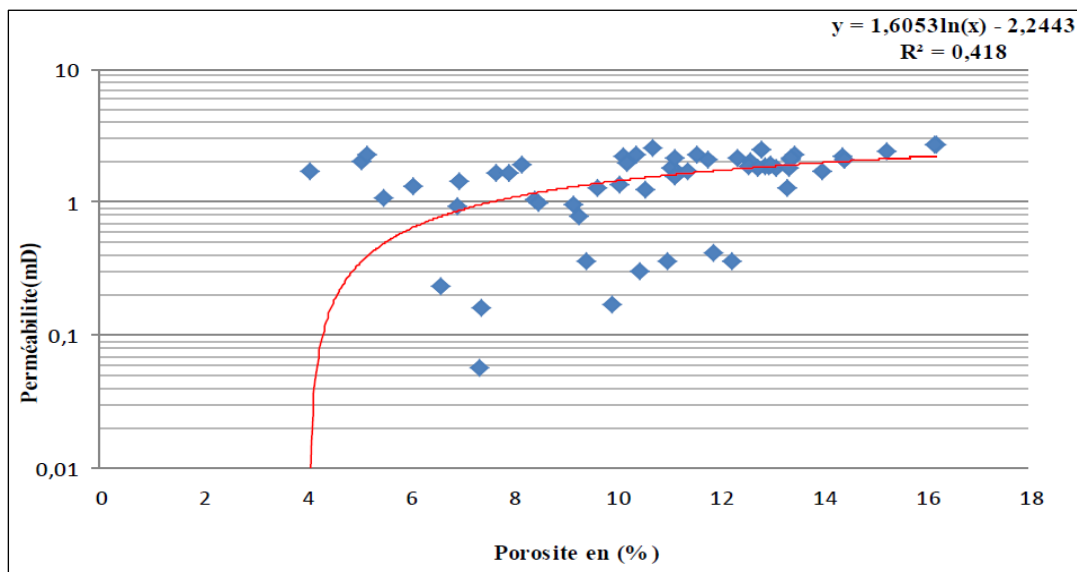


Fig.IV.18 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-611

IV.6. Conclusion:

Plusieurs points ont été déduits à partir de cette étude :

1. En comparant les différents histogrammes de la porosité, on conclue l'existence de deux types de porosité : matricielle et secondaire.

2. En comparant les différents histogrammes de la perméabilité, après l'analyse, on peut déduire qu'on a deux types de perméabilité : matricielle et de fracturation.

3. L'analyse statistique des paramètres pétrophysiques, la porosité et la perméabilité ont été établies par puits et par réservoirs, afin de déterminer les valeurs moyennes. Les écarts types et les coefficients de corrélation montrent que :

* Le réservoir série inférieure présente les caractéristiques d'un réservoir hétérogène qui tend parfois vers l'homogénéité.

CONCLUSION Générale

CONCLUSION Générale :

Plusieurs conclusions ont été tirées à partir de cette étude sédimentologique et pétrophysique du réservoir de la série inférieure (SI) du HaoudBerkaoui, notamment:

- Les analyses sédimentologiques ont montré que le milieu de dépôt est un environnement fluvatile
- D'après la corrélation on ne conclue que l'épaisseur de réservoir diminue du bas vers le haut.
- La porosité moyenne de la zone d'étude est de 9.20%, et la perméabilité moyenne est de 5.72 mD.
- L'interprétation des cartes en iso-valeurs montre qu'on peut diviser le réservoir SI en deux parties, une partie inférieure au Sud où les paramètres pétrophysiques sont très élevées une partie supérieure au Nord où les paramètres pétrophysiques sont médiocres.
- Il existe deux types de porosité (primaire et secondaire), et deux types de perméabilité (primaire matricielle et secondaire de fissuration) dans ce réservoir.
- Les valeurs de perméabilité enregistrées dans ce réservoir sont médiocres. Ce qui indique que le réservoir est plus ou moins compacte.
- La relation entre la perméabilité et la porosité est mauvaise dans tous les puits sauf aux alentours du puits OKN-61 où la relation est bonne avec un coefficient de corrélation qui avoisine 0,88. Ce qui implique que le puits le plus perspective dans notre zone est le puits OKN-61.
- L'analyse statistique du réservoir étudié indique que le réservoir est hétérogène et tend parfois vers l'homogénéité.

BIBLIOGRAPHIE

- **AIT Salem, H. 1990.** :Le Trias Détritique de l'Oued Mya (Sahara Algérien),
Sédimentation Estuarienne, Diagenèse et Porogenèse potentialités pétrolières.
Thèse de Doctorat, Univ : Lyon I, France.
- **WEC. (2007)** :Well Evaluation Conference.
- **WEC. (1995)** : Well Evaluation Conference.
- **Beicip- Sonatrach(1992)** : Evolution des réserves « région d'Oued Mya ». Volume II.
- **Document SONATRACH** :Rapport d'implantation et de fin de sondage des puits de Haoud Berkaoui.
- **Vail (1977)** :Seismic stratigraphy and global changes of sea level
- **Ferrah, Z.(1997)** :Les réservoirs du Trias Argilo-gréseux du champ de Haoud Berkaoui (Etude lithostratigraphique, sédimentologique et diagénétique).
- **Vail et al. (1991)** :the stratigraphic signatures of tectonics, eustacy and sedimentology- an overview.
- **SERRA O. (1979)** : Diagraphies différées, bases de l'interprétation. Tome 1, acquisition des données diagraphiques.