

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

MESBAHI Souhaib

LASKRI Mohamed El Amine

Thème

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DE LA SERIE
INFERIEURE DU CHAMP DE HAOUD BERKAOUI
-BASSIN OUED MYA -

Devant le jury:

Ms LOUMI. K

MCA

Président de jury

Mme YSBAA. S

MAA

Encadreur

Mme Benayad. S

MCB

Membre de jury

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES

Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Département : Gisement Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de fin d'Etude

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Thème

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DE LA SERIE
INFERIEURE DU CHAMP DE HAOUD BERKAOUI
-BASSIN OUED MYA-

Présenté par :

MESBAHI Souhaib

LASKRI Mohamed El Amine

Avis favorable de l'encadreur :

Mme YSBAA. S

Avis favorable du président du jury

LOUMI Khaled

Cachet et signature

ANNEE UNIVERSITAIRE 2016/2017

REMERCIEMENTS

*Nous tenons tout d'abord à remercier **Dieu** le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.*

*La première personne que nous tenons à remercier est notre encadreur Madame **YSBAA**, pour l'orientation, la confiance et la patience qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. Qui a su nous guider, et nous donner ses conseils si précieux pour l'élaboration de ce mémoire, qu'elle trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité. A travers ce travail laborieux, je tiens à remercier aussi tous ceux qui m'ont soutenu de près ou de loin pour arriver à ce résultat.*

Nos remerciement s'étendent également à nos familles et à nos amis qui par leurs prières et leurs encouragement, on a pu surmonter tous les obstacles.

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à ma très chère maman qui m'encourage toujours au meilleur. Maman je t'aime, que dieu te protège et te garde pour moi.

A mon cher papa qui me donne toujours des conseils et me guide. Papa tu es mon guide dans cette vie, que dieu te protège.

A mes grands-parents que dieu me les garde.

A ma très chère fiancée qui me soutient toujours dans les moments pénibles et difficiles.

A mes frères, mes sœurs, à toute la famille MESBAHI et la famille BOUTORA.

A mes chers amis Hamed, Hassen, Raid, Mounir, Houssein et tous mes amis.

A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près durant mes années d'études.

MESBAHI Souhaib

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à mon Père qui m'a toujours soutenu, malgré son absence prolongée et indépendante de sa bonne volonté.

A ma très chère MAMAN que j'aime tellement qui a été un vrai soutien moral, qui n'a jamais fléchi et qui n'a jamais abandonné ce rôle si prépondérant.

A toute ma famille maternelle et mes amis qui m'ont toujours encouragé et soutenu.

A tous je dis merci de tout cœur.

Puisse le tout puissant me guider dans ma future vie professionnelle.

LASKRI Mohamed El Amine

SOMMAIRE

Chapitre I

I.1.Introduction.....	1
I.2.Situation Géographique Et Géologique D'oued Mya.....	2
I.2.1. Situation géographique d'Oued Mya.....	2
I.2.2.Cadre géologique et Géodynamique du bassin d'Oued Mya.....	3
I.3. Situation Géographique Et Géologique De Haoud Bekaoui.....	5
I.3.1.Situation géographique.....	5
I.3.2. Situation géologique.....	7
I.3.3. Cadre structural local de Haoud Berkaoui.....	9
I.3.4 Litho-Stratigraphie de Haoud Berkaoui.....	10
I.3.5. Systèmes pétroliers.....	19

Chapitre II

II.1. Introduction.....	21
II.2. Méthodologie.....	21
II.3. Description de carottes.....	24
II.3.1. Méthodologie de description.....	24
II.3.2.Description des carottes du puits.....	24
II.3.2.a. Conclusion.....	25
II.4. L'analyse séquentielle.....	26
II.4.1. Rappels.....	26
II.4.2. La stratigraphie séquentielle.....	28
II.4.3. Les échelles séquentielles et les cycles eustatiques.....	29
II.5. Interprétation de corrélation diagraphique.....	33
II.6. Conclusion.....	33

Chapitre III

III.1. Introduction.....	34
III.2. La porosité.....	34
III.2.1. Définition.....	34
III.2.2. Qualité de la porosité.....	34
III.2.3. Calcul de la moyenne.....	35
III.2.4. Détermination de la porosité.....	35
III.3. La perméabilité.....	35
III.3.1. Qualité de la perméabilité.....	35
III.3.2. Calcul de la moyenne.....	36
III.4. Cartes en isovaleur.....	36
III.4.1. Carte en isobathes au toit du réservoir Siegénien.....	36
III.4.2. Carte en isopaques au niveau de la série inférieure.....	38
III.4.3. Carte en iso-porosité.....	40
III.4.4. Carte en iso-perméabilité.....	42
III.5. Conclusion.....	44

Chapitre IV

IV.1. Introduction.....	45
IV.2. Rappels.....	45
IV.2.1. Porosité.....	45
IV.2.2. La perméabilité.....	46
IV.2.2.a. Définition, loi de Darcy.....	46
IV.3. Evolution de la porosité dans le réservoir Série Inférieure.....	47
IV.3.1. Analyse des histogrammes de la porosité.....	47
- LE PUIT OKN-62.....	47
- LE PUIT OKN-71.....	48
- LE PUIT OKN-721.....	49
- LE PUIT OKN-61.....	50
- LE PUIT OKN-63.....	51
- LE PUIT OKN-611.....	52

IV.4. Evolution de la perméabilité dans le réservoir Série Inférieure.....	52
IV.4.1. Analyse des histogrammes de la perméabilité.....	52
- LE PUIT OKN-62.....	52
- LE PUIT OKN-71.....	53
- LE PUIT OKN-721.....	54
- LE PUIT OKN-61.....	54
- LE PUIT OKN-63.....	55
- LE PUIT OKN-611.....	56
IV.5. Les courbes de corrélation.....	56
IV.5.1. Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la porosité.....	56
- LE PUIT OKN-62.....	56
- LE PUIT OKN-71.....	57
- LE PUIT OKN-721.....	58
- LE PUIT OKN-61.....	58
- LE PUIT OKN-63.....	59
- LE PUIT OKN-611.....	59
IV.6. Conclusion.....	60
Conclusion générale.....	61
Références Bibliographiques.....	62

La liste des figures

Chapitre I

Figure.I.1 : Situation géographique du bassin d'oued Mya	3
Figure.I.2 : Situation géologique du bassin d'oued Mya	5
Figure.I.3 : Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui	6
Figure.I.4 : carte de situation du gisement de Haoud Berkaoui	8
Figure.I.5 : Carte en isobathe du toit de la série inférieure montrant les différents champs du Gisement de Berkaoui.....	9
Figure.I.6 : La colonne litho stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui...	18

Chapitre II

Figure.II.1 : Fenêtre d'importation des fichiers "las"	22
Figure.II.2 : Fenêtre de création zone track.....	23
Figure.II.3 : Fenêtre de création des colonne de corrélation.....	23
Figure.II.4 : Log sédimentologique du puits OKN-52.....	26
Figure.II.5 : Classification Shell.....	28
Figure.II.6 : Cônes alluviaux.....	30
Figure.II.7 : Rivière en tresse.....	30
Figure.II.8 : Rivière a méandres.....	31
Figure.II.9 : Corrélation diagraphique du réservoir SI a travers les puits OKN- 61, OKN-71, OKN-72, OKN-611.....	32

Chapitre III

Figure.III.1 : Carte en isobathes au toit du réservoir SI dans le gisement Haoud Berkaoui.....	37
Figure.III.2 : Carte en isopaques du Trias Série Inférieure dans le gisement Haoud Berkaoui.....	39
Figure.III.3 : Carte en isoporosité du réservoir Série Inférieure dans le gisement Haoud Berkaoui.....	41

Figure.III.4 : Carte en isoperméabilité du réservoir Série Inférieure dans le gisement Haoud Berkaoui.....	43
---	----

Chapitre IV

Figure.IV.1 : Milieu poreux.....	45
Figure.IV.2 : Histogramme de distribution des classes de porosité du puits OKN-62.....	48
Figure.IV.3 : Histogramme de distribution des classes de porosité du puits OKN-71.....	49
Figure.IV.4 : Histogramme de distribution des classes de porosité du puits OKN-721.....	50
Figure.IV.5 : Histogramme de distribution des classes de porosité du puits OKN-61.....	51
Figure.IV.6 : Histogramme de distribution des classes de porosité du puits OKN-63.....	51
Figure.IV.7 : Histogramme de distribution des classes de porosité du puits OKN-611.....	52
Figure.IV.8 : Histogramme de distribution des classes de perméabilité du puits OKN-62.....	53
Figure.IV.9 : Histogramme de distribution des classes de perméabilité du puits OKN-71.....	53
Figure.IV.10 : Histogramme de distribution des classes de perméabilité du puits OKN-721.....	54
Figure.IV.11 : Histogramme de distribution des classes de perméabilité du puits OKN-61.....	55
Figure.IV.12 : Histogramme de distribution des classes de perméabilité du puits OKN-63.....	55
Figure.IV.13 : Histogramme de distribution des classes de perméabilité du puits OKN-611.....	56

Figure.IV.14 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-62.....	57
Figure.IV.15 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-71.....	57
Figure.IV.16 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-721.....	58
Figure.IV.17 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-61.....	58
Figure.IV.18 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-63.....	59
Figure.IV.19 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-611.....	60

Liste des tableaux

Tableau.1 : Les cotes au toit du réservoir.....	36
Tableau.2 : La variation des épaisseurs.....	38
Tableau.3 : Les porosités moyennes du réservoir.....	40
Tableau.4 : Les perméabilités moyennes du réservoir.....	42

INTRODUCTION

GENERALE

The background features several overlapping rectangular blocks in various shades of blue. A horizontal bar is positioned below the word 'INTRODUCTION'. A large vertical block is on the right side, partially overlapping the text 'GENERALE'. Two other blocks are on the left side, one below 'GENERALE' and another below it, also overlapping the text.

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 par la compagnie Française (CFPA) en 1966 à ce jour plus de 100 puits ont été implantés par SONATRACH et ses partenaires pour le développement de la prospection et la production de ce réservoir en raison de la hausse de prix des produits énergétiques.

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 que 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 lithostratigraphique 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.

CHAPITRE

I

Généralités

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, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; Au Sud-Est le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au Nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi.

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 les permis Talémazène et Touggourt, à l'est par le champ de Hassi Messaoud, au nord-ouest par le champ de Hassi R'mel, et au sud elle est ouverte sur la dépression de Mouydir.

Le bassin de Oued Mya est limité par les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensembles au sud et au nord, et 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. (**fig.I.1**)

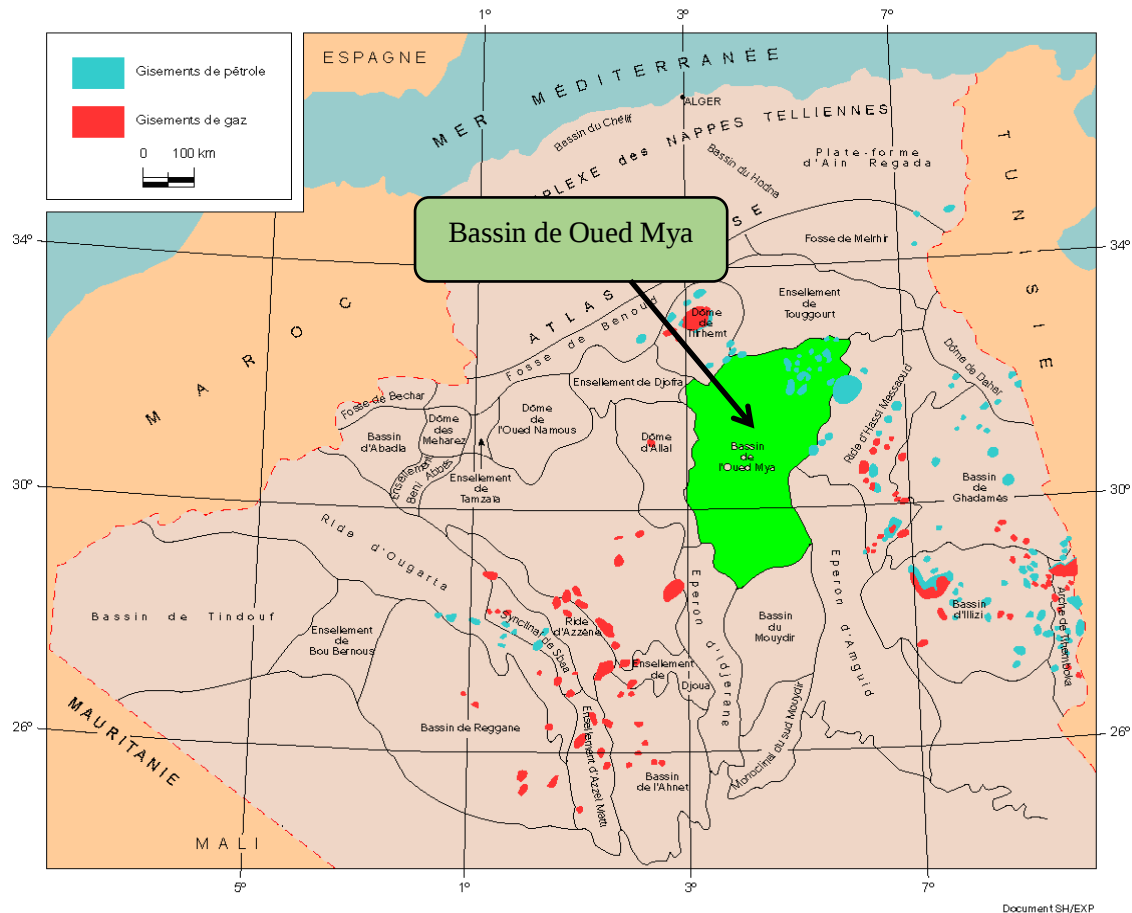


Fig.I.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya (document sonatrach.2010 "modifié")

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'enneie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subside au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péri-cratonique de l'atlas saharien. (fig.I.2)

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

- 1- La sédimentation du paléozoïque, pratiquement restreinte 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 Miocène comme suit :

- Série argilo carbonatée dans le Jurassique.

- Détritique dans le Crétacé inférieur.
- Calcaire et dolomitique dans le crétacé Supérieur.
- Le Sénonien salifère dont l'épaisseur du sel peut atteindre 200m.
- Une faible série détritique au Tertiaire et localement évaporitique à l'Eocène et Miocène.

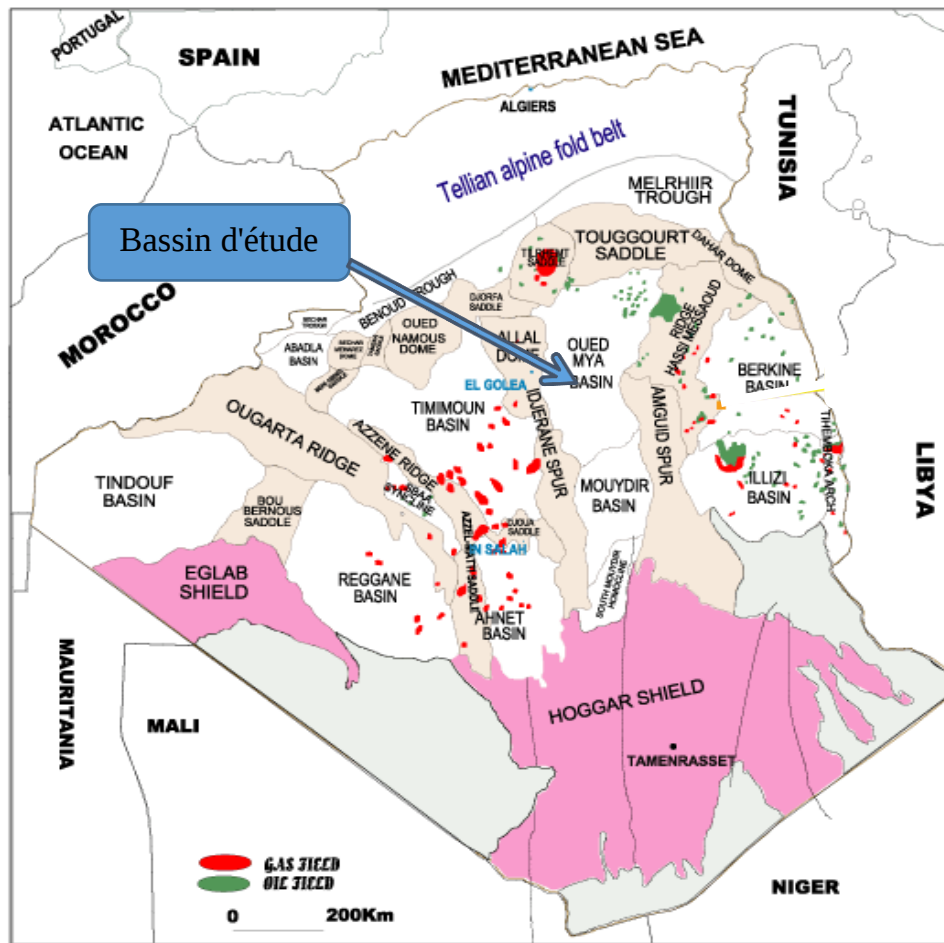


Fig.I.2 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya (BEICIP, 1992 "modifié")

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

I.3.1. Situation géographique :

Le champ de Haoud Berkaoui 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**).

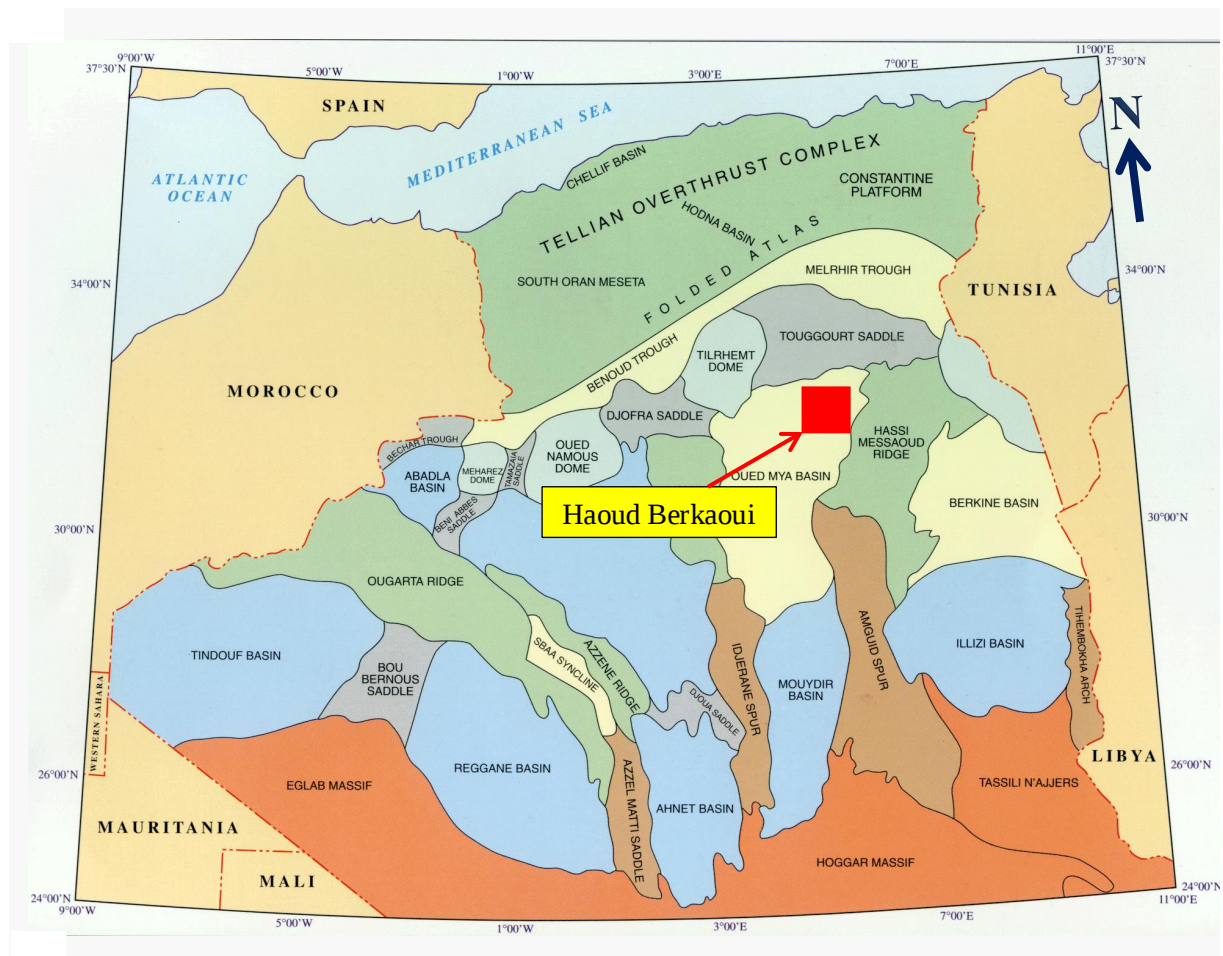


Fig.I.3 : Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui. (document sonatrach.PED.2010 "modifié).

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 Haoud Berkaoui est délimité par trois blocs, du nord au sud (**Fig.I.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, Haoud Berkaoui, 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).

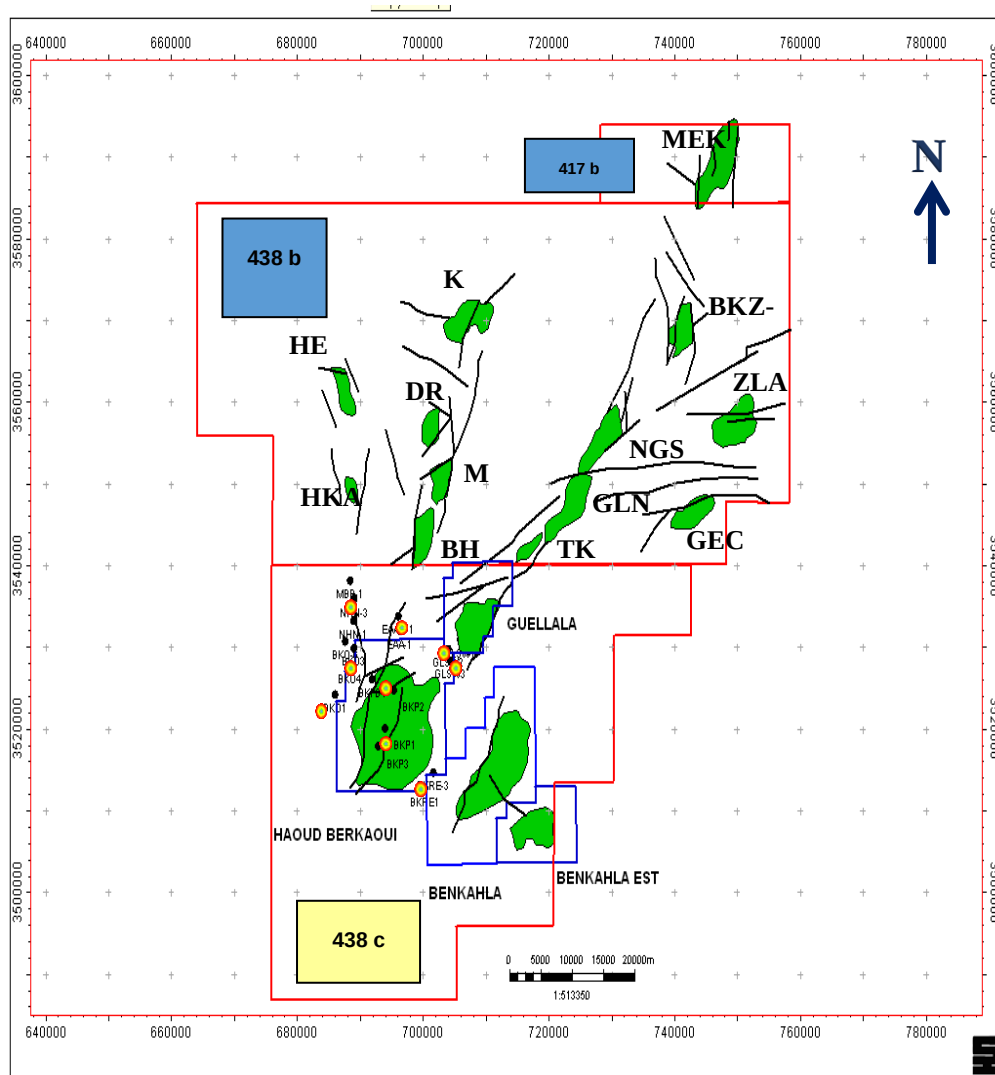


Fig.I.4 : carte de situation du gisement de Haoud Berkaoui (sonatrach.PED 2010)

Le gisement de Haoud Berkaoui a la forme structurale d'un vaste brachyanticlinal (anticlinal dont la section par un plan horizontal n'est guère plus longue que large) (**fig.I.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 Haoud Berkaoui 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.

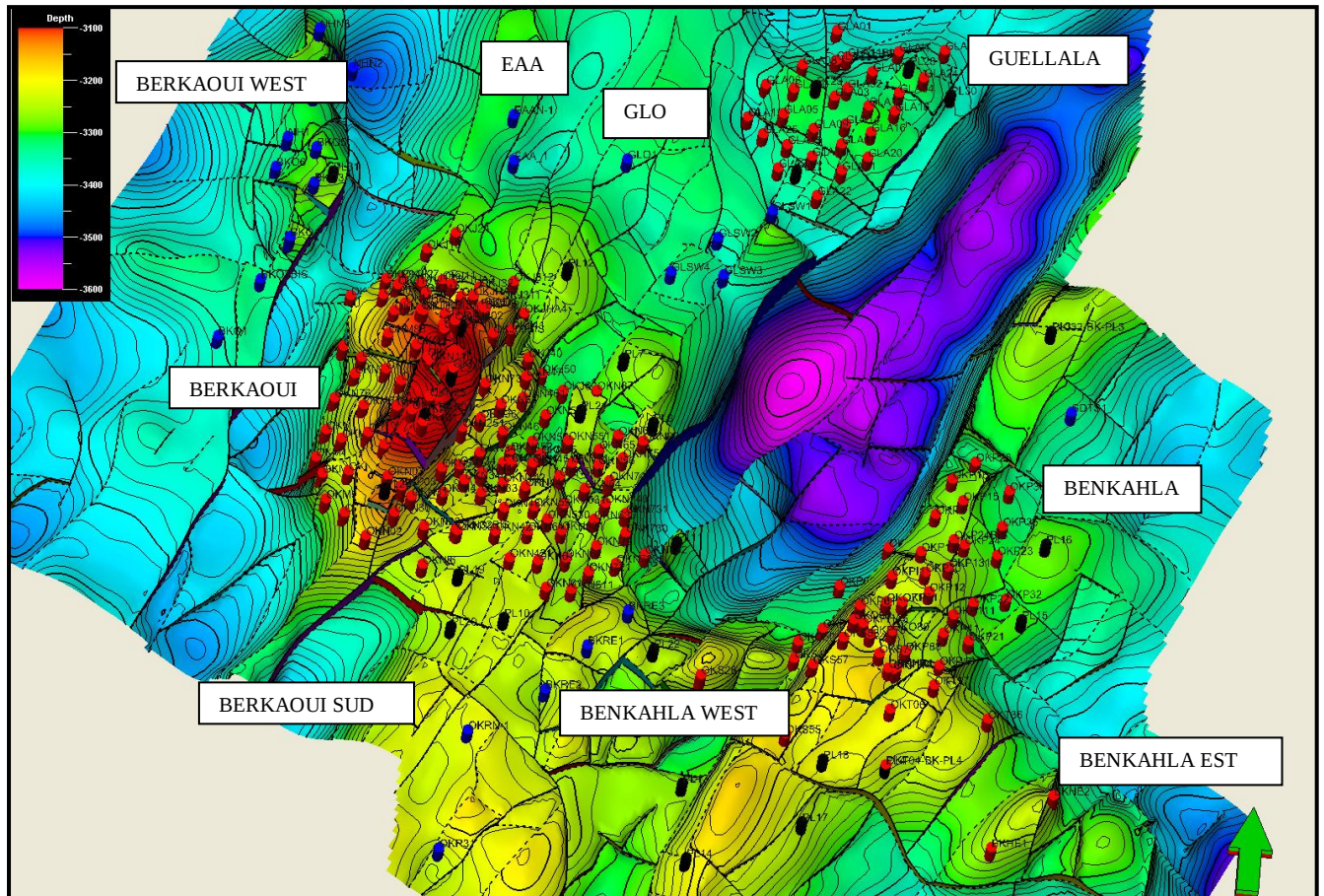


Fig.I.5. Carte en isobathe du toit de la série inférieure montrant les différents champs du Gisement de Berkaoui (sonatrach.PED 2002)

I.3.3. Cadre structural local de Haoud Berkaoui :

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 Haoud Berkaoui, 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 Haoud Berkaoui 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 Haoud Berkaoui 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 inférieure.

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

- 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 des grès, épaisse de 230 m.

B- 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-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 gréso-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- Cénomaniens:

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

La limite supérieure est aussi nette et correspond à l'apparition des bancs calcaires ou dolomitiques massifs du Turonien.

Une variation de faciès est notée du Sud au Nord :

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

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

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'intercalations d'arg' une série grés-carbonatée au sommet admettant de rares ile et des grés à sa base, ces grés vont du grossier au fin, sub-arrondis à sub-anguleux.

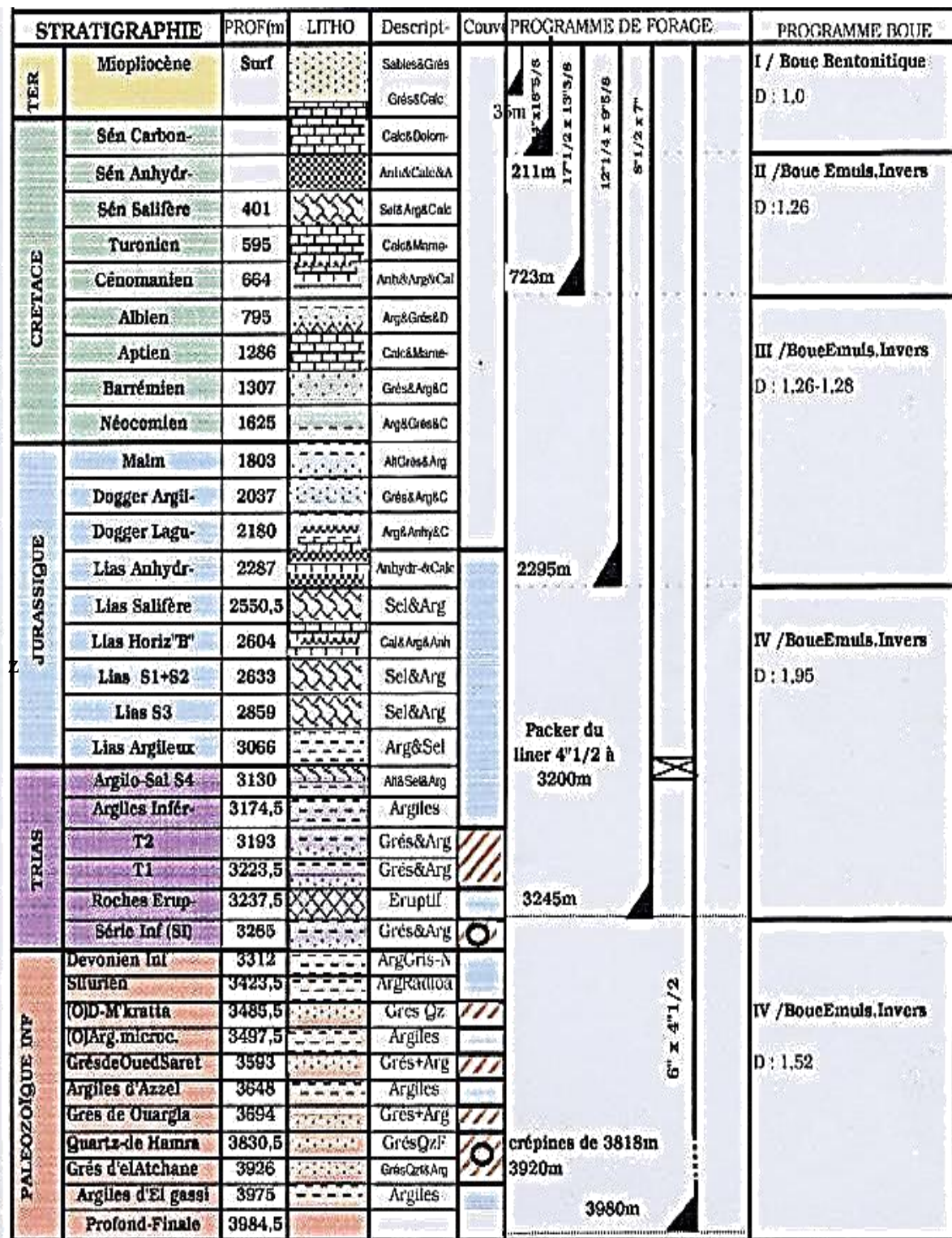


Fig.I.6 : La colonne litho-stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui (Le puits BKP1).(document sonatrach.2010).

I.3.5. Systèmes pétroliers :

I.3.5.a. Les roches réservoirs

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

- **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 :

- ✓ **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 partie ouest du bassin (réservoir B et C). Au contraire, dans le sillon d'Oued la 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 particulièrement « A » 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.3.5.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 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'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.

I.3.5.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.

CHAPITRE

II

*Approche
sédimentaire*

II.1. Introduction :

L'étude sédimentologique et caractérisation du réservoir de La série Inférieure a nécessité l'introduction de plusieurs méthodes d'approches :

- ✚ L'établissement des corrélations diagaphiques de La série Inferieur, afin de suivre la répartition des grès de La série Inferieur et localiser les zones à plus grandes épaisseur qui pourront constituer des réservoirs potentiels.
- ✚ La combinaison des puits, ainsi que l'étude du signale du Gamma Ray par le logiciel TECHLOG, a permis de suivre l'évolution verticale ainsi que les variations latérales d'épaisseur et de faciès, et d'essayer de reconstituer les milieux de dépôts.

II.2. Méthodologie :

Le travail est établi à l'aide du logiciel « TECHLOG » pour la réalisation de la base de données :

TECHLOG est une plate-forme logicielle utilisée dans le secteur de l'exploration et de la production de l'industrie pétrolière. Il permet :

- D'effectuer une bonne corrélation.
- De construire des modèles de réservoirs.
- De visualiser les résultats de la simulation des réservoirs.
- De calculer les volumes.
- De produire des cartes et de concevoir des stratégies de développement pour maximiser l'exploitation des réservoirs.

TECHLOG est développé et construit par Schlumberger pour procéder :

- Une création d'un projet avec un système de projection CRS (Coordinats Reference System) doit être faite
- Par la suite, une lecture d'un fichier « LAS » s'impose (**fig.II.1**), ce dernier contient plusieurs informations, parmi elles :
- STRT : début d'enregistrement des diagaphies .
- STOP : fin d'enregistrement des diagaphies .
- Profondeur : 1ère colonne.
- Gamma-ray : 2ème colonne...
- Ces données ainsi que les coordonnés (X, Y) du puits sont importés dans TECHLOG .

Pour réaliser la corrélation diagraphique des réservoirs de La série Inferieur :

- Les tops de tous les étages géologiques traversés par le puits sont déterminés et sont importés dans le projet « TECHLOG » (création zone track) (**fig.II.2**).
- Création de colonne de corrélation (**fig.II.3**).

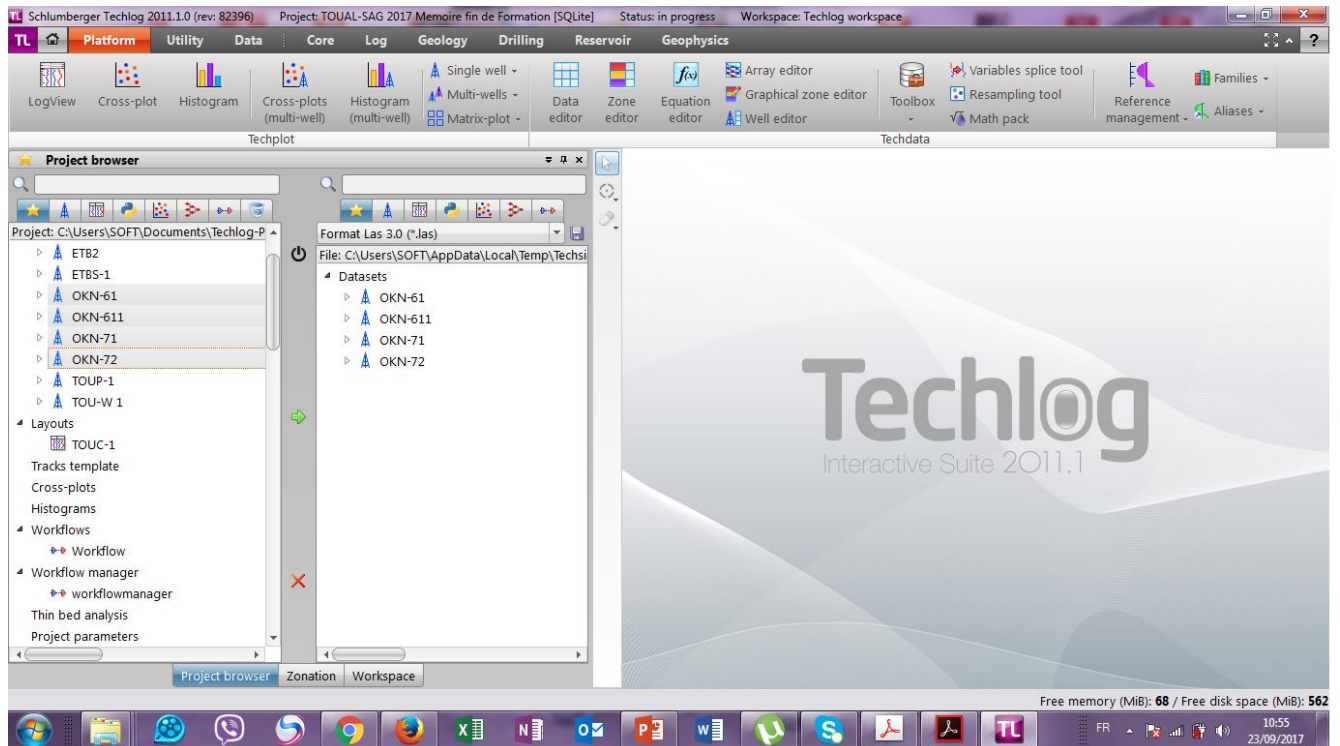


Fig.II.1 : Fenêtre d'importation des fichiers "las"

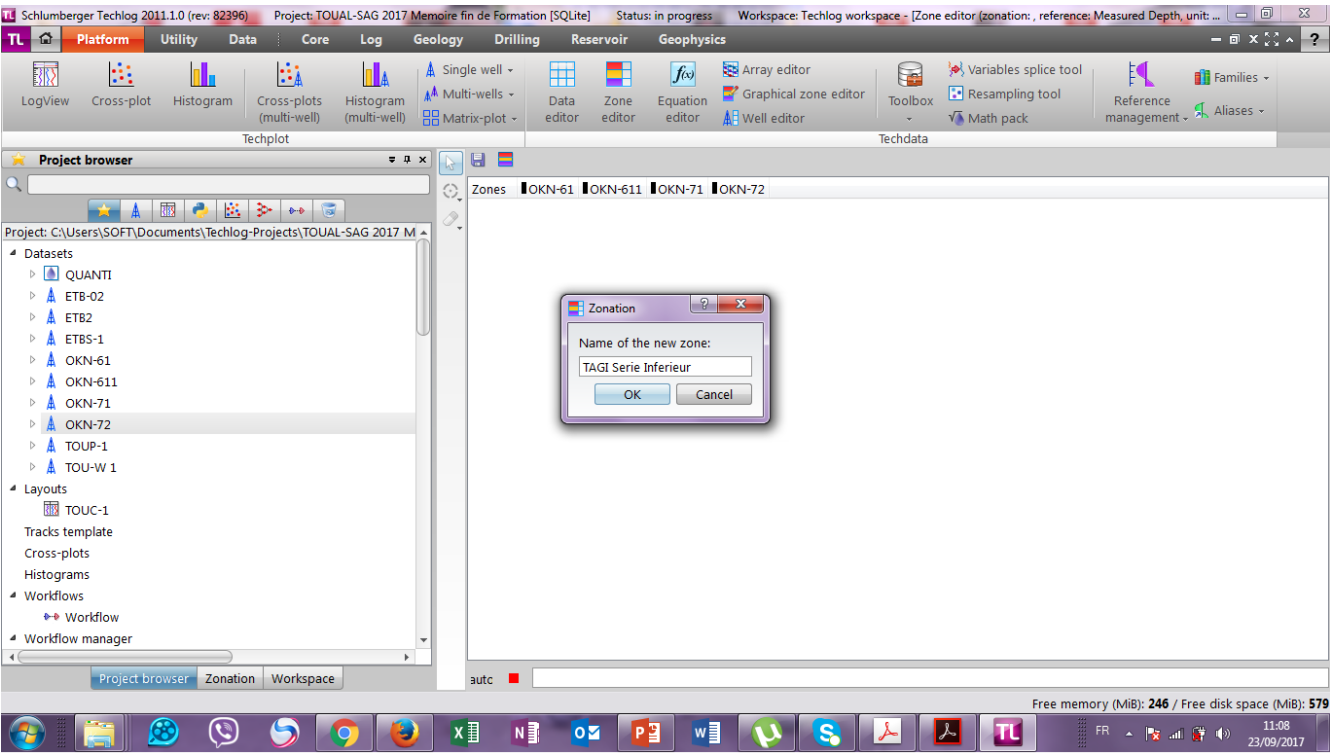


Fig.II.2 : Fenêtre de création zone track

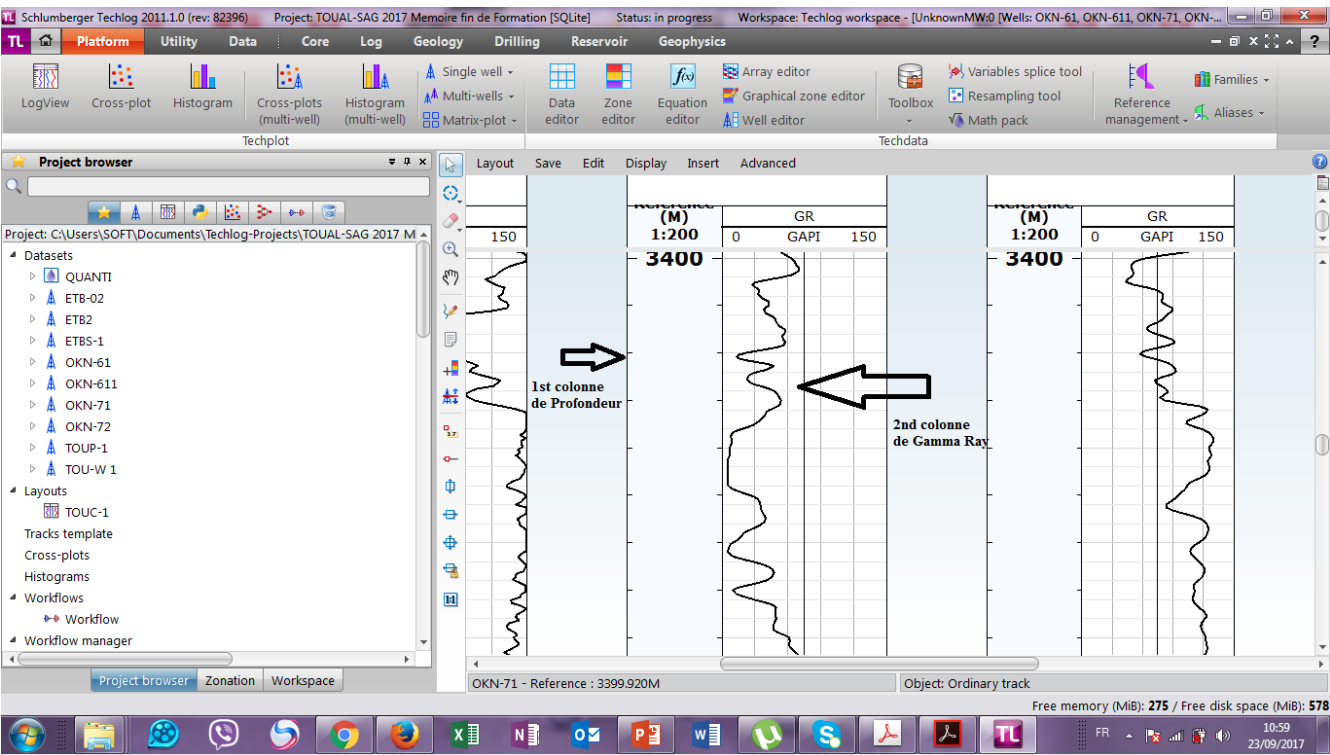


Fig.II.3 : Fenêtre de création des colonne de corrélation

II.3. 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.3.1. Méthodologie de description :

Les principales rubriques de description sont :

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

II.3.2. 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 des grés fins à très fins rarement moyens, arrondis à sub-arrondis, moyennement classé, argilo-carbonatés légèrement ferrugineux, finement micacée y sont intercalées. 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 a 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 a 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.3.3. 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.

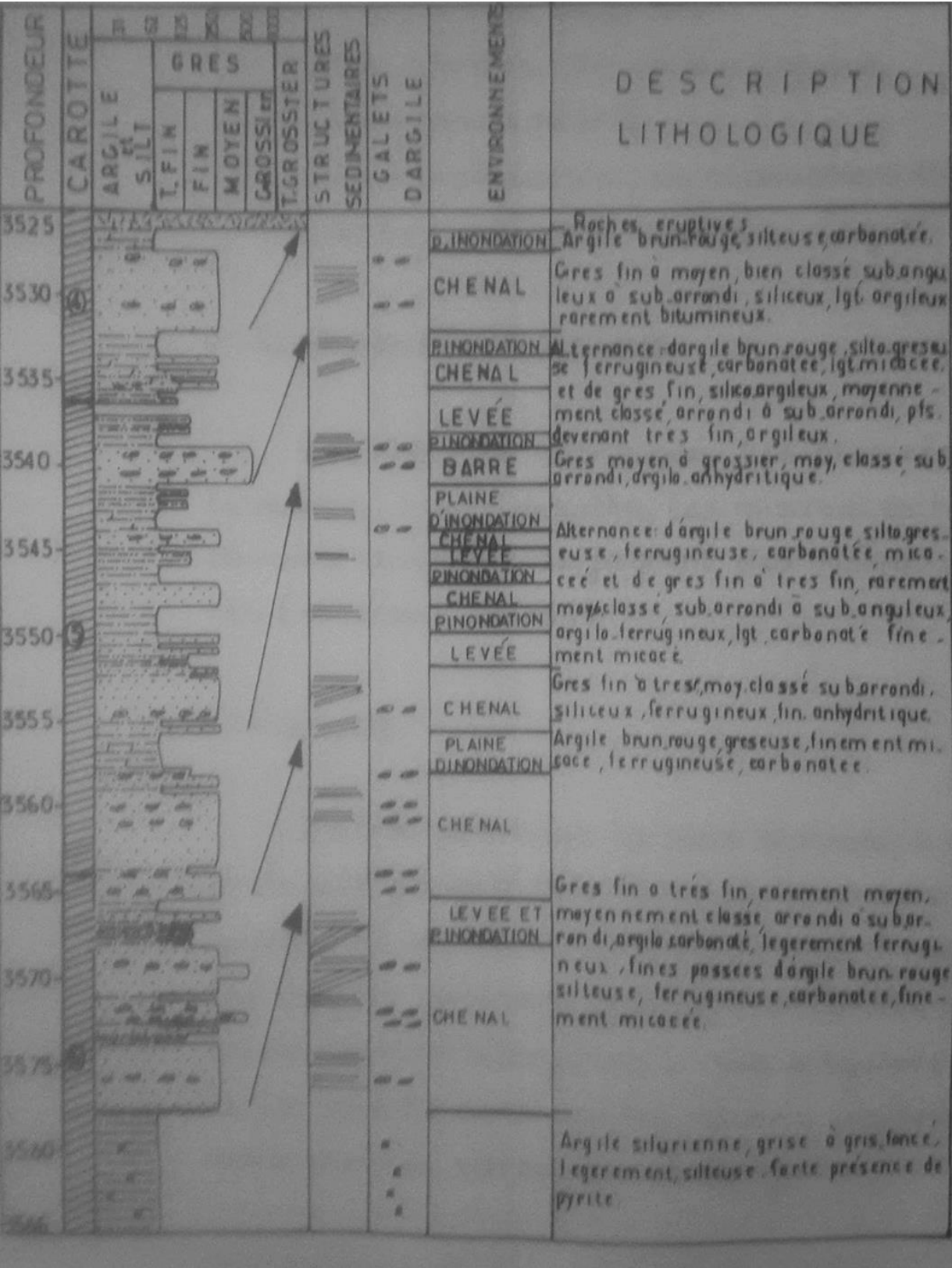


Fig.II.4 : Log sédimentologique du puits OKN-56

II.4. L'analyse séquentielle

II.4.1. 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 :

- **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 .

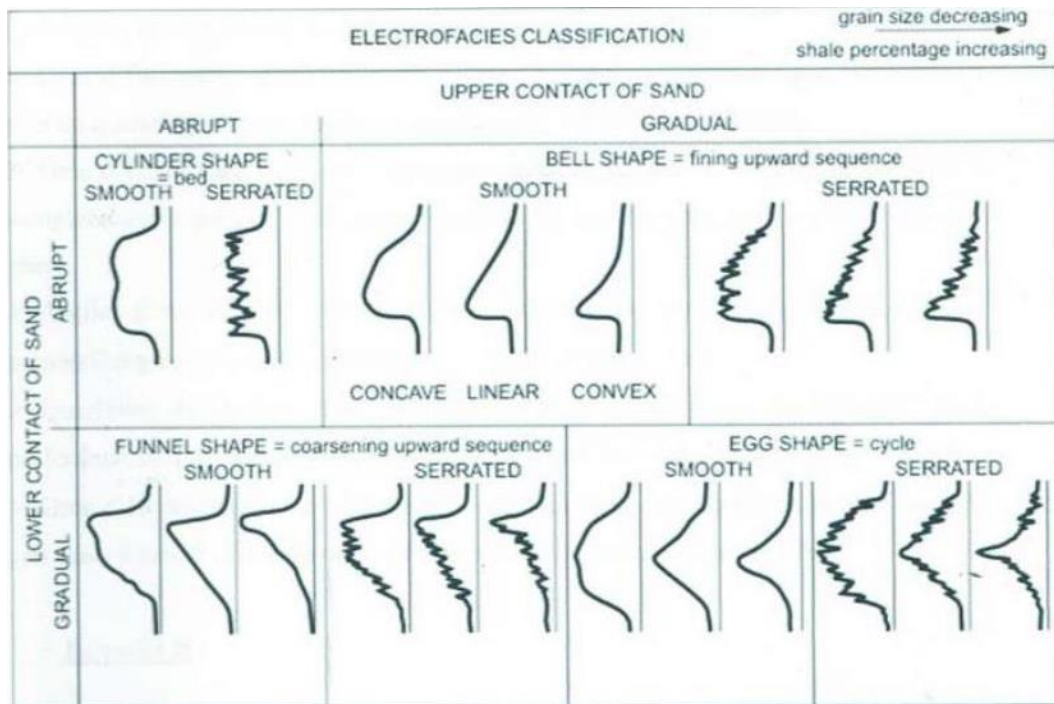


Fig.II.5 : Classification Shell (Publications de l'institut français du pétrole 1986).

II.4.2. 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.4.3. 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.6**)
- 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.7**)
- 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 caractérisés par l'existence d'un chenal unique, très sinueux, encadré par des levées et es plaines d'inondation. (**fig.II.8**)(AIT Salem, 2016)

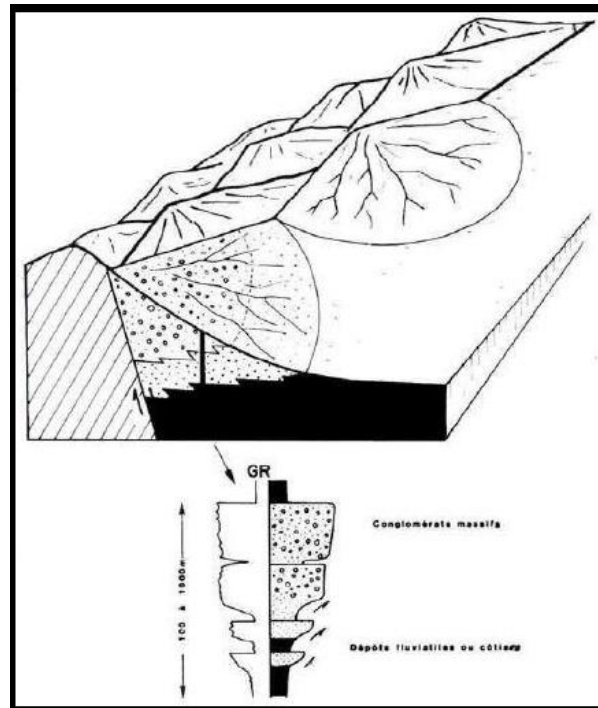


Fig.II.6 : Cônes alluviaux (Publications d'IFP, 1986).

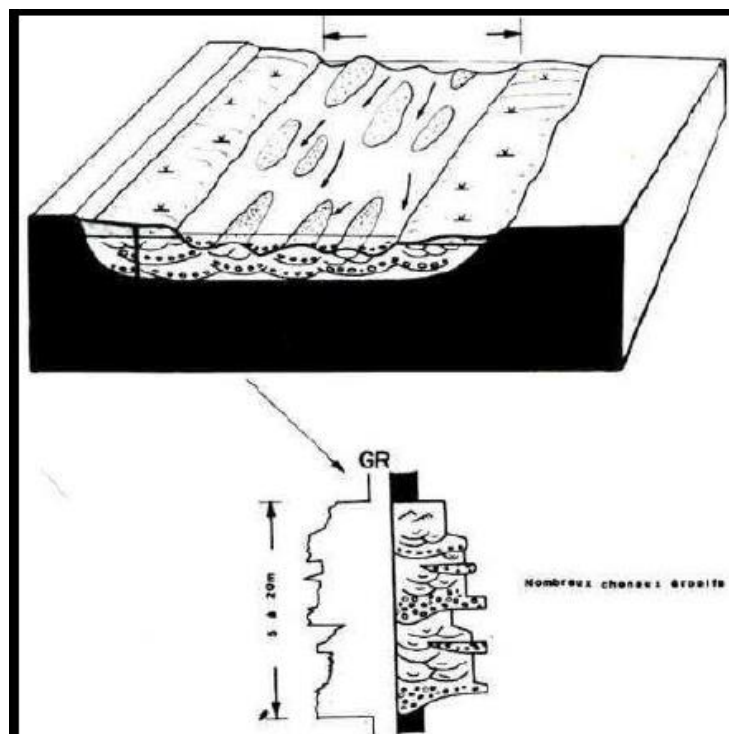


Fig.II.7 : Rivière en tresse (Publications d'IFP, 1986).

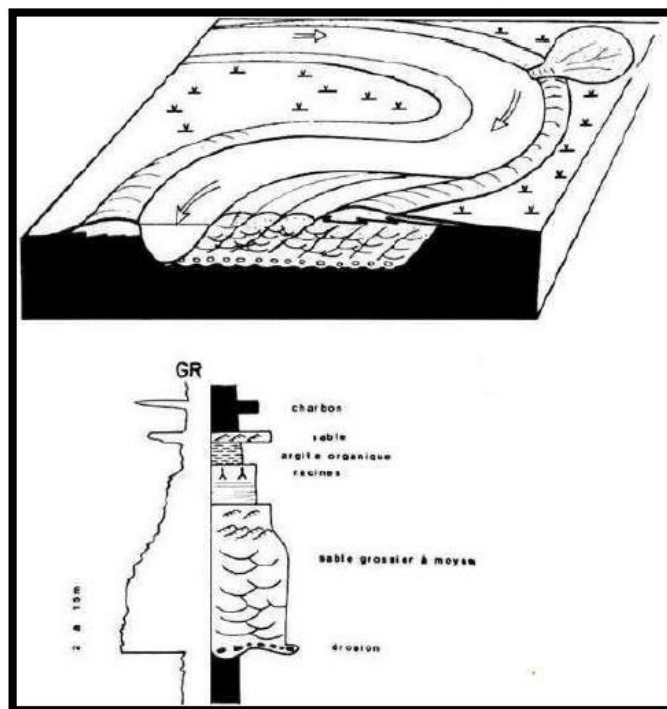


Fig.II.8 : Rivière à méandres (Publication de l'institut français du pétrole 1986).

II.5. Interprétation de corrélation diagraphique (fig.II.9) :

L'objectif principal de cette corrélation est de suivre l'extension latérale des réservoirs de la série inférieure de la région d'étude.

Ce profil est réalisé pour suivre les formations géologiques à travers les données diagraphiques et géologiques obtenus des puits, il est de direction SO–NE passent par les puits OKN-61, OKN-71, OKN-72, OKN-611.

D'après le profil de corrélation N-E/S-O, le réservoir trias argilo-gréseux inférieur présente une extension importante puisqu'il s'étend sur tout le champ, son épaisseur est relativement variable entre 20 et 44m.

Le maximum d'épaisseur est enregistré dans le puits OKN-72 atteint 3533 m.

II.6. Conclusion:

Ce réservoir constitue l'objectif pétrolier principal, est d'origine continentale, fluviatile 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 Inferieur a une certaine uniformité à travers ce profil, son épaisseur est comprise entre 44 et 50m.

CHAPITRE

III

*Caractérisation
Pétrophysiques*

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 tous 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. La porosité :**III.2.1. Définition :**

Elle est donnée par la relation suivante : $P = V_p / V_t$ Où :

P : Porosité (%)

V_p : Volume des pores.

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.

III.2.2. 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.2.3. 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 :

- **Ma** = $(X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n)/n$ Où :
- **Ma** : Moyenne arithmétique.
- **Xi** : 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 :

Elle est donnée par la relation suivante :

K = $(\mu Q L) (S \cdot dp)$. (Darcy). $D_p = p - p$ Où :

- **K** : Perméabilité (Darcy).
- **μ** : Viscosité du fluide (cp).
- **Q** : Volume d'eau écoule par unité de temps (cm/s).
- **L** : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement (cm).
- **S** : Surface de la couche filtrante (cm).
- **p** : pression entrante (atm).
- **p** : pression sortante (atm).

III.3.1. 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.3.2. 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 :

$$\bar{x} = \sqrt[n]{x_1 \times x_2 \times \dots \times x_n} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i}.$$

X : Moyenne géométrique (**md**).

xi : 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 cotes au toit du réservoir

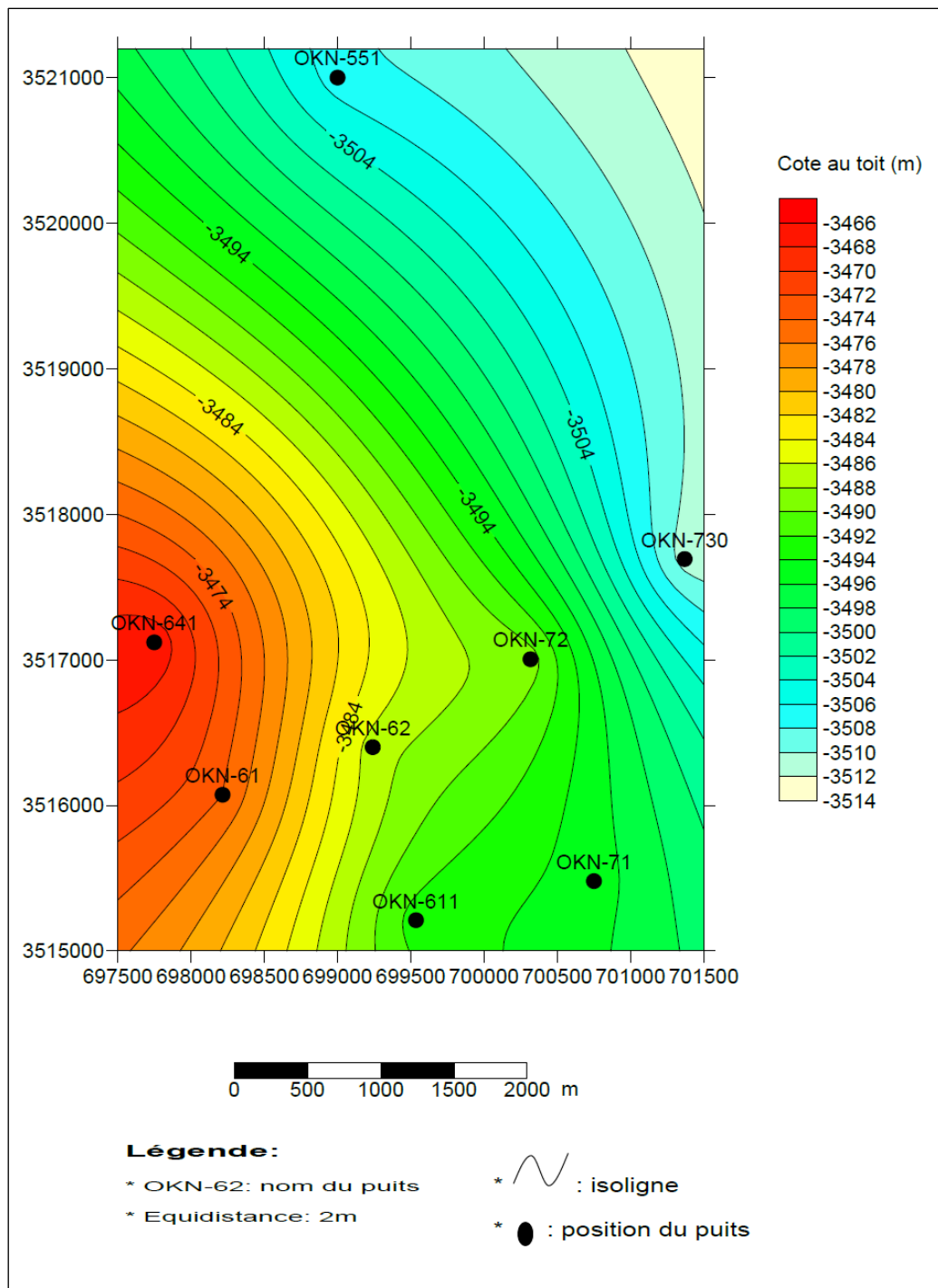


Fig.III.1 : Carte en isobathe au toit de la série inférieure

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 inférieur :

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

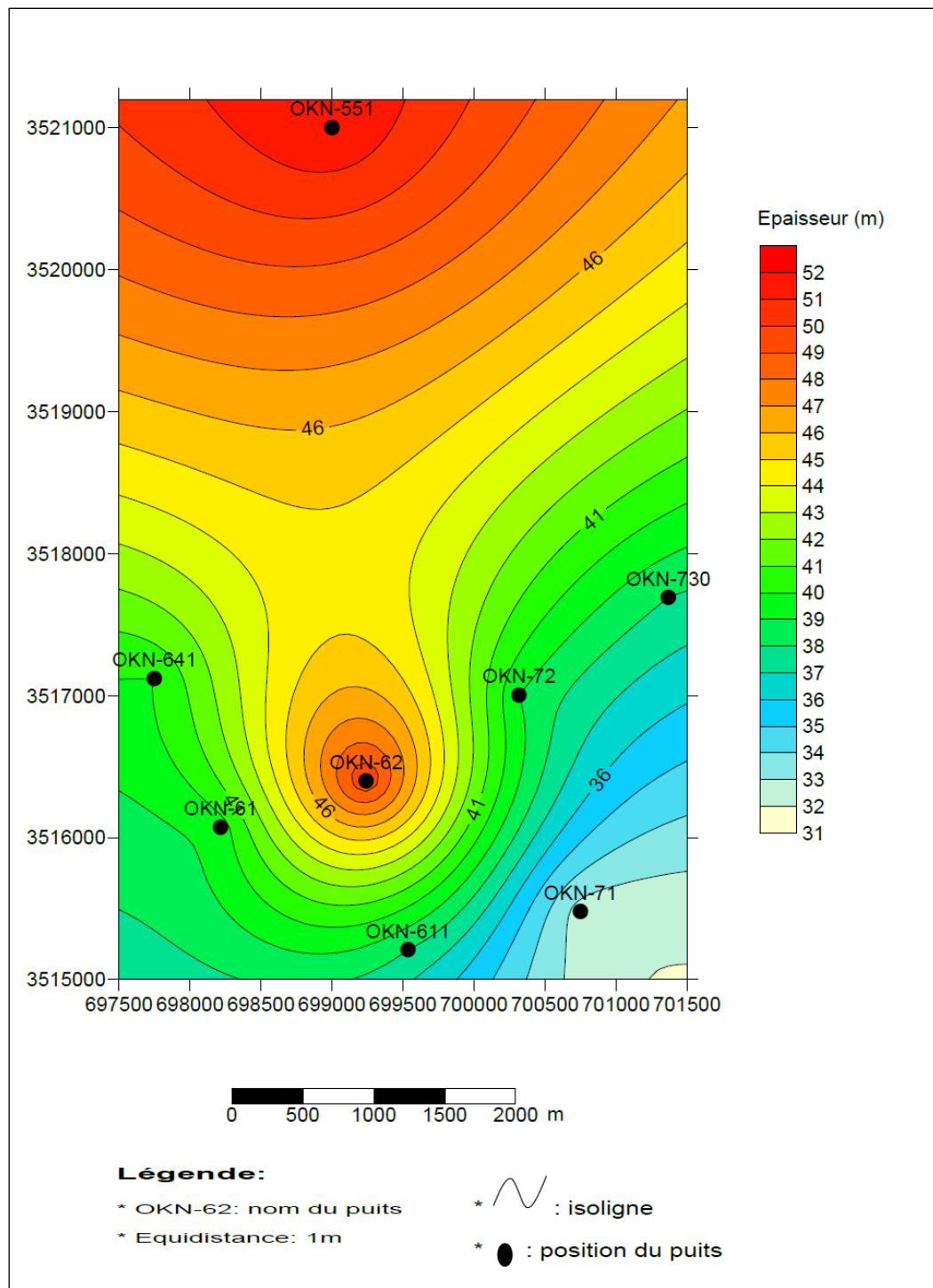


Fig.III.2 : Carte en isopaque au toit de la série inférieure

Cette carte (**fig.III.2**) montre que l'épaisseur du réservoir de la Série inférieure varie entre des valeurs qui varient entre 313 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 isopaqes 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

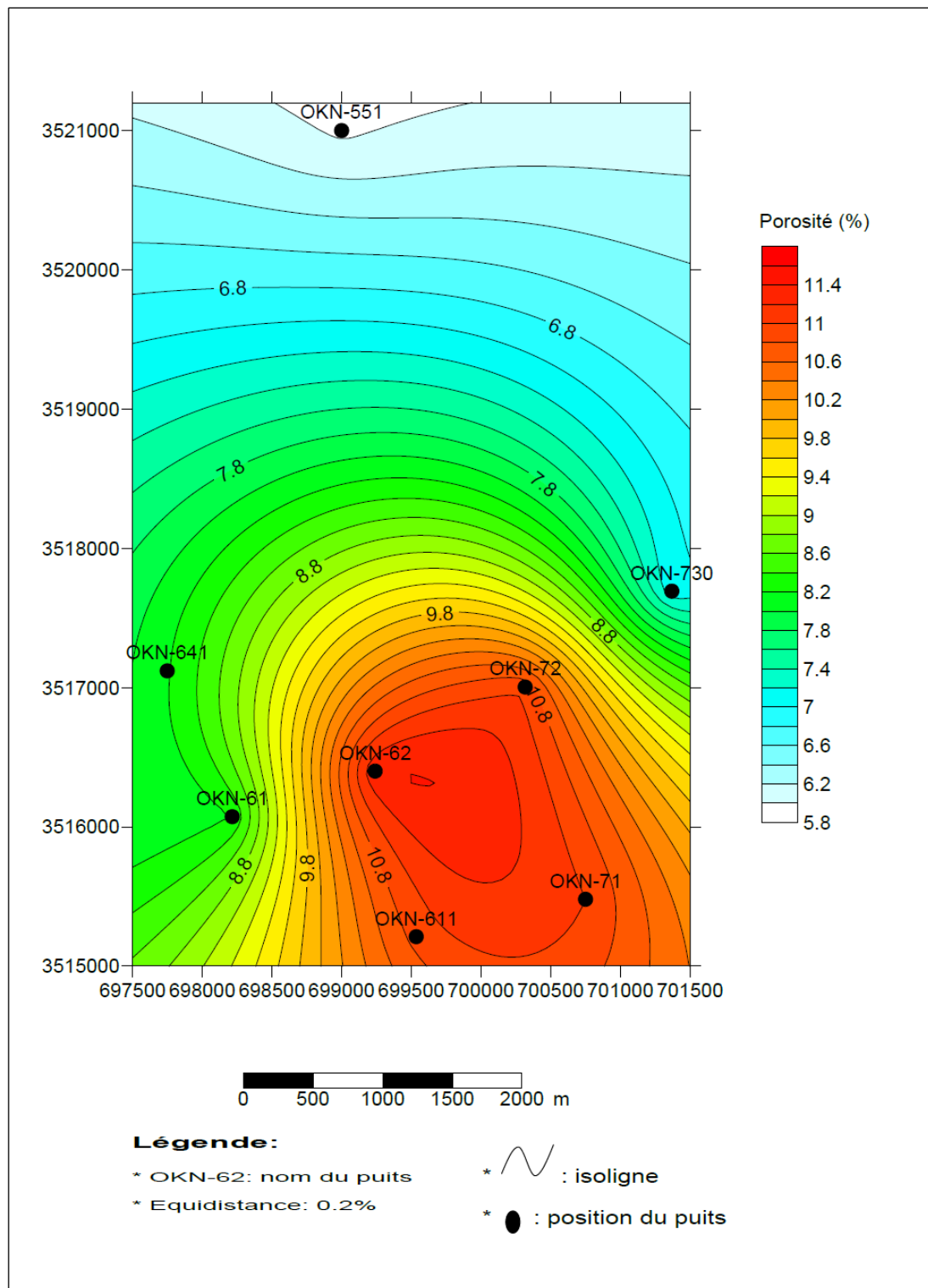


Fig.III.3 : Carte en isoporosité

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 à 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

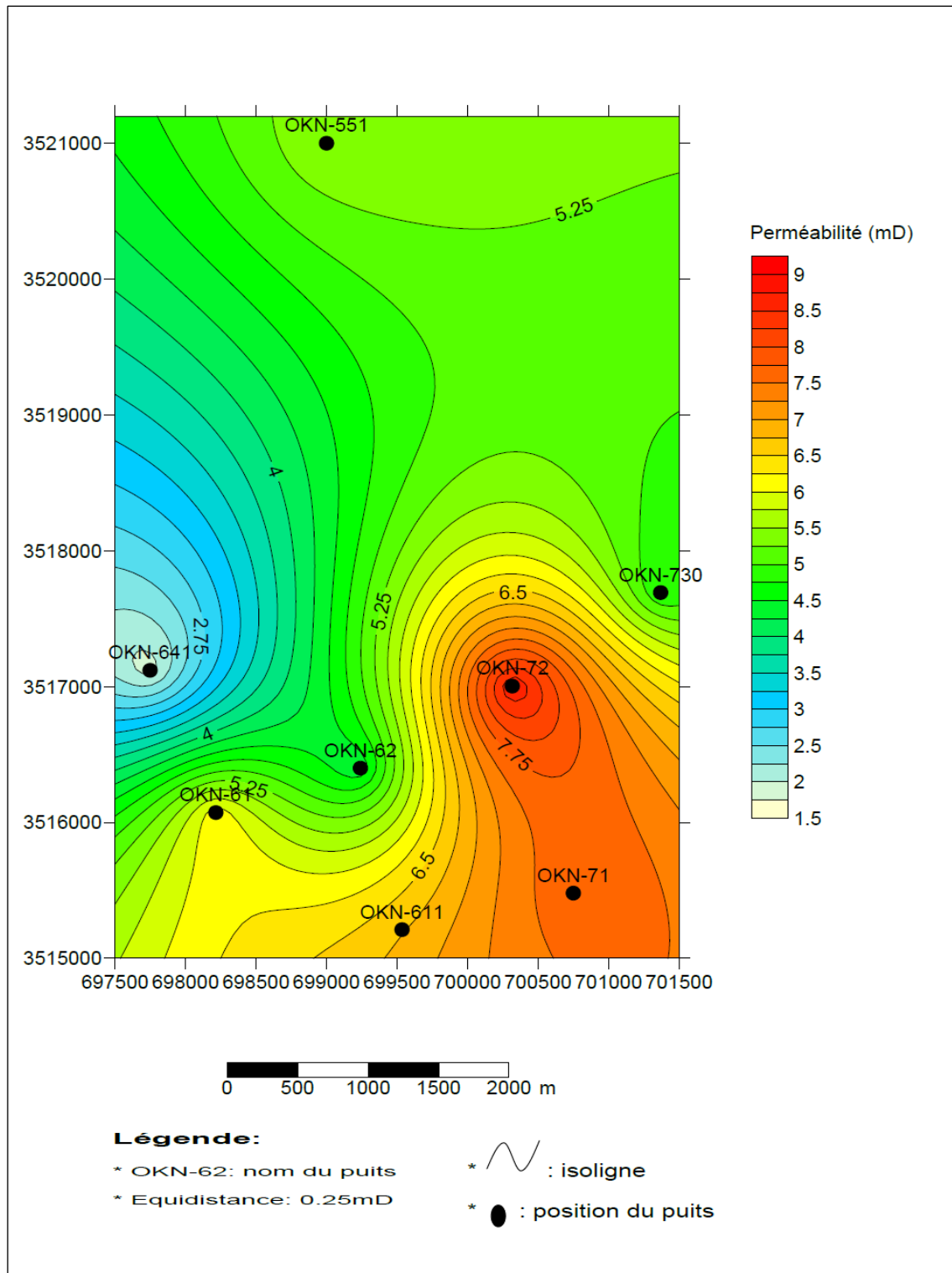


Fig.III.4 : Carte en isoperméabilité

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 zoné 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.

CHAPITRE

VI

Etude

Statistique

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. Rappels :**IV.2.1. Porosité :**

Considérons un échantillon de roche, son volume apparent, ou volume total V_T , est constitué d'un volume solide V_S et d'un volume de pores V_p . On appelle porosité :

$$\phi = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{total}}} \quad (\text{Exprimée en \%})$$

La porosité qui intéresse le spécialiste gisement, est celle qui permet la circulation des fluides se trouvent dans les pores (fig.IV.1). C'est la porosité utile ϕ_u qui correspond aux pores reliés entre eux et avec l'extérieur. (**Le gisement 1988**).

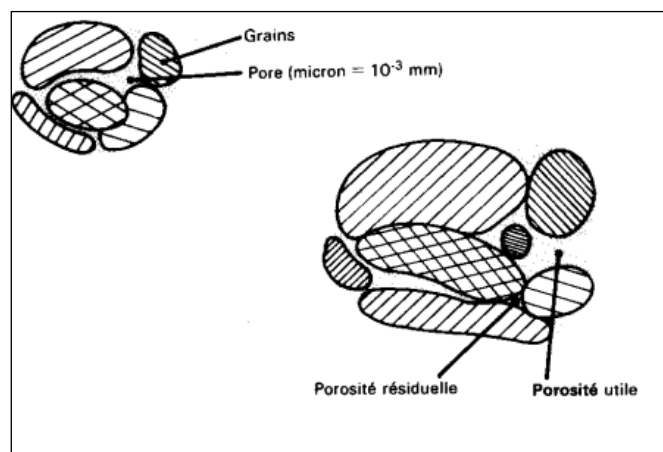


Fig.IV.1 : Milieu poreux

On définit aussi la porosité totale Φ_t , correspondant à tous les pores, reliés ou non entre eux, et la porosité résiduelle Φ_r qui ne tient compte que des pores isolés. Φ_u les pores liés entre eux.

$$\Phi_t = \Phi_u + \Phi_r$$

La porosité utile des roches varie entre < 1 % et > 40 %.

On dit souvent que la porosité est :

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

On distingue entre la porosité inter granulaire, la porosité de dissolution (par exemple pour les calcaires) et la porosité de fissures. Pour les roches fissurées, la porosité des fissures rapportée au volume de roche est souvent très inférieure à 1 %.

De façon générale, la porosité est une fonction décroissante de la profondeur.

IV.2.2. La perméabilité :

En cours d'exploitation, les fluides circulent dans les pores des roches avec plus ou moins de facilité, suivant les caractérisations du milieu poreux.

IV.2.2.a. Définition, loi de Darcy :

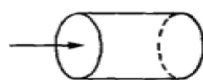
La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée elle peut être chiffrée grâce à la loi de Darcy, loi expérimentale.

Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique μ , traversé horizontalement par un débit Q (mesuré dans les conditions de la tranche dx) ; en régime permanent, le gradient de pression est dP .

L'échantillon est fait sur les faces latérales. S'il n'y a pas de réaction du fluide avec la roche, ce qui est le cas général, on a :

$$Q = A * \frac{k}{\mu} * \frac{dP}{dx}$$

Loi de Darcy



La gamme des perméabilités rencontrées est très étendue ; elle varie depuis 0.1 mD jusqu'à plus de 10 D. on peut employer les termes suivants pour spécifier la valeur de la perméabilité **(le gisement 1988)**.

- < 1 mD : perméabilité très faible.
- 1 à 10 mD : perméabilité faible.
- 10 à 50 mD : perméabilité médiocre.
- 50 à 200 mD : perméabilité moyenne.
- 200 à 500 mD : perméabilité bonne.
- > 500 mD : perméabilité excellente.

Remarque : dans un milieu poreux, la perméabilité varie généralement avec la direction de l'écoulement.

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

IV.3.1. Analyse des histogrammes de la porosité:

➤ **LE PUIT OKN-62:**

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

L'histogramme présente une allure bimodale (**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 la 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.

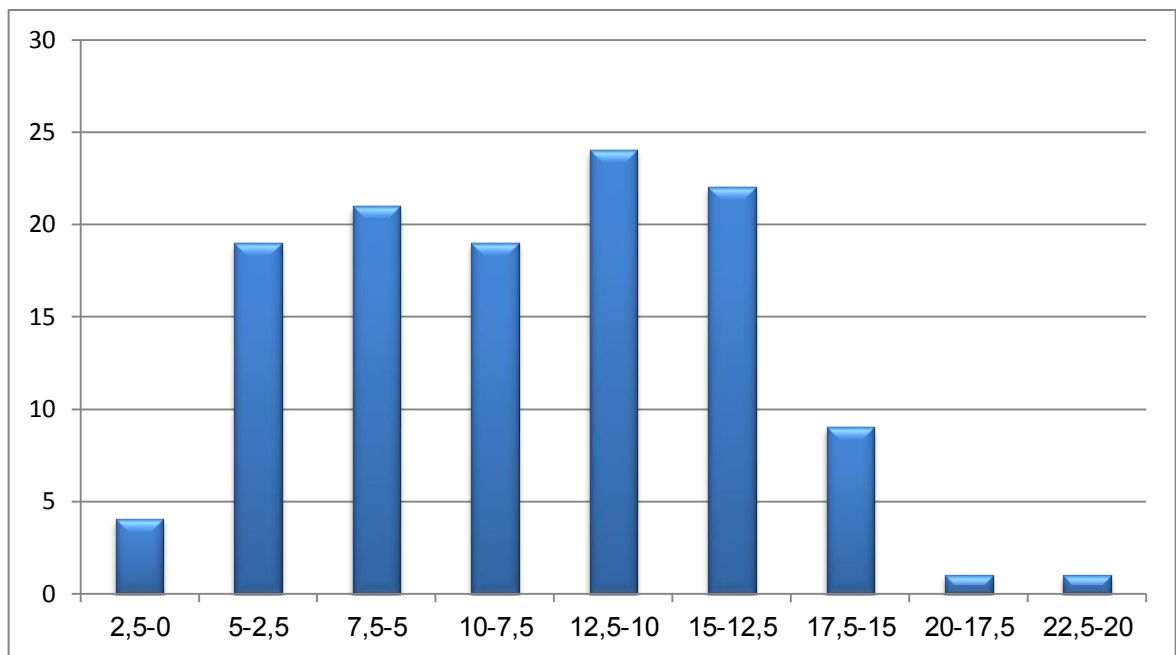


Fig.IV.2 : Histogramme de porosité du puits OKN- 62

➤ **LE Puits 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**)

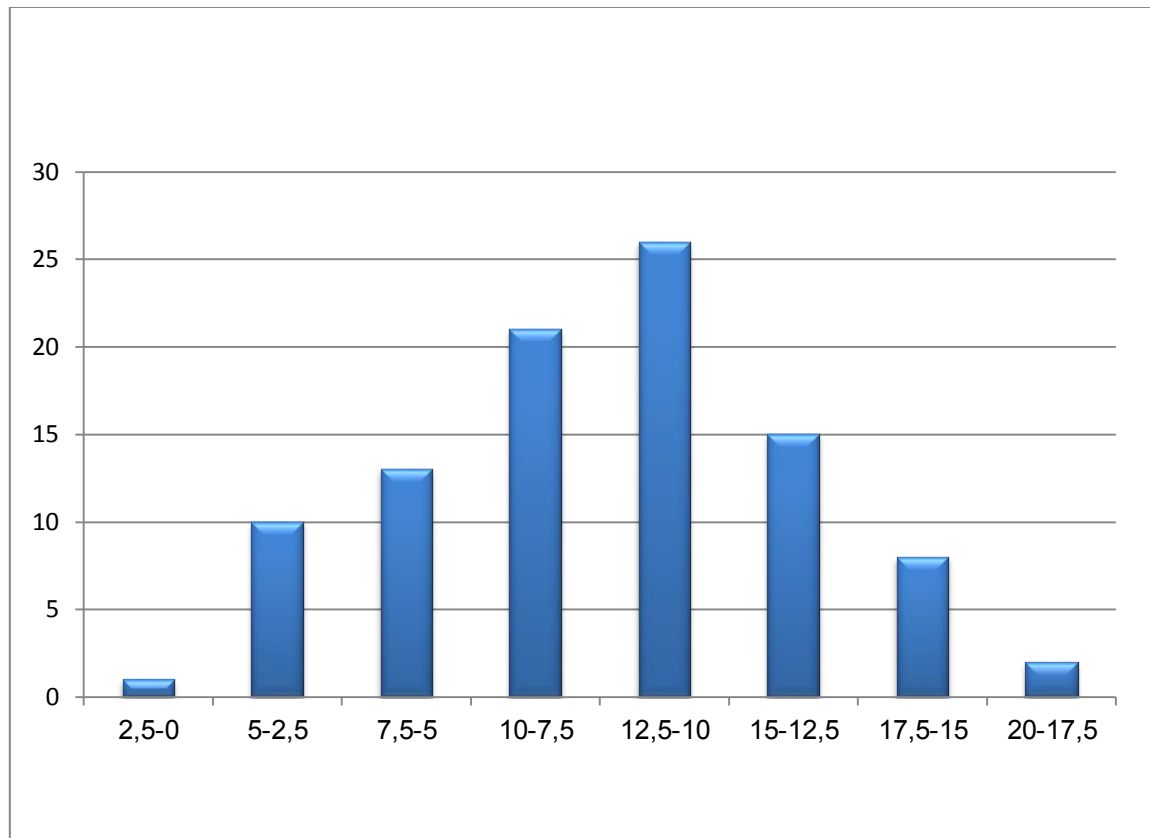


Fig.IV.3 : Histogramme de porosité du puits OKN-71

➤ **LE Puits 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.

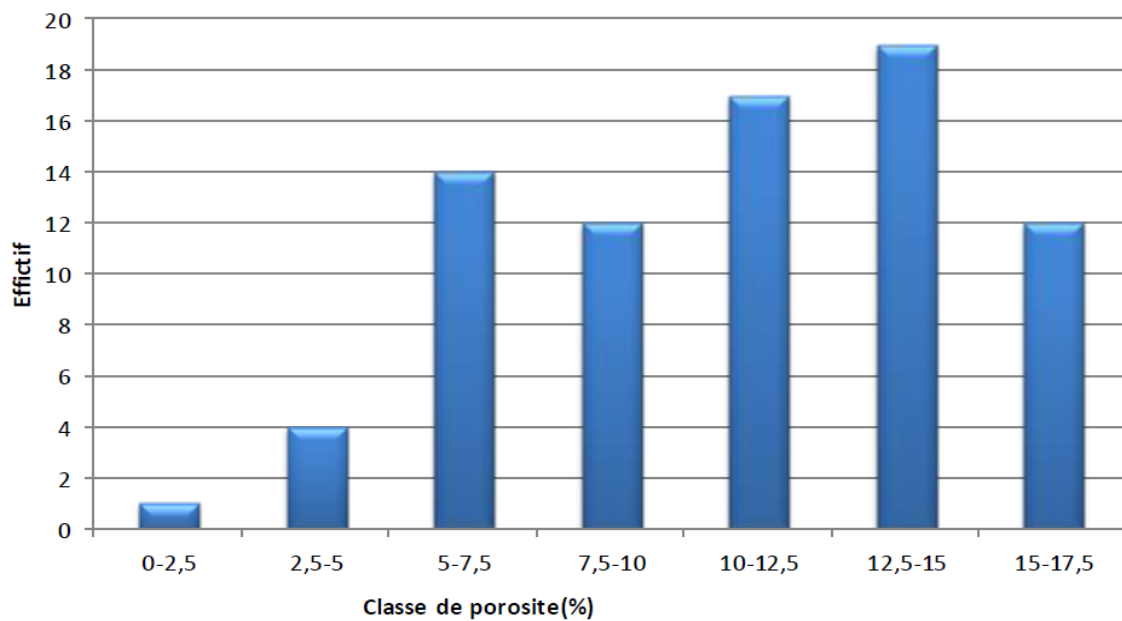


Fig.IV.4 : Histogramme de porosité du puits OKN-721

➤ **LE Puits 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 %**.

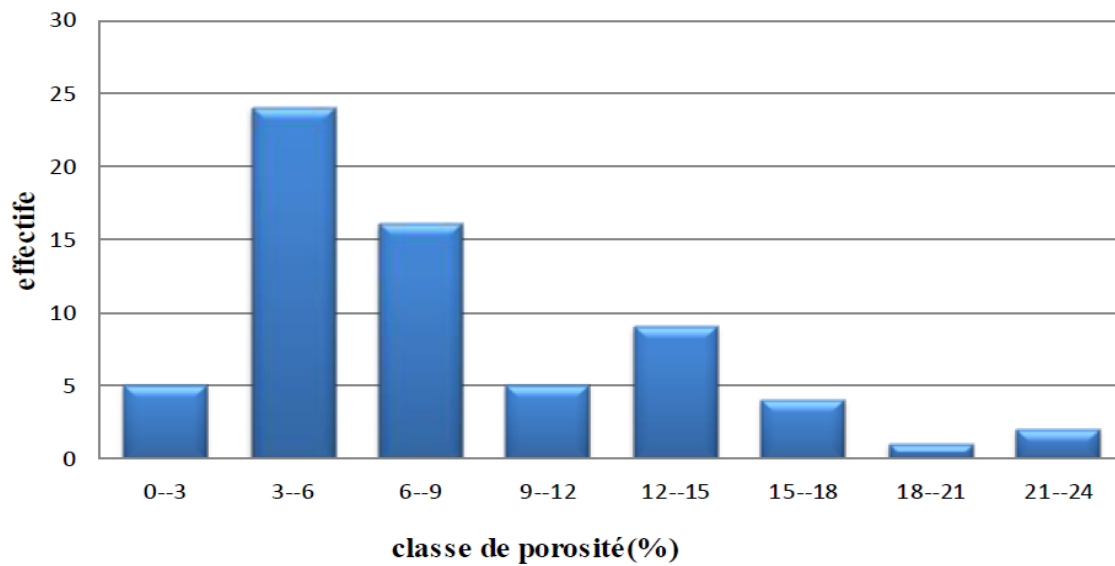


Fig.IV.5 : Histogramme de porosité du puits OKN-61

➤ **LE PUIT 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%**.

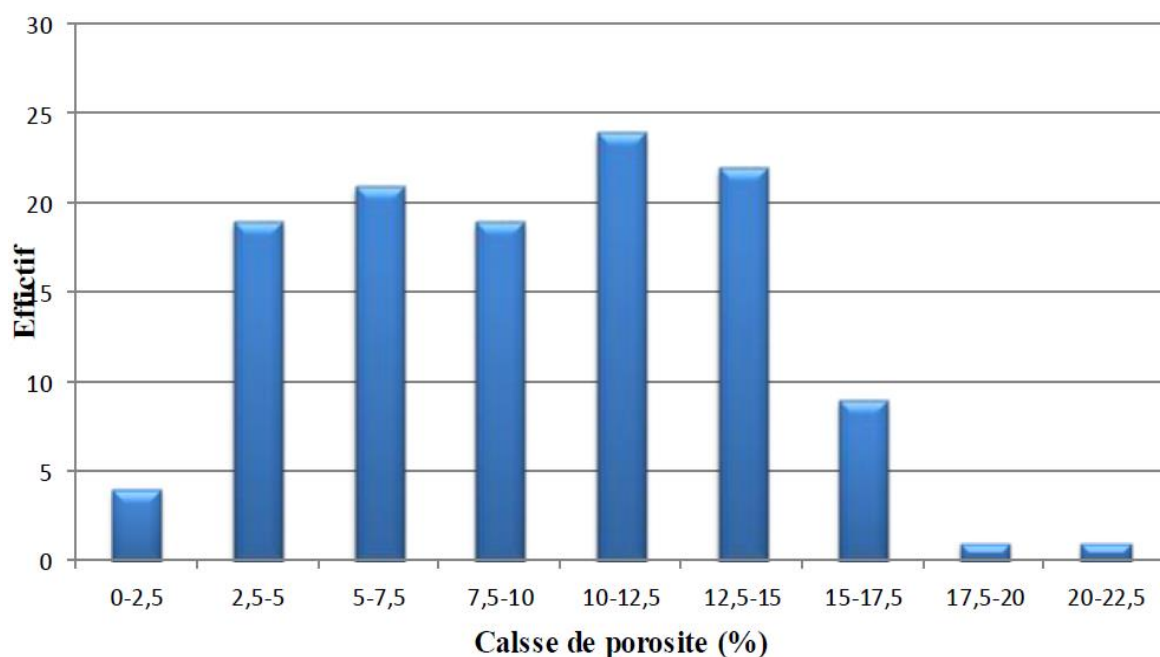


Fig.IV.6 : Histogramme de porosité du puits OKN-63

➤ **LE PUIT OKN-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.

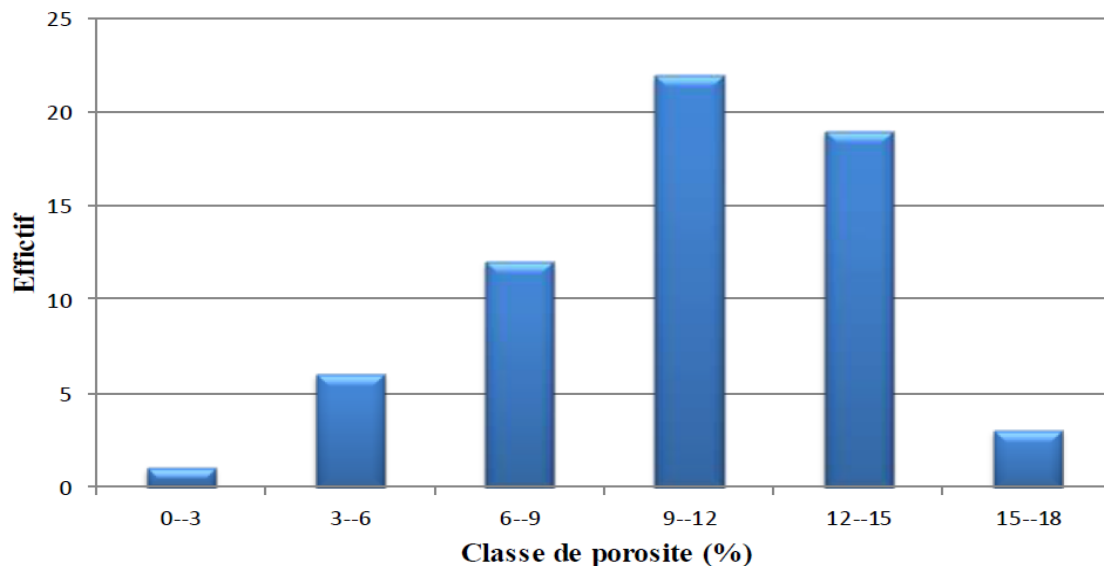


Fig.IV.7 : Histogramme de porosité du puits OKN-611

IV.4. Evolution de la perméabilité dans le réservoir Série Inférieure :

IV.4.1. Analyse des histogrammes de la perméabilité:

➤ **LE PUIT 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 1000 mD**.

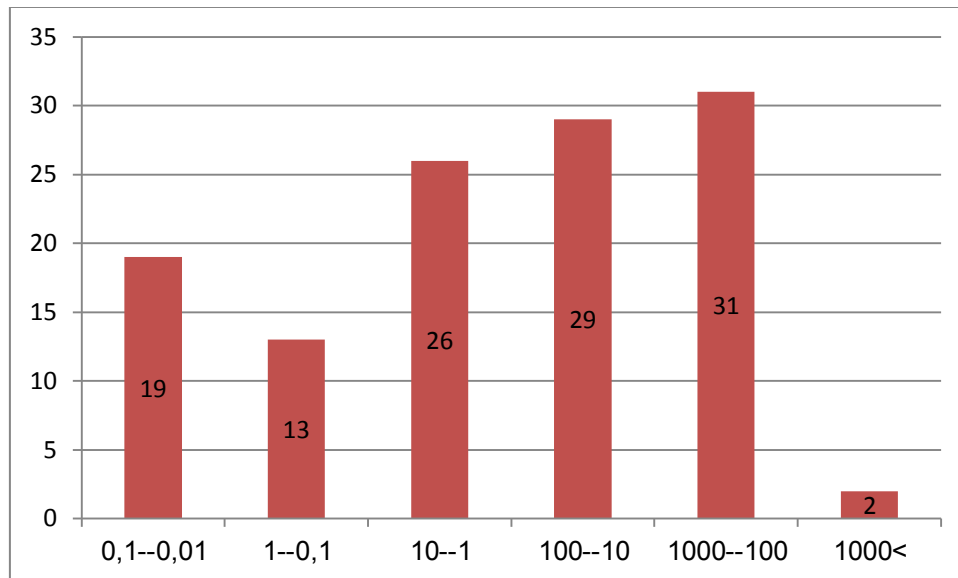


Fig.IV.8 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-62

➤ **LE PUITES 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**.

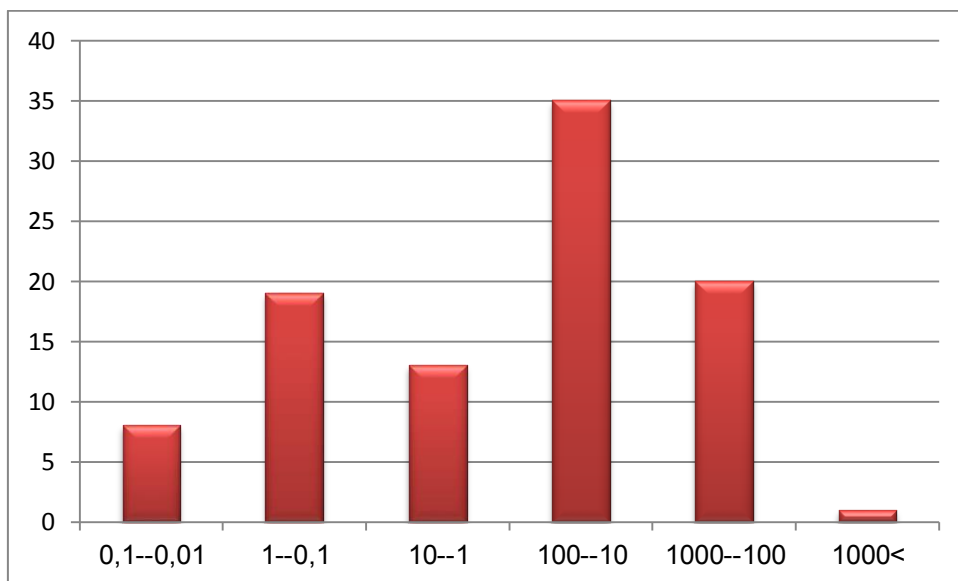


Fig.IV.9 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-71

➤ **LE PUIT 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**.

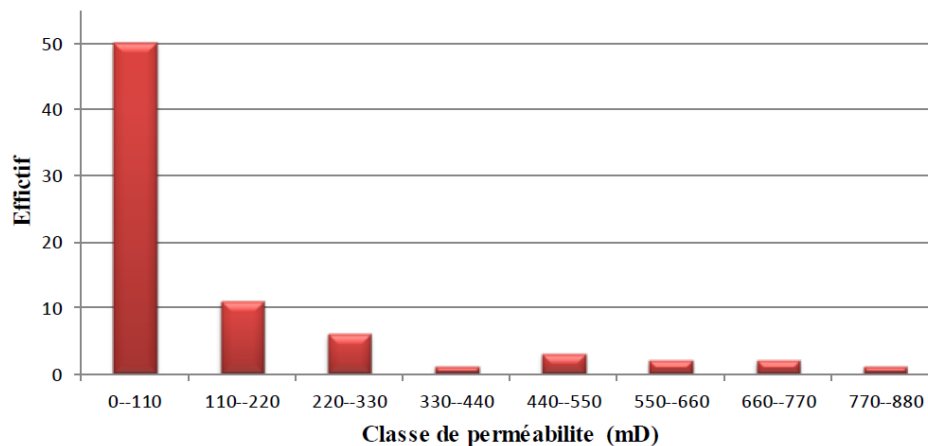


Fig.IV.10 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-721

➤ **LE PUIT OKN-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**.

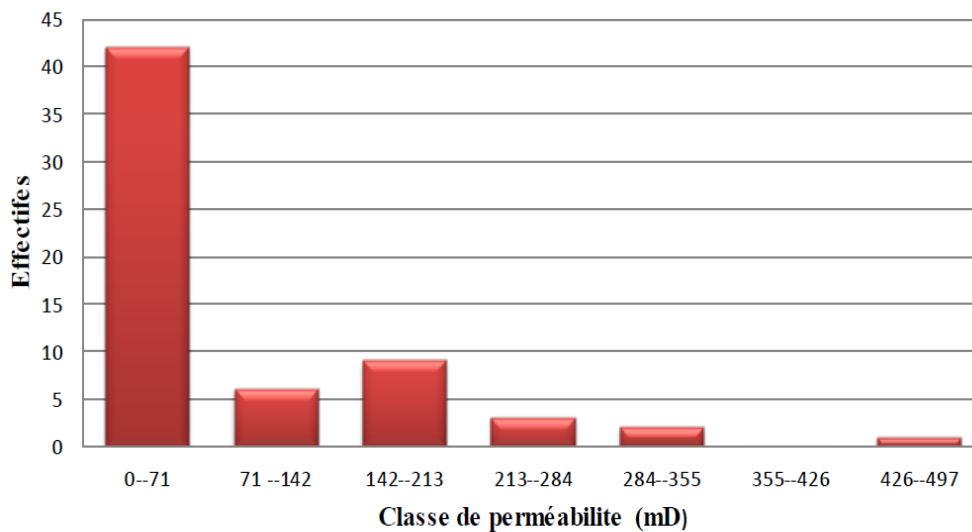


Fig.IV.11 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-61

➤ **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 920mD**.

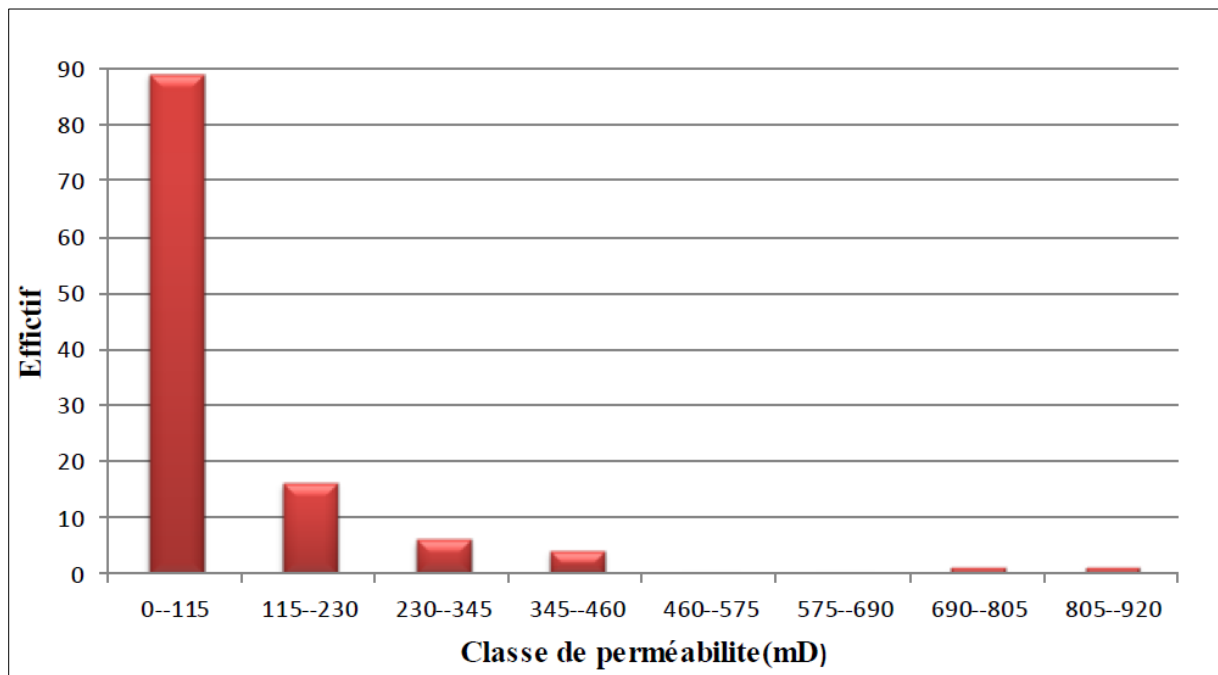


Fig.IV.12 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-63

➤ **LE PUIT OKN-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 présentent les valeurs de perméabilité les plus fréquentes représente **63,49%** des valeurs de perméabilité sont comprises entre **0 et 80 mD**.

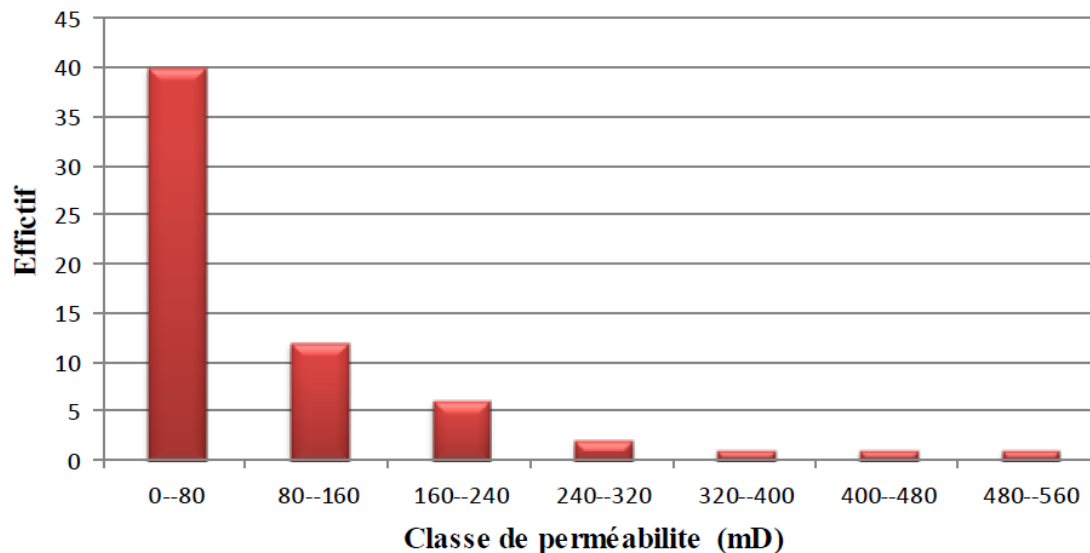


Fig.IV.13 : Histogramme de perméabilité du puits OKN-611

IV.5. LES COURBES DE CORRELATION:

IV.5.1. 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**.

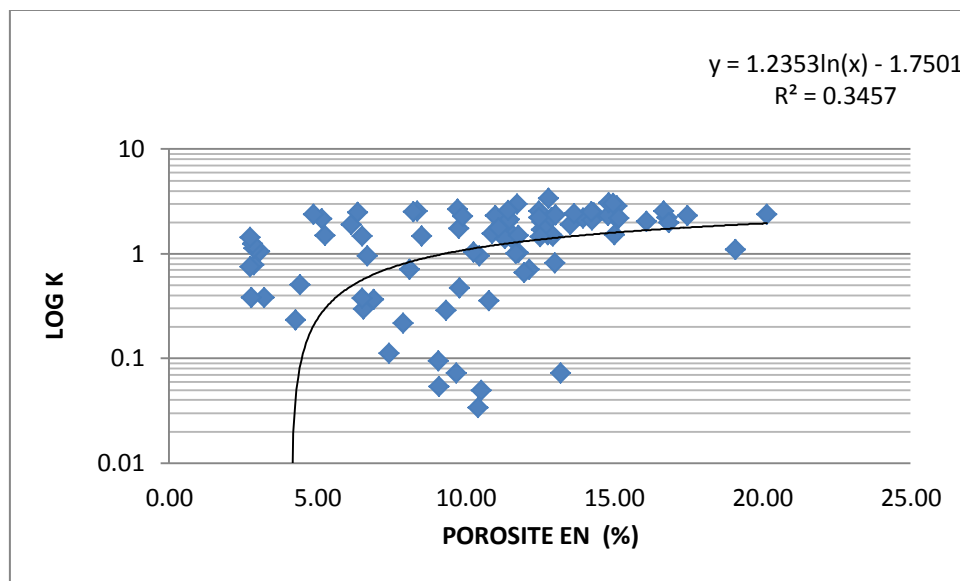


Fig.IV.14 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-62

➤ **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**.

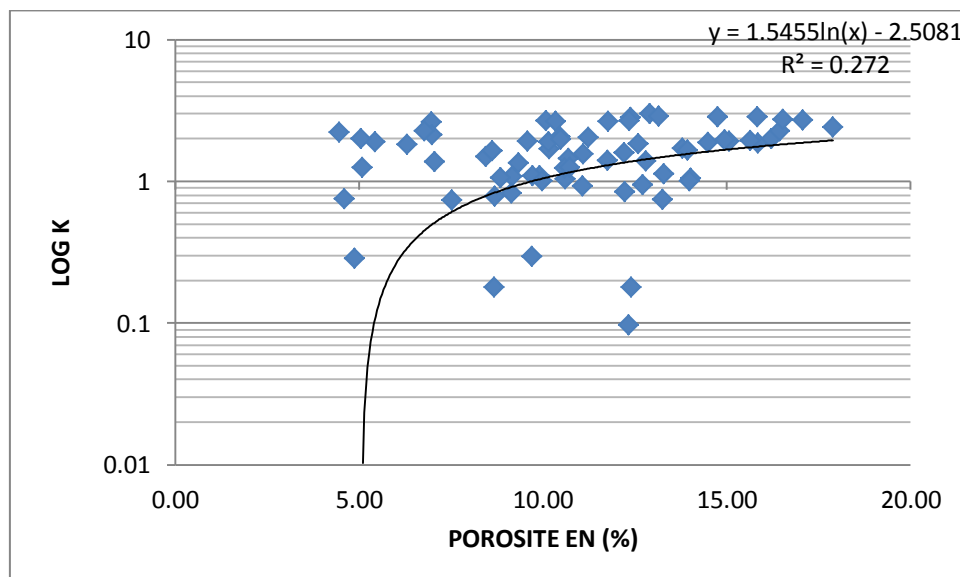


Fig.IV.15 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-71

➤ **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**.

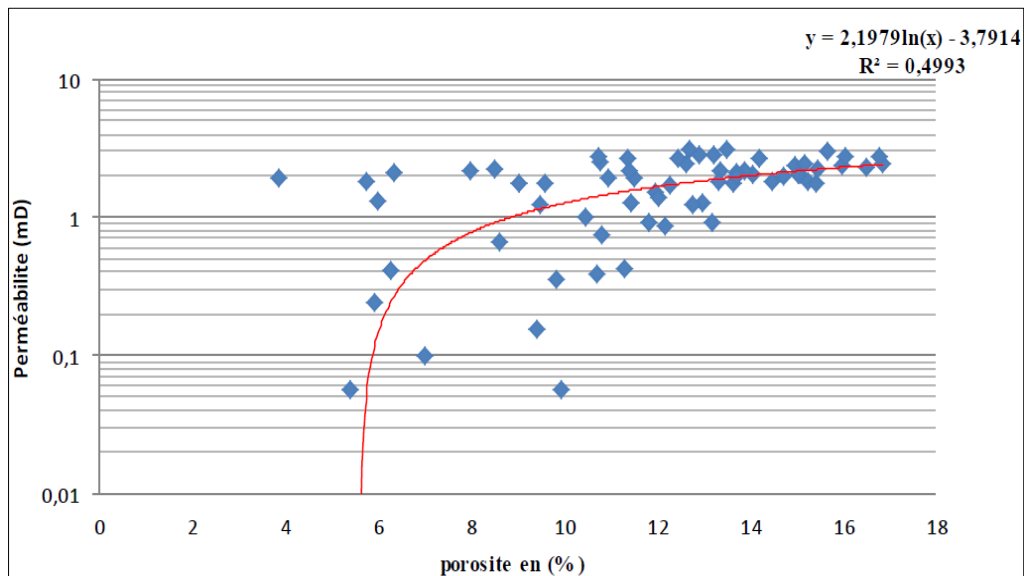


Fig.IV.16 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-721

➤ **LE PUIT 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**.

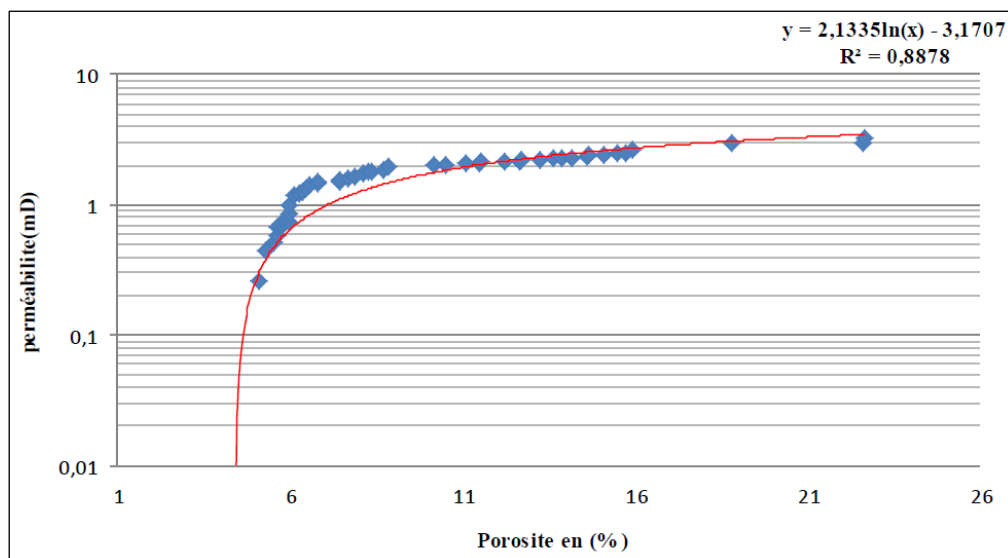


Fig.IV.17 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-61

➤ **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.

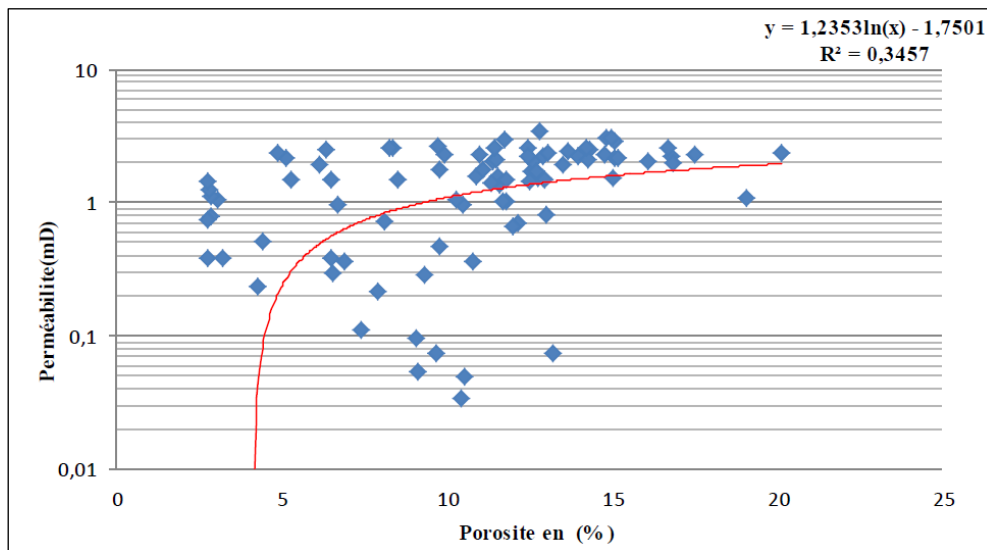


Fig.IV.18 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-63

➤ **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.

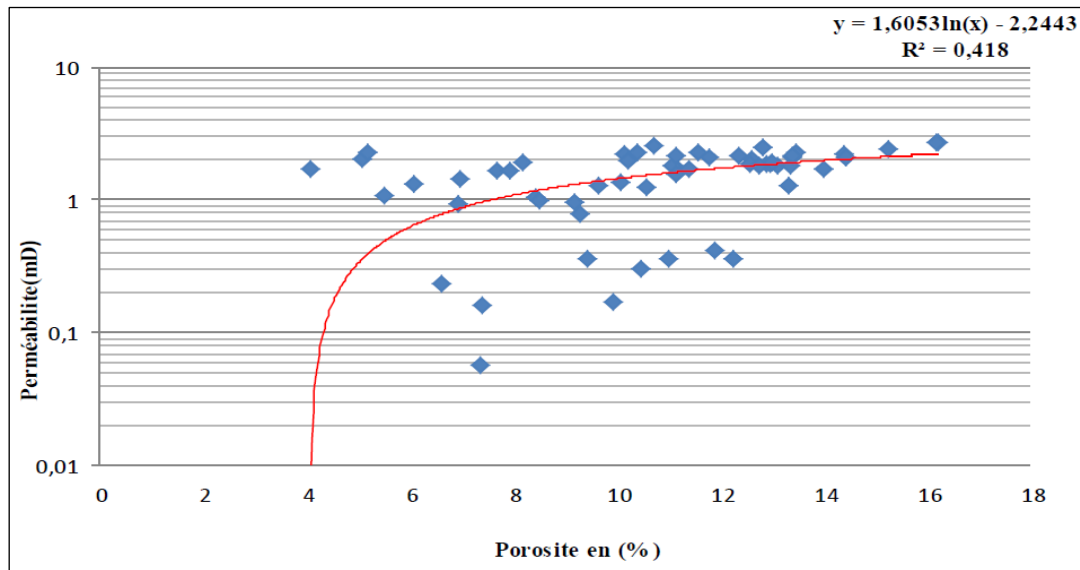


Fig.IV.19 : Courbe de corrélation entre la porosité et la perméabilité du puits OKN-611

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 inférieur présente les caractéristiques d'un réservoir hétérogène qui tend parfois vers l'homogénéité.

CONCLUSION GENERALE

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

- Les analyses sédimentologiques ont montré que le milieu de dépôt est un environnement fluviatile
- D'après la corrélation on 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.

Références Bibliographiques

BEICIP F. (1992) : Région d'Oued Mya-évaluation des réserves.

BOUTICHE S et BOUKAIOU F. (2006). Trias de la région de Berkaoui-Formations, Paléopédogenèses, Diagenèse et qualités réservoirs. Memoire d'ingénieur, IST-U.S.T.H.B., Alger.

CRD (1997) : étude sédimentologique et diagénitique des réservoirs argilo-gréseux de la série inférieure du champ de Haoud Berkaoui.

Institut français du pétrole, 1988. Le gisement.

SONATRACH (PED) : Rapport de description des carottes du champ de Haoud Berkaoui.

SONATRACH (PED) : Rapport de Haoud Berkaoui.

SONATRACH (PED) : Rapport de fin de sondage de la zone des puits OKN (DP HBK).