

N° Ordre/Faculté/UMBB/2017

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

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Présenté par :

BOUAFES SEIF EDDINE

CHAHAOUI YAHIA

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Caractérisation Du Réservoir F4 Du Champ
D'edjeleh-Bassin D'illizi**

Avis favorable du président du jury

Nom et prénom : Mr. ZELLOUF Khémissi

Cachet et signature

avis favorable de l'encadreur :

Mr : BELHADI Ahmed

signature

Année Universitaire : 2016/2017

Remerciements

*Langage tout d'abord à Dieu qui ma a donné la force
Pour terminer ce modeste travail.*

*Toute mon infinie gratitude à mon promoteur, Monsieur
BELHADI AHMAD pour son encadrement et ses aides
Précieuses.*

*Je remercie aussi les membres de jury qui m'ont fait l'honneur
d'accepter le jugement de mon travail.*

*Mon sincère reconnaissance à mes enseignants du
Département : gisements minières et pétroliers.*

*Enfin je remercie mes parents et tous ceux qui ont contribué
de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail,
trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et
respect.*

Merci à tous



Sommaire

Sommaire:

Introduction générale.....	01
chapitre 1: Généralités	
Introduction.....	02
1-Situation géographique.....	02
2-Cadre géologique.....	03
3- Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI	07
4-Structure et tectonique du bassin.....	12
5- Interet Pétrolier.....	16
Chapitre 2: Cadre local	
Introduction.....	17
1-Situation local	17
2-Cadre géologique local.....	18
3-Aspect stratigraphique et propriétés des réservoirs d'Edjeleh	20
4-Caractéristiques des réservoirs productifs.....	26
5-Propriétés initiales des fluides des différents réservoirs.....	26
Chapitre 3: Paramètres pétrophysique	
Introduction.....	28
1 La porosité.....	28
a- Définition.....	28
b- Méthodes de mesures.....	28
c- Calcul des moyennes.....	30

Sommaire

d- Evolution de la porosité.....	30
e- Interprétation de la carte en isoporosité du réservoir F4.....	47
2 -La perméabilité.....	50
a- Définition.....	50
b- Méthodes de mesures de la perméabilité.....	50
c- Calcul de la moyenne.....	52
d- Evolution verticale de la perméabilité.....	52
e- Interprétation de la carte en isoperméabilité du réservoir F4.....	69
a- Interprétation.....	72
b- Interprétation du profil d'argilosité.....	74
4- Conclusion.....	76
Chapitre 3: Calcul de réserve	
1- Introduction	77
2- Les différentes catégories des quantités en place	77
3- Méthodes de calcul des quantités en place	78
4- Principe des méthodes volumétriques	78
5-1- Détermination des différents paramètres.....	79
2- Méthode volumétrique	81
6- Conclusion.....	82
Conclusion générale.....	83
Bibliographie.....	84

Introduction générale:

Le bassin d'Illizi renferme les plus grands gisements pétrogazifères reconnus dans la plate-forme saharienne. Il a toujours été le plus étudié et continue à faire l'objet d'une intense prospection.

Dans le cadre de la recherche et prospection des Hydrocarbures, l'intérêt et l'ensemble des travaux ont été accés vers l'exploitation sur les flancs des structures anticlinales.

Cette étude a pour but de tenter une caractérisation du réservoir F4 (Dévonien inférieur) de la structure d'Edjeleh.

Afin d'atteindre cet objectif nous avons réalisé:

- Une étude sur le cadre local d'Edjeleh (situation géographique , aspect structurale et aspect stratigraphique).
- Une analyse des paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) pour évaluer leur qualité et déterminer leur distribution horizontale et verticale.
- Un calcul de réserve à huile au toit du réservoir F4 par la méthode volumétrique.

I. **Introduction:**

Le bassin d'Illizi est l'un des plus grands bassins en Algérie. Il renferme ainsi les plus grands gisements pétrogazéifères reconnus dans la plate-forme saharienne. Il a toujours été le plus étudié et continue à faire l'objet d'une intense recherche et prospection.

Dans le cadre de la recherche et prospection des Hydrocarbures, l'intérêt et l'ensemble des travaux ont été accés vers l'exploitation sur les flancs des structures anticlinales.

Ce domaine de la plate-forme saharienne, ayant subi une structuration intense, et caractérisé par un ensemble d'axes majeurs au quel s'associent des plis disposés en échelon, structures qui présentent un très grand intérêt pétrolier.

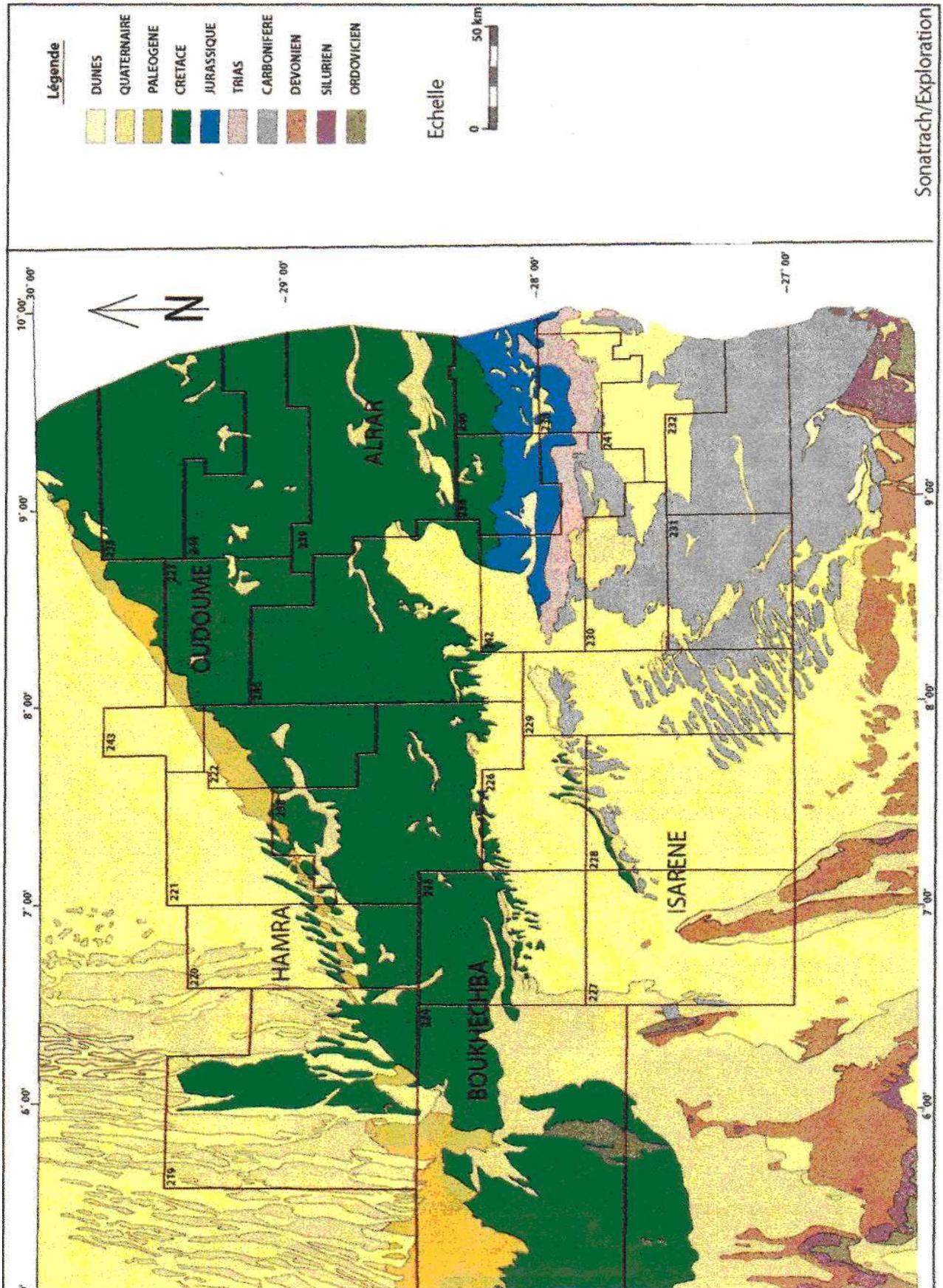
La mise en évidence de l'anneau d'huile a relancé l'exploration dans le cadre de la réévaluation des ressources en hydrocarbure et la délimitation de l'extension de l'anneau d'huile.

I.1 **Situation géographique:**

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara algérien (Figurel-01). Ce bassin couvre environ une surface de l'ordre de 100.000 km².

Généralités

7



pp

Figure I -02: Carte géologique du bassin d'Illizi (WEC, 2007)

Figure I-3 : Coupe géologique schématique des affleurements du bassin d'Ilizi (WEC, 2007)

I.4 Lithostratigraphie du bassin d'ILLIZI :

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcanique (Figure I-05).

La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju - Duval et Al (1968).

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi épaisse de plus de 3 000 m est la suivante :

Le Cambrien

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

L'unité I: (conglomérats d'El Mungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.

L'unité II: sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

Ordovicien :

A l'échelle du bassin d'Ilizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

L'unité III-1: son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fin à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des

Généralités

traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

L'unité III-2: formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

L'unité III-3: elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

L'unité IV: son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :

1. L'unité IV-2 qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés
2. L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse

Le Silurien :

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

- ✓ Formation de l'Oued Imirhou formée d'argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.
- ✓ Zone de passage (unité M) formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance de grès, d'argile et de silt ; les grès sont fins à moyens à stratifications obliques.
- ✓ Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 ; il s'agit de grès fins à moyens à stratifications obliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- ✓ Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 ; son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grès fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères,

Le Dévonien.

Généralités

A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- ✓ La barre moyenne (unité C1) au réservoir F6 d'âge Gédдинien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- ✓ Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Gédдинien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grés et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvioestuarien.
- ✓ La barre supérieure (unité C3) ; d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique

Le dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meraset de Gara Mas Melouki ne sont représentées d'une manière générale que par le réservoir F2 appelée formation d'Illrheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre 40 à 70 m.

Le Carbonifère

Dans le bassin d'Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseux (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B₂ B₁₂.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

Généralités

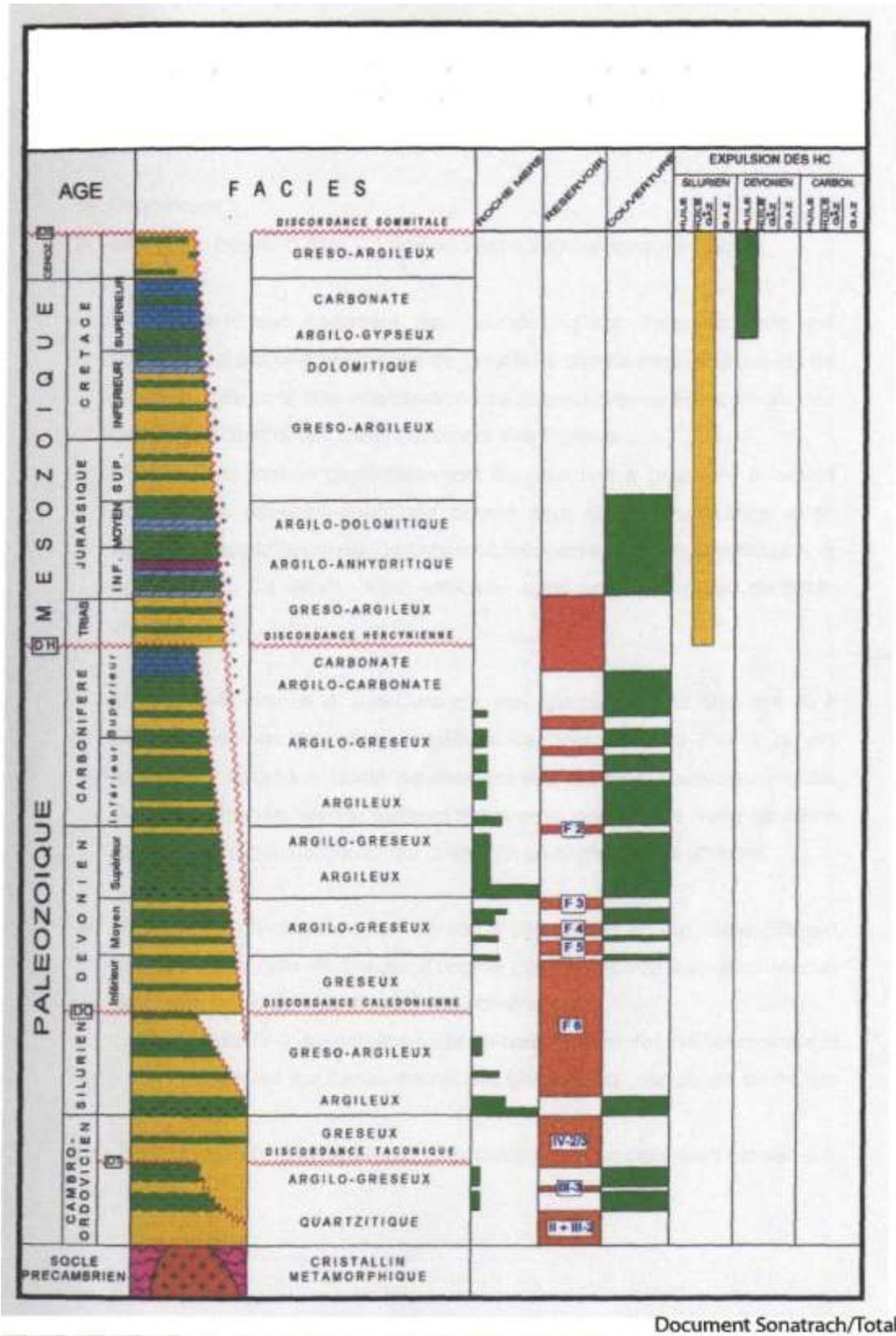


Figure I -04. Colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi (Document sonatrach)

I.4 Structure et Tectonique du bassin:

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plate forme saharienne. Il serange dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synéclisequi se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est enOuest : les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, deSbaa, de Reggane et de Tindouf (Algérie) .

L'image structurale actuelleest reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis leCambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin duSilurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupartpanafricains.

Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi :

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi) , il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est :

- ✓ L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.
- ✓ L'axe de Tan Elak.
- ✓ L'axe d'EssaouiMéllene.
- ✓ L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- ✓ L'axe de Fadnoun.
- ✓ L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sontaccompagnés de failles importantes dues au rejeu de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont rejoué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Généralités

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

- ✓ A l'ouest, la région **d'Amguid El Biod** comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux de Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.
- ✓ Au centre, le bassin **d'Illizi** proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E.W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadhoun.
- ✓ A l'Est, le môle de **Tihembokas**'étendant entre le trend du Fadhoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent des précédente) est caractérisé par trois directions de failles :

- Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
- NW-SE à WNW-ESE.
- NE.SW pour les accidents secondaires.

C'est dans le contexte particulier de cette région que se place notre zone d'étude puisqu'elle se situe dans le permis In Amenas qui correspond en gros au môle de Tihemboka, Les épaisseurs de toutes les séries paléozoïques diminuent sur sa partie centrale la plus haute.

Du Sud au Nord on a les structures locales de : Dômes à Collenias, Tan Amellel, Edjeleh, Tihalatine et Zarzaïtine.

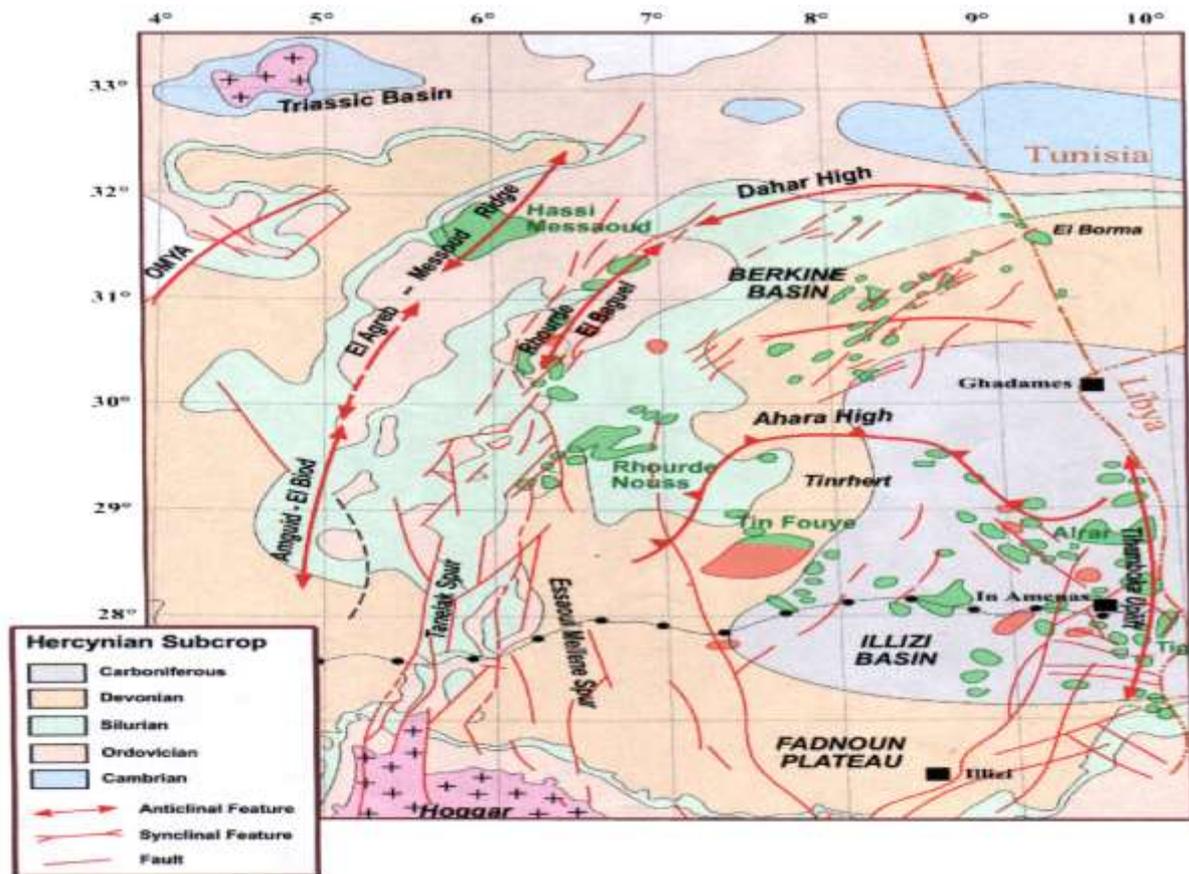


Figure (I-6) : Esquisse structurale schématique de la synclise Est-Algérienne.(Attar ,1987)

I.5 Intérêt Pétrolier:

Le bassin d'illizi est une riche province pétrolière où le premier gisement du pétrole fut découvert à Edjeleh en 1956 par la CREPS. Après cette découverte, durant les années 1960 et 1970, tous les travaux et les études de prospection et d'exploration de détail (sismique, forage, missions de terrain ...) ont été

Généralités

concentrés sur ce bassin et avaient permis la détection et la localisation de nombreux autres gisements du pétrole et du gaz.

Les plus grandes accumulations d'huile avec parfois des chapeaux de gaz se rencontrent dans le Dévonien (F6, F4 et F2) et de gaz humide avec quelquefois de minces anneaux d'huile dans le Cambro-Ordovicien (ex : gisement de TFT).

Le champ de Zarzaitine, avec son réservoir Dévonien "F4", producteur d'huile, constitue le gisement le plus important dans la région d'In-Amenas.

II Introduction

Le gisement d'Edjeleh a été découvert en 1956 par le forage du puits DL101, puis mis en exploitation en 1960.

Près de 300 puits ont été forés à ce jour sur le gisement, dont environ 20% d'entre eux convertis en injecteurs d'eau dans la zone nord.

La présence d'hydrocarbures dans ce gisement a été confirmée dans six (6) niveaux réservoirs superposés et distincts. Ces réservoirs producteurs sont représentés par des formations gréseuses d'âge Carbonifère (D2, D4 et D6), Dévonien (F2 et F4) et Cambro-Ordovicien

II.1 Situation locale:

Le champ d'Edjeleh est situé dans le bloc 241, sur la partie sud-est du bassin d'Illizi, à environ 50 km au sud-est d'In Amenas (figure II-01 figure II-02).

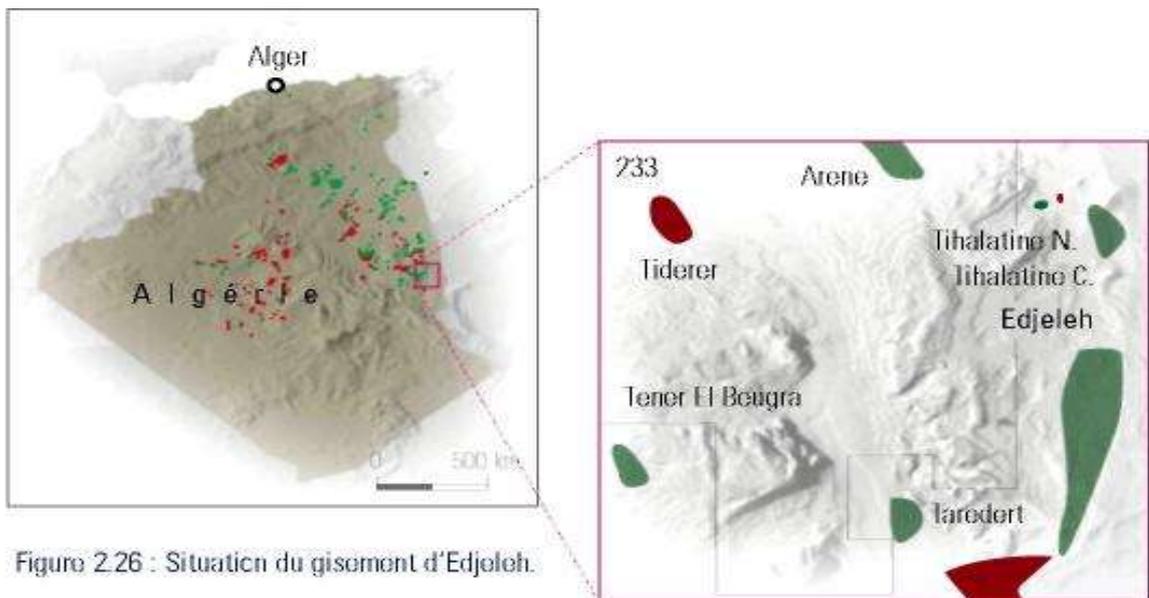


Figure II-01: Situation du gisement d'Edjeleh (Document Sonatrach)

Cadre locale

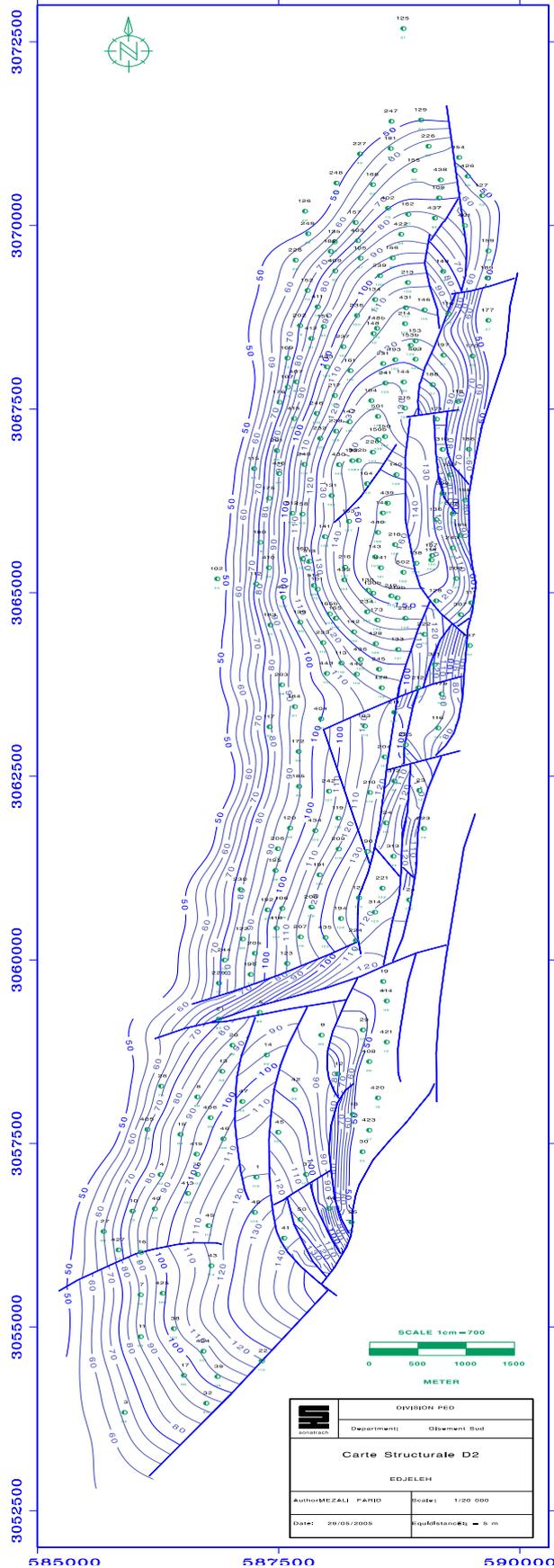


Figure II-03 : Carte structurale du réservoir carbonifère D2 d’Edjeleh (Document Sonatrach).

II.3 Aspect stratigraphique et propriétés des réservoirs d'Edjeleh : (Figure I-11).

3-a) Carbonifère D2

Le niveau D2 se présente comme un système hydrodynamique uni. Les caractères spécifiques de la structure géologique de chacun de ces bancs producteurs du niveau D2 sont comme suit :

Unité A:Présente une extension considérable sur le champ; On note une variation peu importante de l'épaisseur dans la partie principale du gisement et sa diminution vers le Sud-Ouest (secteurs IVa, III, et VIII); Les propriétés petrophysiques s'améliorent quelque peu dans la partie centrale et s'altèrent dans les parties Est et Sud du gisement. Ce banc est présenté par des grès fins à moyens, gris, beige, brunâtre, siliceux, argilo-siliceux, peu cimentés, friables, poreux et perméables avec quelques minces passées d'argile, ou comme complexe argilo-gréseux. D'après les analyses des données des carottes les porosités varient en moyenne de **20,7 à 23,7%**, les perméabilités sont de **100 à 269 mD**, mais parfois elles atteignent 1050 md. L'unité A se présente comme une seule couche gréseuse monolithique dont l'épaisseur varie de **9,7 à 12,7 m**. Il est à noter que les zones de développement des dépôts de l'unité A dans le secteur I se caractérisent par la plus grande épaisseur totale et utile par rapport aux autres secteurs et unités.

Unité B:Caractérisée par une variation notoire de l'épaisseur utile et des propriétés pétrophysiques. La perméabilité de la partie inférieure du banc est meilleure que celle de la partie supérieure. Les caractéristiques lithologiques et pétrophysiques s'améliorent vers le Sud-Ouest. Ce banc est présenté par des grès fins à moyens, rarement sableux, beiges, siliceux, argilo-siliceux, friables, poreux et perméables avec inclusions et passées d'argile micacée, ou ensemble argilo-gréseux. Les dépôts de l'unité B dans l'ensemble du gisement se caractérisent par les meilleures propriétés de réservoir, car d'après les données des carottes, les porosités des roches varient en moyenne de **20,9 à 23,4%**, les perméabilités sont de 295 à 632 mD, atteignant parfois des valeurs allant jusqu'à **1455 mD**. L'épaisseur utile varie de **3,5 à 7,5 m**.

Cadre locale

Unité C:Présente une diminution progressive de l'épaisseur vers l'Ouest-NordOuest due à l'apparition des argiles dans la partie supérieure. Les propriétés pétrophysiques sont très variables : la porosité va de 15 à 28%, la perméabilité de certaines passées gréseuses dépassent 3000 mD. Ce banc est présenté comme des alternances de bancs de grès fins à moyens, siliceux et d'argiles noires, indurées, micacées et feuilletées, des grès gris, beiges en lentilles, parfois friables, sableux, poreux et perméables. Parfois grés fins, moyens, bien cimentés, quartzeux et compacts. Les porosités varient en moyenne de **20,6 à 23,8%**; les perméabilités de **370 à 643 mD**, atteignant parfois 1000mD. Une des particularités de ce banc est sa compartimentation bien exprimée dans la coupe verticale en trois bancs: C1, C2 et C4 ayant respectivement l'épaisseur moyenne de **1,4, 1,9 et 2,0 m**. La corrélation des dépôts de l'unité C ne s'effectue pas toujours aisément.

Banc D:Représenté par deux passées gréseuses, dont la partie supérieure possède de meilleures caractéristiques pétrophysiques. En général, on enregistre un accroissement de l'épaisseur utile et l'amélioration des propriétés pétrophysiques vers le Sud-Est. Ce banc se présente comme une alternance des grès gris, fins à moyens, siliceux, en nodules aux lits, peu consolidés, très peu calcaires, parfois sableux et friables, poreux et perméables parfois comme un ensemble argilo-gréseux et d'argiles noir se endurées et micacées. D'après les analyses de carottes les porosités sont en moyenne de **14,4 à 21,8 %**; les perméabilités sont de **73 à 662 mD**. De même les analyses des diagraphies et de carottes, à l'intérieur de l'unité D qui est par excellence argileuse, on distingue deux couches grés-aleurolitiques d'épaisseur **2,1 à 2,8m** qui constituent deux bancs gréseux (D1 et D2), séparés l'un de l'autre par un ensemble argilo-gréseux, compact, pratiquement imperméable. L'épaisseur du partage entre les couches productives n'est pas considérable et elle est relativement constante, en moyenne de 2,0 à 2,5m.

Banc E:Il est de faible épaisseur utile; Seulement des passées de grès présentent des caractéristiques de roches-magazins. Ce banc est présenté par un ensemble argilo-gréseux, souvent imperméable, constitué d'argile micacée, de grès fins, siliceux ou argileux. Les dépôts de l'unité E dans l'ensemble du gisement se caractérisent les propriétés de réservoir les plus mauvaises en comparissant au autres unités; ainsi d'après les analyses des carottes les porosités varient en moyenne de **17,9 à 20,7%**; les perméabilités de **87 à 267 mD**,

n'atteignant que pour quelques variétés gréseuses les valeurs de 360 à 390 mD. D'après les données des diagraphies, l'unité E est par excellence argileuse. Les couches grès-aleurolitiques changent latéralement en variétés argileuses imperméables ou en grès compacts, ce qui explique que sur la plupart du champ l'épaisseur utile du banc E est assez faible ou nulle.

3-b) Carbonifère D4

Unité A : Cette unité correspond à la séquence régressive du cortège TST 'transgressive system track' de l'unité lithologique D4. Avec des grès fins, tendres, à grains réguliers, avec quelques petits bancs d'argiles, au toit de l'unité on remarque un ensemble argilo-gréseux ou gréseux assez compact à lits d'argiles ayant une épaisseur de 2 à 4 m et de mauvaises qualités de réservoir; porosité de **4 à 17%**, perméabilité nulle à quelques unités millidarcies. La porosité moyenne pour l'ensemble du réservoir A est de **24.7%**, la perméabilité est de **239 mD**.

Unité B : Cette unité correspond à la base de la séquence régressive du cortège TST 'transgressive system track'. Elle est marquée sur carotte par un niveau très riche en bioclastes et oolithes, sur diagraphie la TS est représentée par un pic argileux très caractéristique. Ensemble argilo-gréseux (70 % de grès) à passées argileuses avec une porosité de **24.9%** et une perméabilité de **149 mD**.

Unité C : Elle correspond à la séquence régressive du cortège LST 'low system track' ou prisme de bas niveau marin. Présentée par des grès fins, siliceux, avec intercalations d'argiles, dans le mur de l'unité il y a un ensemble argilo-gréseux avec des grès assez compacts à passées argileuses ayant de mauvaises propriétés de réservoir, la porosité est de **23.8 %**, la perméabilité est de **91 mD**.

3-c) Dévonien F2

L'analyse des carottes et des résultats de test des sondages nous ont montré que le réservoir F2 qui correspond à la partie sommitale du Dévonien supérieur est très hétérogène, que ce soit sur le plan lithologique ou sur le plan caractéristiques petrophysiques.

Ce réservoir est constitué par une alternance de variété de grès fins, parfois silteux, de siltstones, d'argillites, de niveaux oolithiques et de calcaires souvent lumachiliques.

Cadre locale

Sur la base des données de carottes et des diagraphies le F2 est subdivisé du haut vers le bas en quatre unités : A, B, C et D:

Unité A : Elle se présente comme un complexe argilo-gréseux avec des grès fins à moyen, compacts, siliceux ; au toit on distingue des intercalations minces zoogènes gréseuses blanches ou noires.

L'épaisseur totale moyenne de cette unité atteint **5.47 m**, l'épaisseur utile est de **1.19 m**.

Unité B : elle se présente comme un complexe argilo-gréseux avec des grès fins à moyens, compacts, siliceux ; la teneur en argile est considérable, les perméabilités sont faibles. L'épaisseur totale moyenne atteint **4.54 m**.

Unité C : Cette unité a une structure complexe, son toit est constitué de grès fins, poreux et perméables, parfois fissurés avec de minces feuilles minces d'argiles. La partie inférieure de l'unité se présente comme un ensemble argilo-gréseux avec des grès fins, compacts et siliceux, l'épaisseur totale moyenne de l'unité C est de **5.70 m** avec une épaisseur utile de **1.97 m**.

Unité D : elle est constituée de grès fins à grossiers peu consolidés et parfois fissurés très poreux et perméables avec quelques intercalations argilo-gréseuses. L'épaisseur totale moyenne atteint **10.27 m**, l'épaisseur utile est de **6.09 m**.

3-d) Dévonien F4

Unité A : Elle est représentée par une alternance fréquente de grès et d'argiles, ce qui rend ses propriétés petrophysiques moyennes, les zones d'importantes épaisseurs sont attribuées à la partie centrale du gisement.

Unité B : Elle est la principale unité dans le réservoir F4. elle est formée de grès fins et moyens à rares passées d'argiles. Elle s'étend sur toute la superficie du gisement, elle possède de bonnes caractéristiques petrophysiques et renferme les principales réserves en huiles et en gaz. Les meilleures caractéristiques petrophysiques sont enregistrées dans la partie centrale des secteurs I, II et III.

Unité C : Elle est constituée essentiellement par des grès argileux qui font souvent place aux argiles. C'est pourquoi cette unité est d'une moyenne importance du point de vue caractéristique pétrophysiques. Dans l'ensemble le réservoir F4 est caractérisé par une épaisseur assez constante. Son épaisseur utile est déterminée essentiellement par l'épaisseur du banc B. Les secteurs d'importantes épaisseurs utiles sont attribués aux parties sud, centrale et nord du

Cadre locale

gisement; quant aux propriétés petrophysiques, elles sont meilleures dans les secteurs I, II et III.

3-e) Cambro-Ordovicien

Le Cambro–Ordovicien est représenté par trois unités; (Unité II, unité III et unité IV) **Unité IV** : cette unité est composée de quatre sous –unités.

IV – 4 : Représentée par des argiles noires à grains de quartz et lits silteux.

IV – 3: Représentée par des grès moyens, rarement grossiers et siliceux.

IV – 2: Représentée par des argiles à graviers de quartz, des silts et des grès fins.

IV – 1: Représentée par des grès moyens à grossiers parfois fins.

Unité III: cette unité est composée de deux sous –unités.

III – 3 : Représentée par des grès fins à très fins, des tigillites et argiles noires.

III – 1 : Représentée par de fines alternances d’argiles noires et des grès très fins.

Unité II: Représentée par des grès grossiers et microconglomératiques.

Cadre locale

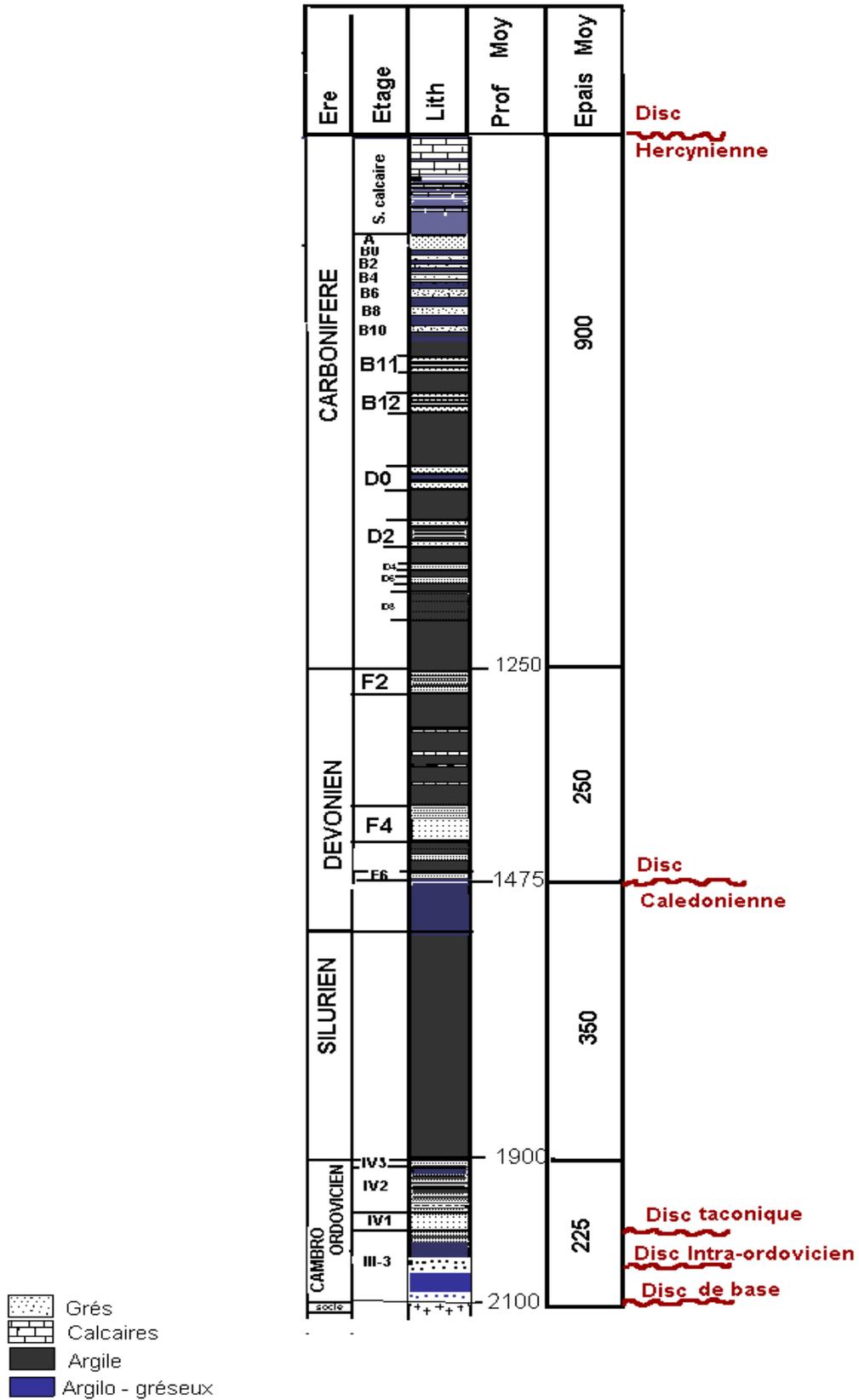


Figure II-04: Colonne stratigraphique d'Edjeleh (Document Sonatrach)

Cadre locale

II.4 Caractéristiques des réservoirs productifs:

Elles sont résumées dans le tableau suivant

:

Caractérisation du réservoir	Réservoir	D2	D4	F2	F4	Combro-Ordovicien
	Unité					
Cote de référence	mètre/NM	-110	-90	-210	-280	-490
Pression initiale	Kg /cm ²	36,8	41,1	66,5	71,6	90,4
Température du réservoir	°C	44	47	60	63	76
Hauteur totale moyenne	mètre	40	15	24	36,5	120
Hauteur utile moyenne	mètre	20	10	7,5	21	14
Porosité moyenne	%	21	25	22	18	11
Saturation en eau moyenne	%	15	15	13	19	30

Tableau : 02

Le réservoir carbonifère D2 a les caractéristiques les plus importantes puis le réservoir carbonifère D4 et le troisième réservoir c'est le dévonien F4.

II.5 Propriétés initiales des fluides des différents réservoirs :

Elles sont résumées dans le tableau suivant :

Caractéristique de l'huile	Réservoir	D2	D4	F2	F4	Combro-Ordovicien
	Unité					
P_i	Kg/cm ²	36,6	39,5	66,5	72,5	90,4
B_{oi}	RV/SV	1,069	1,060	1,113	1,099	1,157
R_{si}	RM ³ /SM ³	17,900	17,178	38,00	30,330	44,0
B_g	RV/SV	0,029	0,027	0,024	0,015	0,013
μ_{oi}	CP	2,523	2,143	1,100	1,958	0,82
ρ_{oi}	CP	0,808	0,818	0,820	0,802	0,804

Tableau : 03

Les fluides des réservoirs de la région d'Edjeleh ont des bonnes caractéristiques surtout celles qui se trouvent dans le D2, D4 et F4.

III -Introduction.

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques d'une roche est nécessaire pour l'étude de réservoir dans le domaine de l'exploitation pétrolière car ils entrent dans :

- ✓ La détermination de la production optimale des puits.
- ✓ La détermination des quantités de fluide et leur circulation à travers les pores.
- ✓ Le développement d'un champ pétrolier.
- ✓ La sélection des puits dans les zones à intérêt pétrolier.

Parmi ces paramètres nécessaires à notre étude, nous citerons la porosité et la perméabilité.

III.1 La porosité.

III.1 a- Définition.

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides (V_v) sur le volume total de l'échantillon de roche (V_t), elle est évaluée en pourcentage.

Les pores qui ont la faculté de contenir et de laisser circuler des fluides tel que l'eau, les hydrocarbures liquides ou gazeux sont ceux qui ont la plus grande importance appelée : porosité utile. Ainsi il peut exister des pores qui ne communiquent pas entre eux définissant une porosité résiduelle. La porosité totale (utile et résiduelle) est celle atteinte par les procédés de diagraphies électriques et nucléaires. La porosité dépend de la dimension des grains, leur forme, leur distribution, leur arrangement, du ciment et de la compaction.

III.1 b- Méthodes de mesures.

➤ Méthodes directes :

Les méthodes de mesure de la porosité sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions, parmi ces méthodes on cite celle utilisée à Hassi Messaoud (CRD).

La méthode consiste à mesurer le volume solide à l'aide d'un porosimètre à immersion dans le mercure de type CORELAB.

Le volume de la phase solide (V_s) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède dans le xylène après saturation des échantillons par ce liquide.

Paramètres pétro physique

Le volume total est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon en calculant le poids spécifique de la phase solide

$$\Phi = V_v / V_t$$

$$\Phi = (V_t * V_s) / V_t - 1 - (V_s / V_t)$$

➤ Méthodes indirectes.

La mesure s'effectue grâce aux :

- ✓ Neutron C. N. L (Compensated Neutron Log).
- ✓ F. D.C (Formation Density Compensated).
- ✓ Macro et Micro résistivités.

Les mesures par les diagraphies électriques se font en se basant sur la formule **d'Archie** qui lie le facteur de formation (F) avec la porosité, mais également à la forme et la taille des pores, qui est lui-même en fonction avec la résistivité de la formation.

$$F = \frac{a}{\Phi^m} = \frac{R_O}{R_W}$$

Où :

a : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes) ;

m : Coefficient de sédimentation =2.

F : Facteur de la formation.

R_Q : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).

Φ : Porosité utile en %.

R_w : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).

III.1 c- Calcul des moyennes.

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

$$M_a = (X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n) / n$$

Avec :

M_a : moyenne arithmétique.

X_i : valeur mesurée.

n : nombre des valeurs mesurées.

III.1 d- Evolution de la porosité.

Paramètres pétro physique

1) Evolution verticale de la porosité.

L'étude de l'évolution verticale de la porosité a été établie sur 6 puits verticaux.

Les valeurs de perméabilité et de porosité sont tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte prélevés tous les 25 cm.

Le puits DL 7.

L'évolution verticale de la porosité (fig :III-01-a) montre une distribution en deux intervalles :

✓ L'intervalle supérieur (780 m ; 793m) :

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 10% avec une moyenne de 11,75%

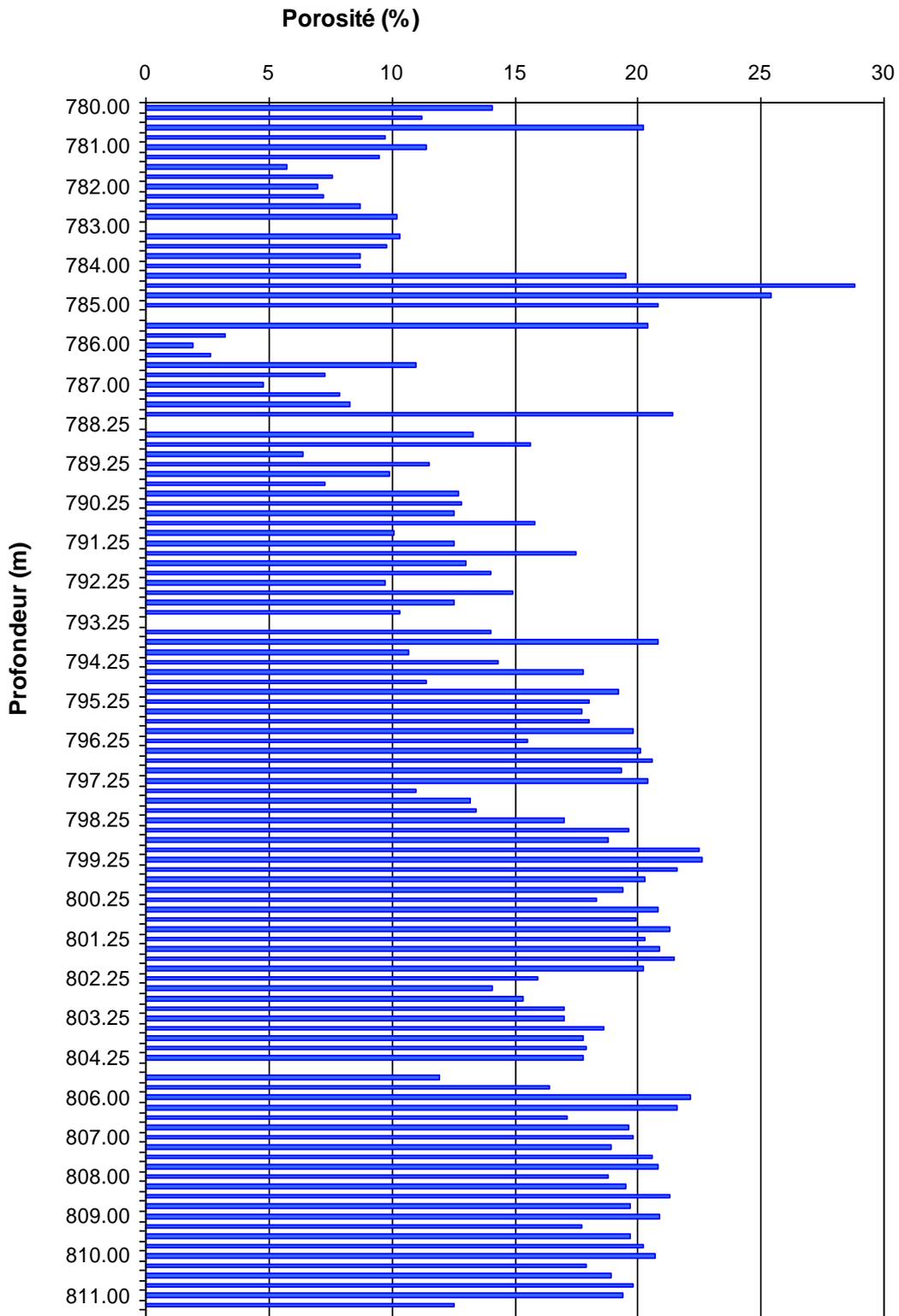
✓ L'intervalle inférieur (793 m ; 811,5m) :

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 20% avec une moyenne de 18,34%.

Les valeurs élevées de la porosité du réservoir F4 sont localisées dans la partie inférieure (793 m ; 811,5m) avec une moyenne de 18,34%.

Paramètres pétro physique

Fig (III-01-a): Profil de la porosité DL7 réservoir F4



Paramètres pétro physique

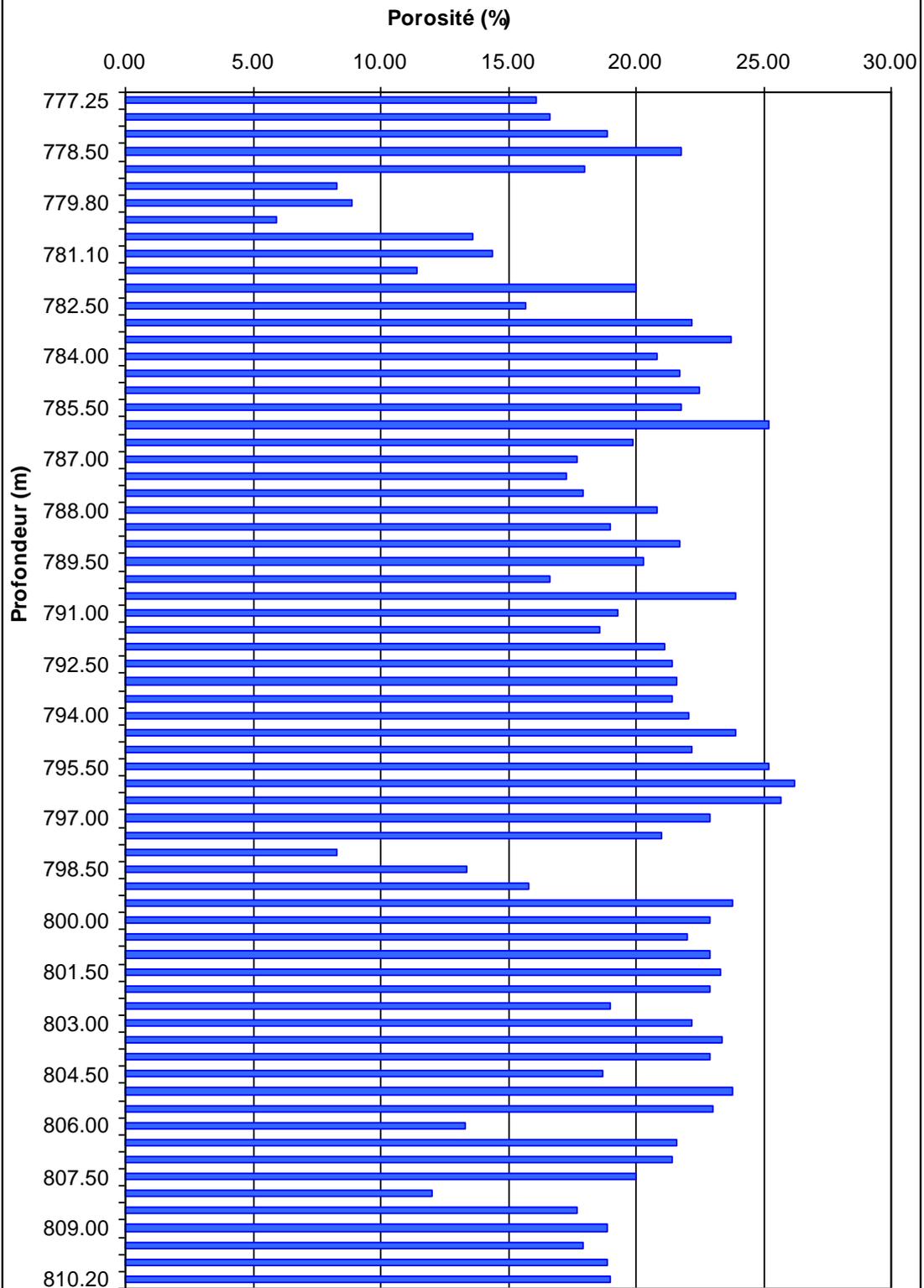
Le puits DL124 : (fig :III-01-b).

La porosité dans ce puits varie verticalement entre 5,2 et 26,2% avec une moyenne de 19,49%.

Les valeurs de la porosité restent élevées autour de 20% à partir de 783 m de profondeur jusqu'au mur du réservoir.

Paramètres pétro physique

Fig (III-01-b): Profil de la porosité DL124 réservoir F4



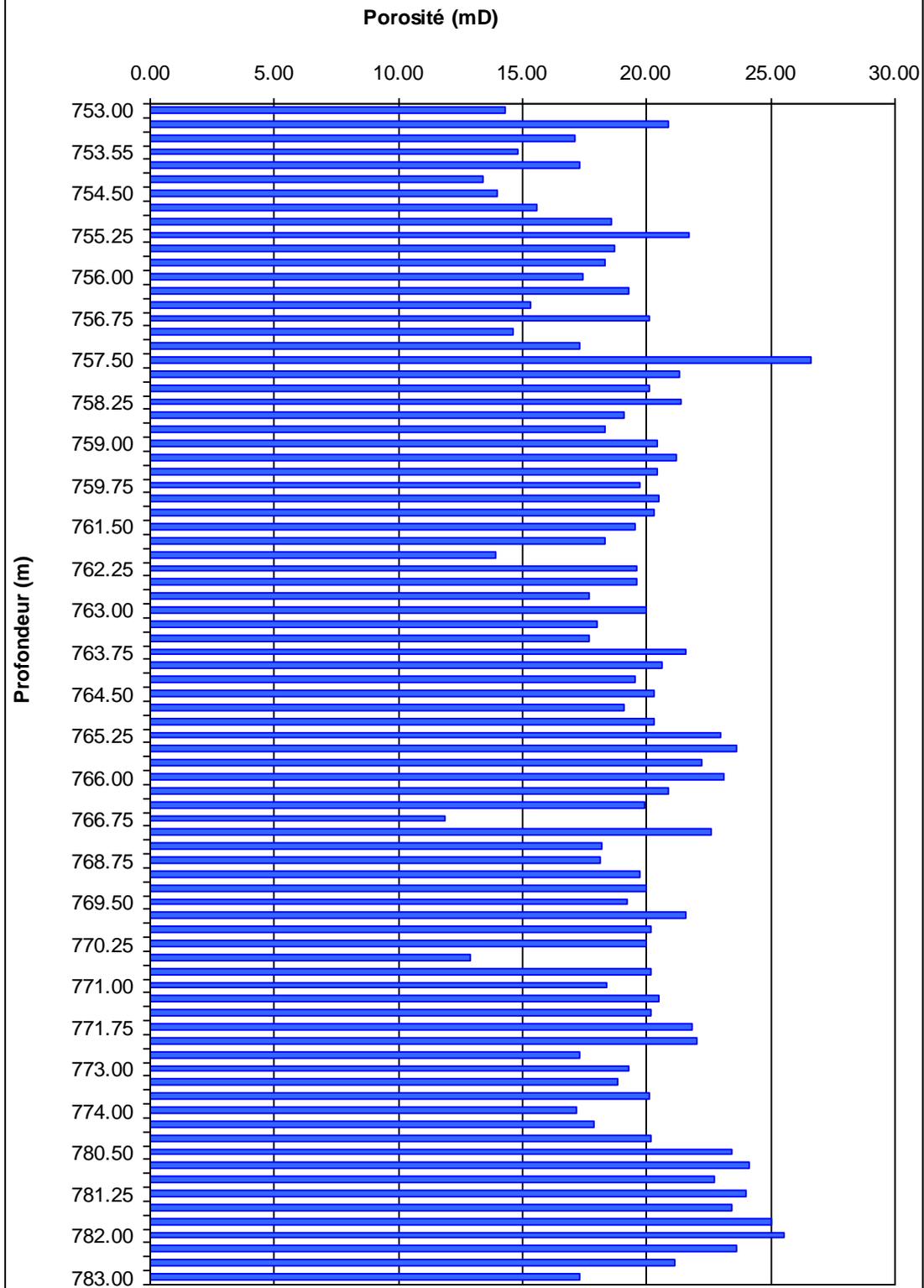
Paramètres pétro physique

Le puits DL110 : (fig :III-01-c).

La distribution de la porosité dans ce puits présente des bonnes valeurs tout au long du réservoir ; ces valeurs varient entre 11,9 et 26,6% avec une moyenne de 19,73%.

Paramètres pétro physique

Fig (III-01-c): Profil de la porosité DL110 réservoir F4

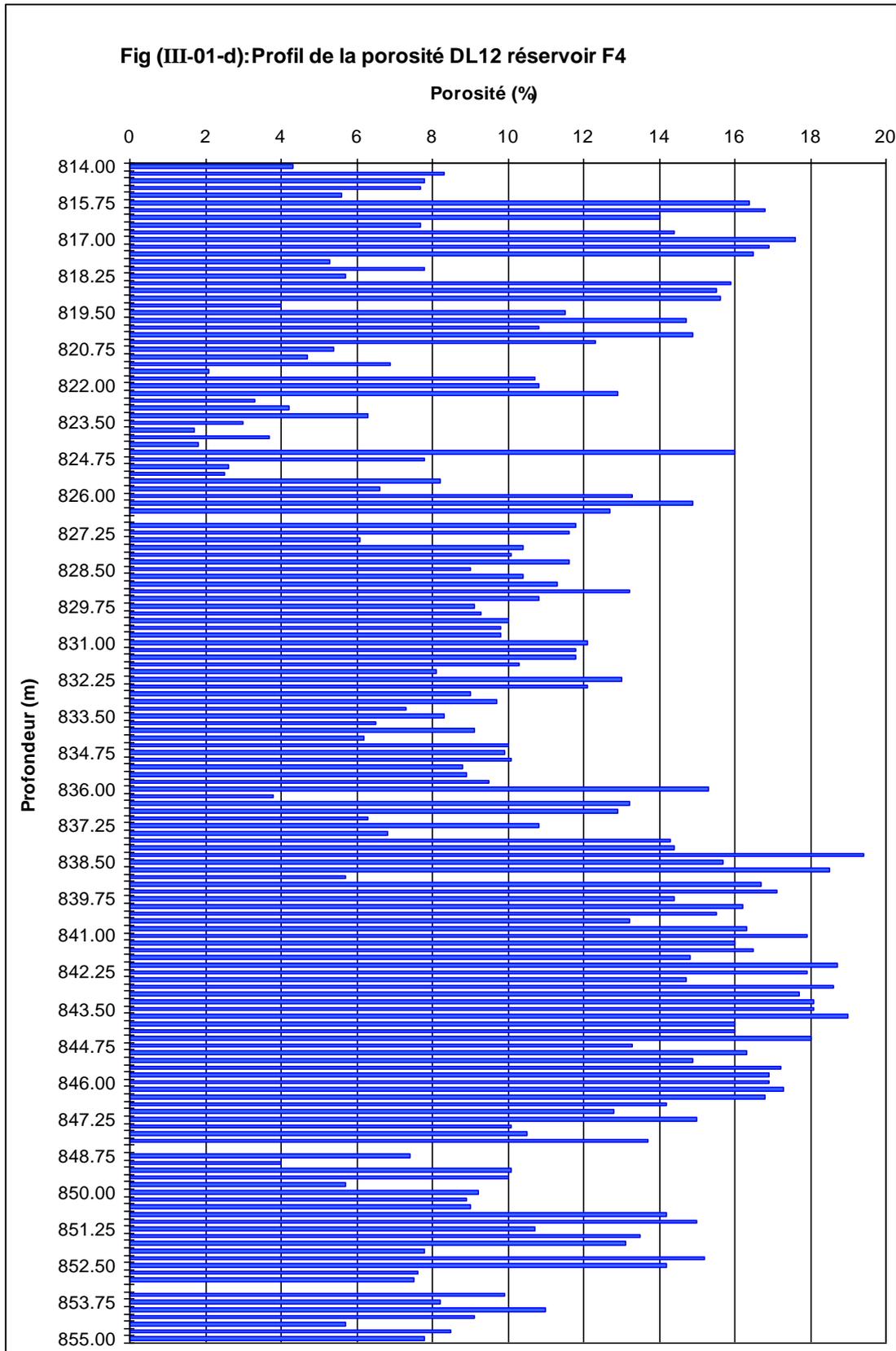


Paramètres pétro physique

Le puits DL12 : (fig :III-01-d).

La porosité dans ce puits varie entre 1,7 et 19,4 avec une moyenne de 11,27% dont les valeurs les plus élevées se trouvent uniquement entre 838,25 et 846,5 m avec une moyenne de 16,36 %

Paramètres pétro physique



Le puits DL115 .

Paramètres pétro physique

L'évolution verticale de la porosité (fig :III-01-e) montre une distribution en 2 intervalles :

✓ L'intervalle supérieur (800 m ; 818,25m) :

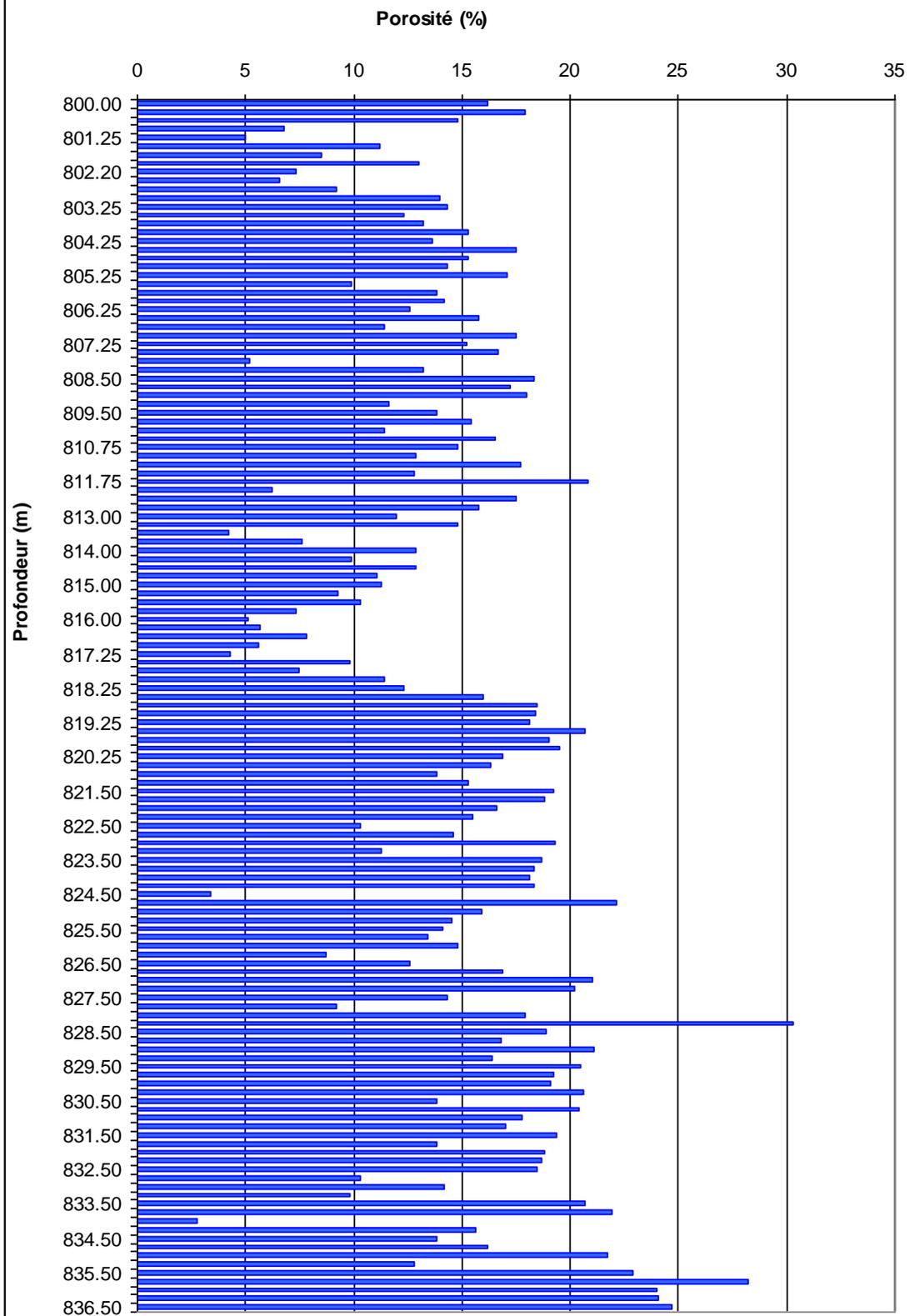
Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 12% avec une moyenne de 12,21%.

✓ L'intervalle supérieur (818,25m ; 836,50m) :

La porosité dans cet intervalle se trouve élevé avec une certaine constance qui oscille autour de 18%avec une moyenne de 17,16.

Paramètres pétro physique

Fig (III- 01-e): Profil de la porosité DL115 réservoir F4



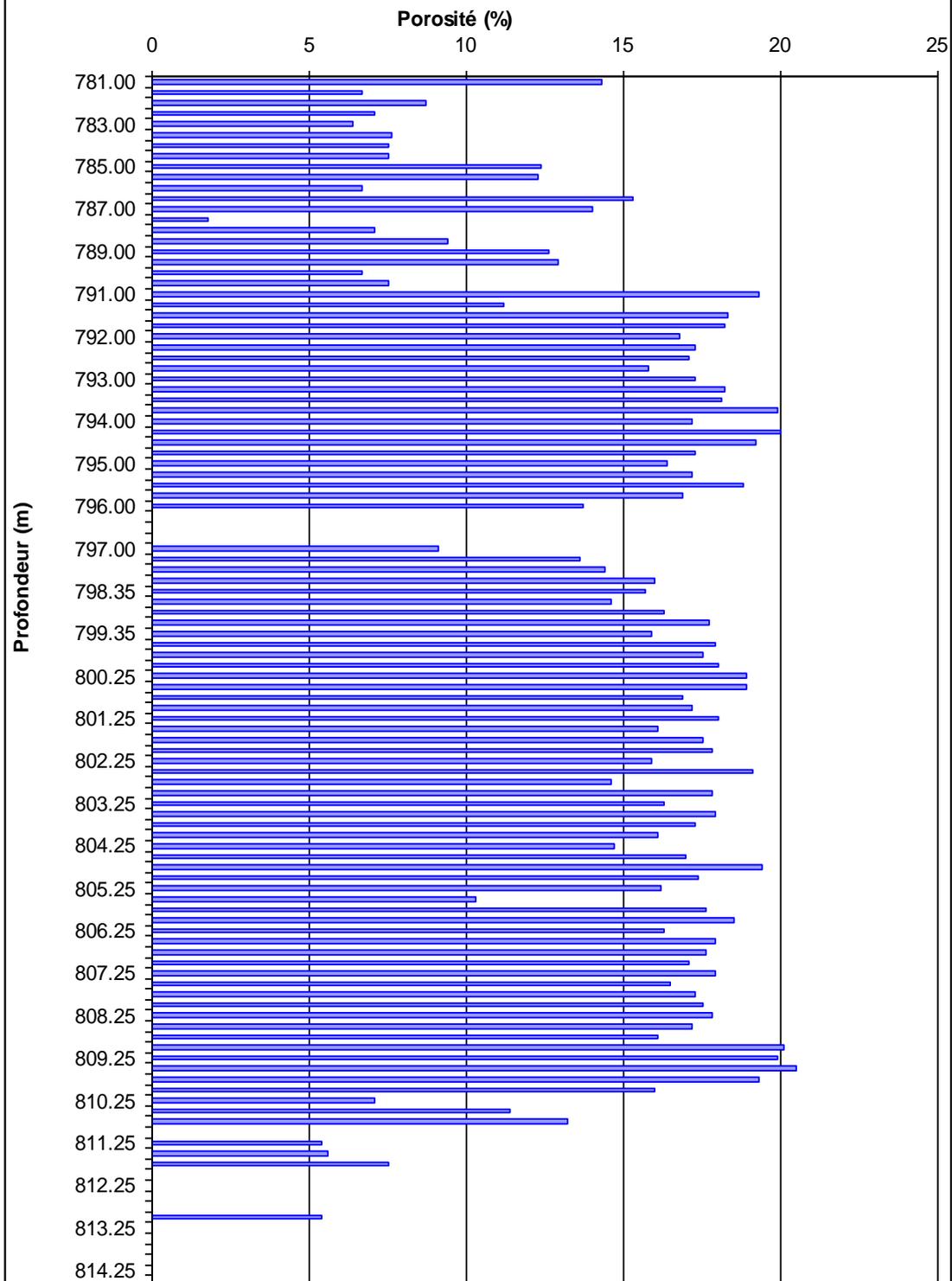
Paramètres pétro physique

Le puits DL25 : (fig :III-01-f).

Ce puits présente une porosité élevée avec une moyenne de 17,50% sauf dans les cinq premiers et dernier mètres où la porosité est négligeable avec une moyenne de 5%.

Paramètres pétro physique

Fig(III-01-f):Profil de la porosité DL25 réservoir F4

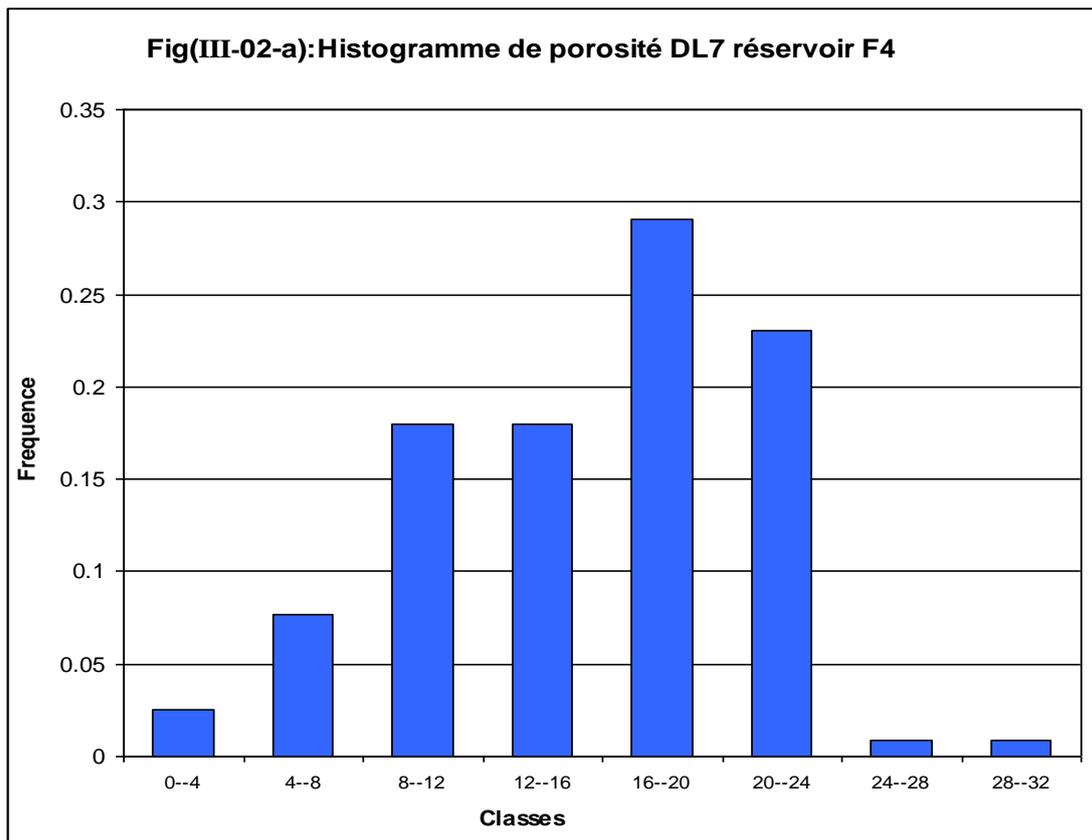


2) Analyse des histogrammes.

Le puits DL 7 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-02-a) a été établi avec une population de 117 échantillons.

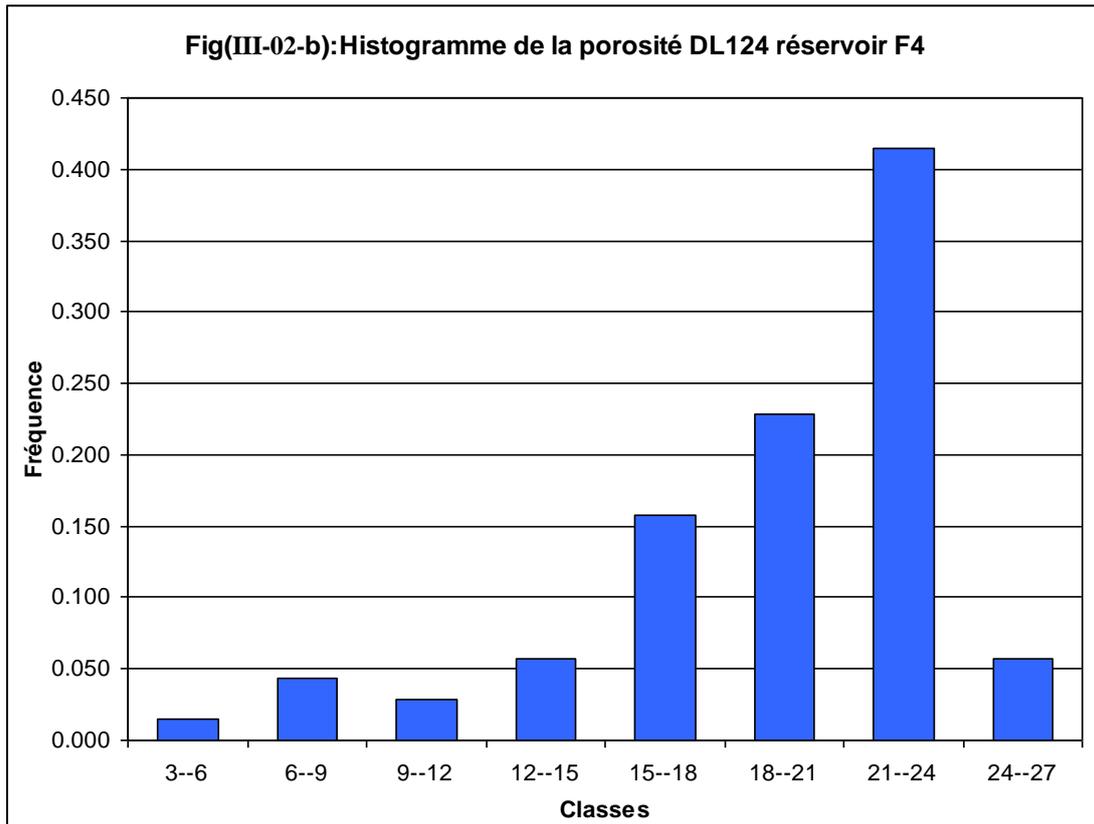
L'histogramme présente une allure unimodale avec une assymétrie gauche où 29 % des valeurs varient entre 16 et 20 %.



Le puits DL124 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-02-b) a été établi avec un ensemble de 70 échantillons.

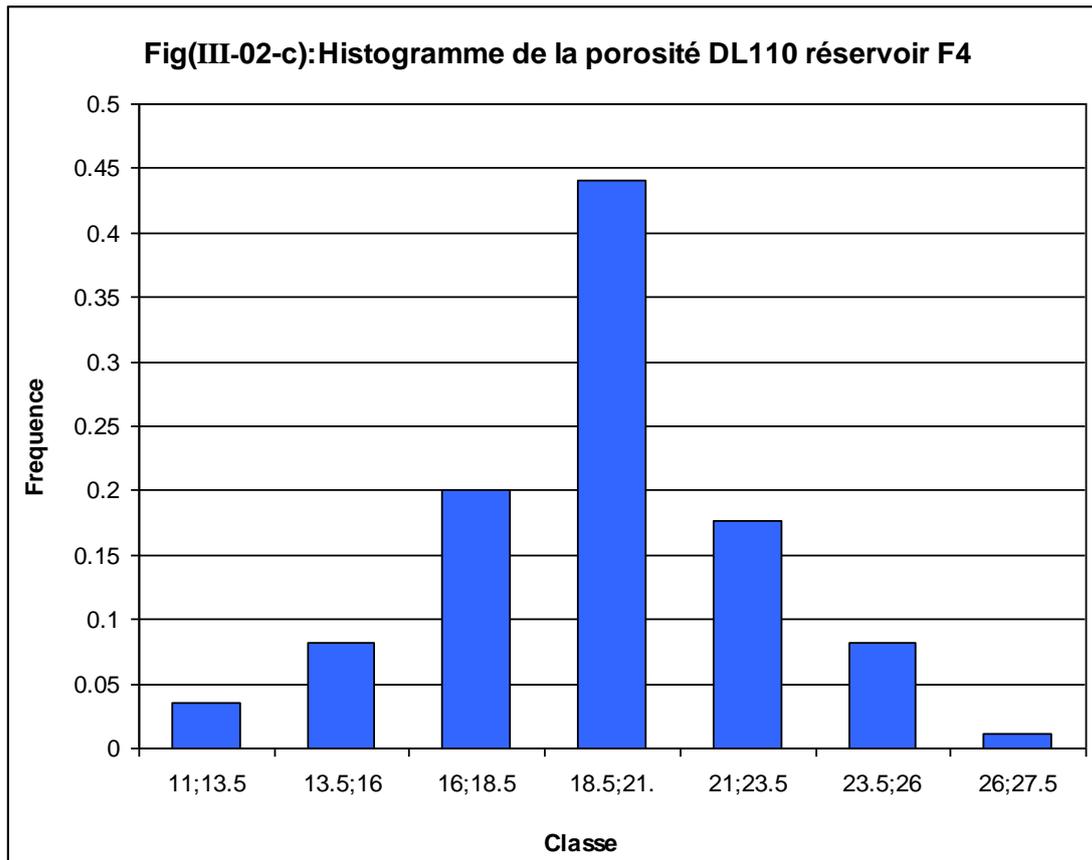
L'histogramme présente une allure bimodale ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le premier mode représente 41,4% avec des valeurs de porosité comprises entre 21 et 24 %. Les valeurs les plus fréquentes dans la deuxième mode représentent 4, 3% et elles sont comprises entre 6 et 9%. Cette distribution de la porosité en deux modes s'explique par la présence de deux types de porosité, l'une primaire et l'autre probablement secondaire.



Le puits DL110 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-02-c) a été établi avec une population de 85 échantillons.

L'histogramme présente une allure unimodale symétrique ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes représente 44,1% avec des valeurs de porosité comprises entre 18,5 et 21%.

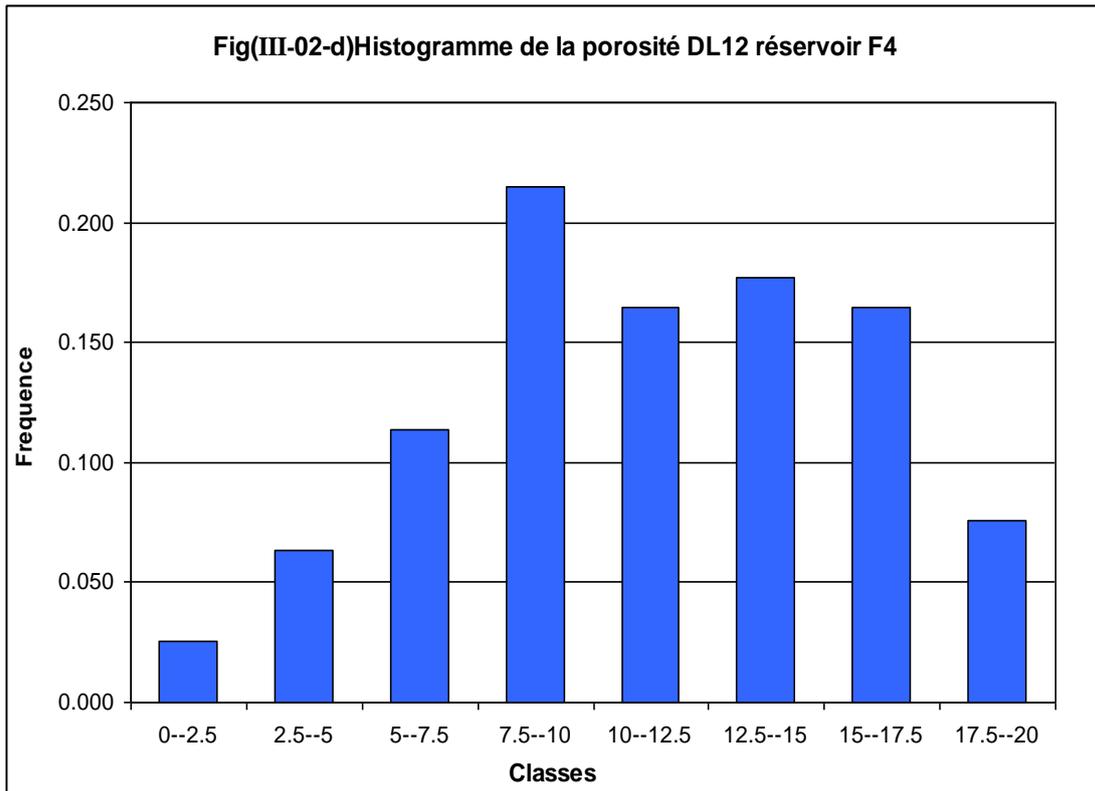


Le puits DL12 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-02-d) a été établi avec un ensemble de 158 échantillons.

L'histogramme présente une allure bimodale ; les deux classes qui présentent les valeurs de porosité les plus fréquentes sont exprimées comme suit :

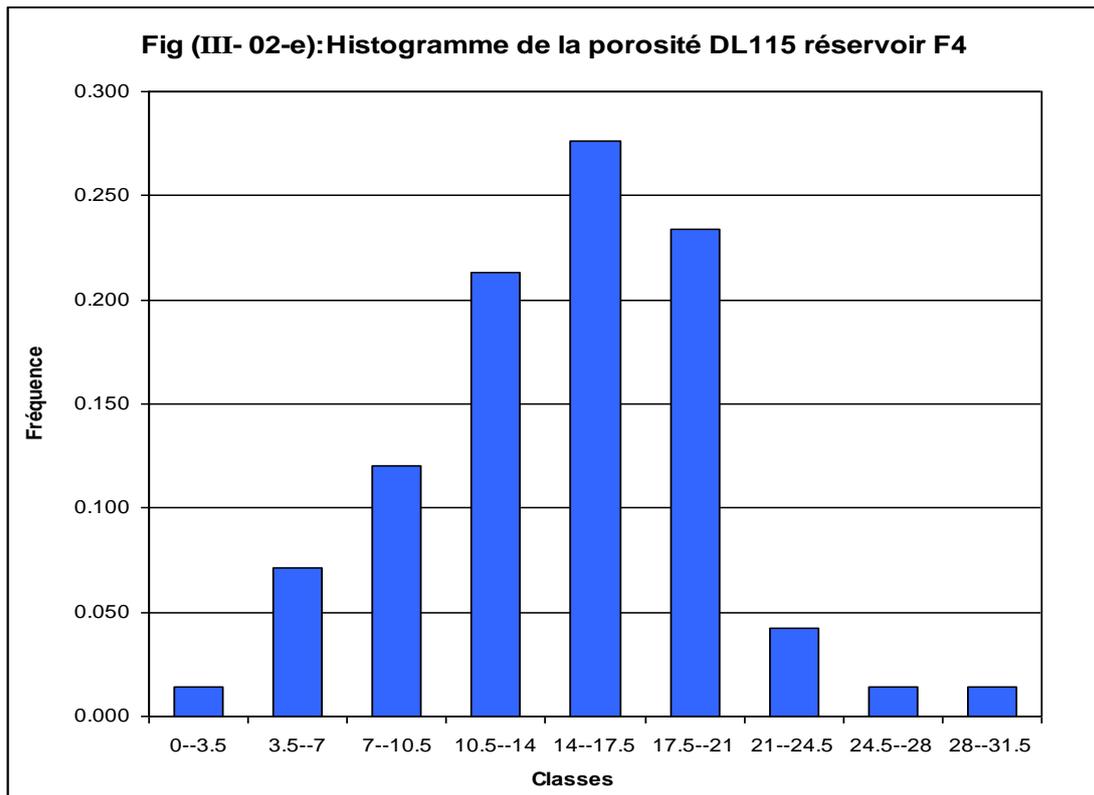
- ✓ 17,7% des valeurs de porosité sont comprises entre 12,5 et 15%.
- ✓ 21,5% des valeurs de porosité sont comprises entre 7,5 et 10%.



Le puits DL115 :

L'historgramme des fréquences (fig :III-02-e) a été établi avec un ensemble de 126 échantillons.

L'historgramme présente une allure unimodale ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes présente 27,7 % avec des valeurs de porosité comprises entre 14 et 17,5%.

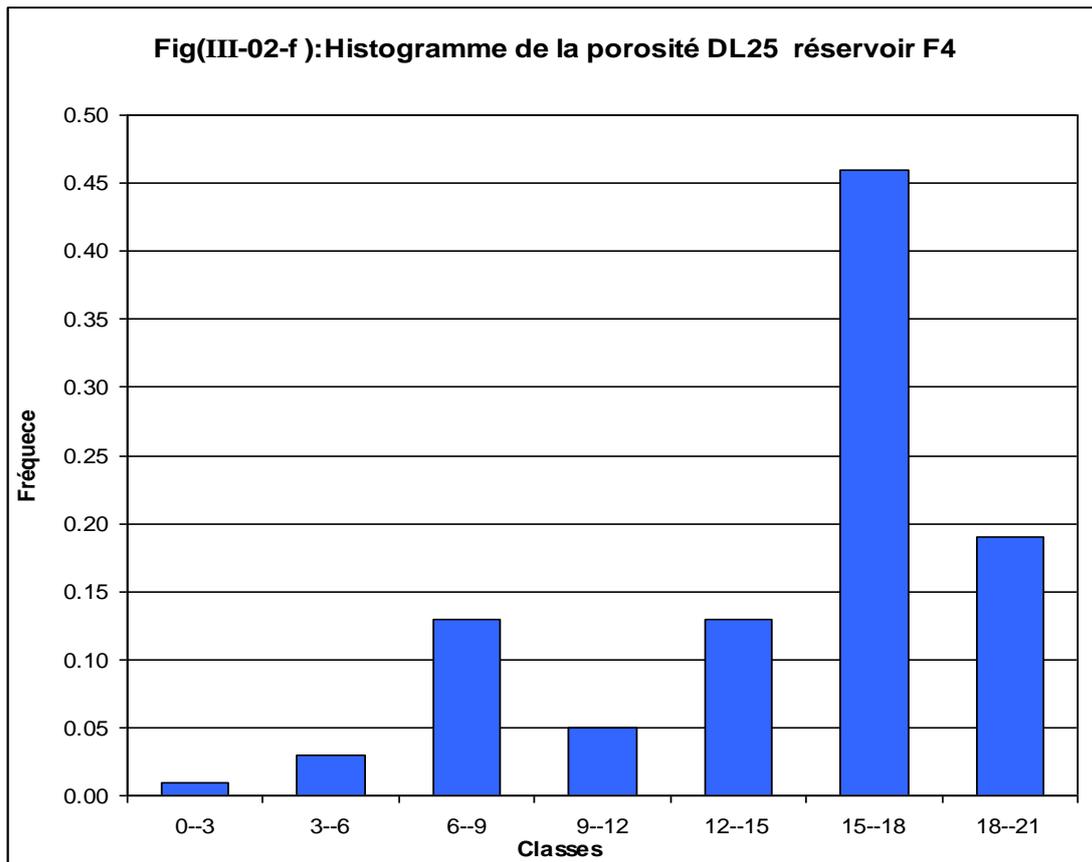


Le puits DL25 :

L'historgramme des fréquences (fig :III-02-f) a été établi avec un ensemble de 158 échantillons.

L'historgramme présente une allure bimodale ; la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le premier mode présente 46% des valeurs de porosité comprises entre 18 et 20% ; et la classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes dans le deuxième mode présente 13% des valeurs de porosité comprises entre 6 et 9%.

Paramètres pétro physique



Remarques :

Nous pouvons remarquer que l'histogramme qui présente la distribution la plus régulière correspond au puits DL110.

Les histogrammes présentant deux modes sont cantonnés dans une zone située à l'Est.

Cette distribution de la porosité en deux modes s'explique par la présence de deux types de porosité, l'une primaire et l'autre probablement secondaire.

III.1 e- Interprétation de la carte en isoporosité du réservoir F4:

La carte en isoporosité a été établie d'après les données de 27 puits carottés dans le champ d'Edjeleh au niveau du réservoir F4 (fig :III-03).

Nous observons que la porosité augmente d'Ouest en Est dans les parties septentrionales et centrales ; et inversement dans la partie méridionale du réservoir.

Les puits DL7, DL1, DL124 et DL110 présentent des secteurs à porosité assez élevée avec une moyenne de 19%.

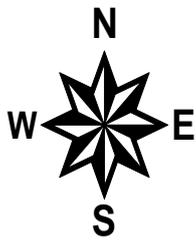
Le puits DL12 enregistre la plus faible porosité du réservoir avec une valeur de

Paramètres pétro physique

11,27% .et c'est autour de ce puits que se développe une zone de faible porosité de direction ENE-WSW dans la partie Sud du réservoir. Elle délimite ainsi deux zones de porosité.

Nous pouvons conclure que la particularité de cette distribution est la présence de cette zone de direction ENE-WSW.

FIG(III-03): CARTE EN ISOPOROSITE DU RESERVOIR DEVONIEN F4 D'EDJELEH



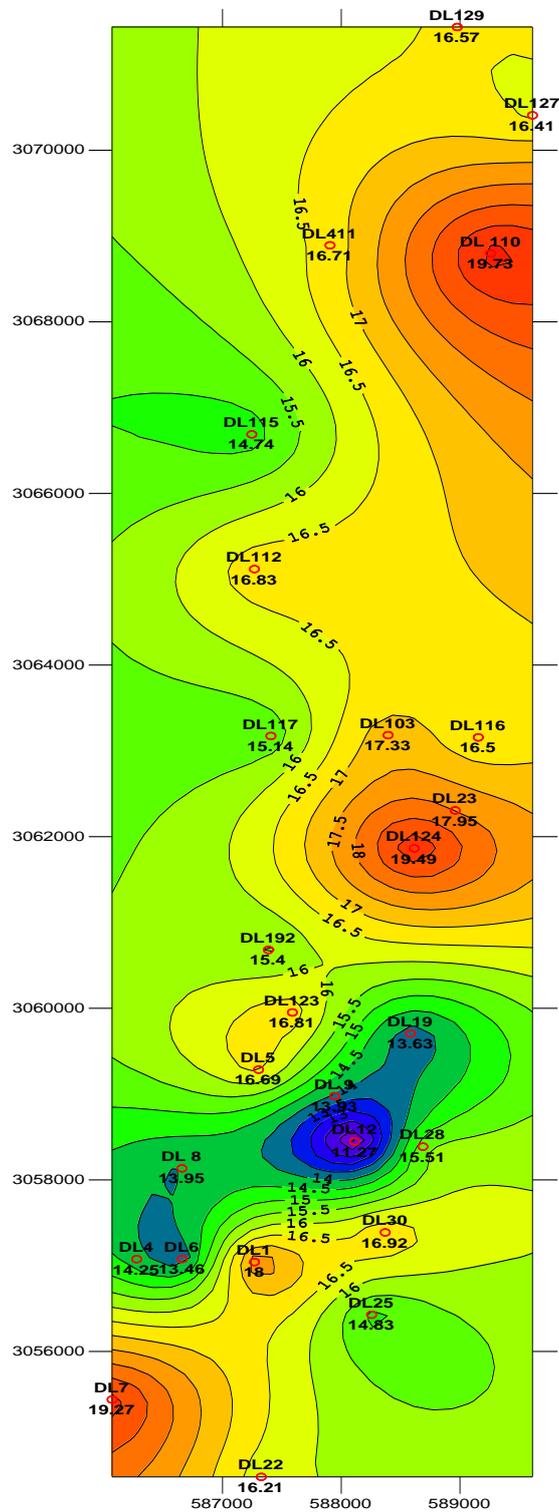
Legende :

DL110 Nom et position du puits avec
19.79 la valeur de la porosité en %

20 Isoligne



Echelle :



III.2 -La perméabilité.

III.2-a- Définition.

La perméabilité correspond à l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide contenu dans ses pores. Son unité de mesure est le md (milli darcy).

La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité K d'un milieu d'épaisseur L, laissant passer 1 centimètre cube par seconde (Φ) d'un fluide de viscosité 1 centipoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression Dp de 1 atmosphère à travers une surface (S) de 1 cm^2

$$K = (\mu \cdot \Phi \cdot L) / (S \cdot Dp).$$

III.2-b- Méthodes de mesures de la perméabilité.

Mesure de la perméabilité au laboratoire :

La mesure de la perméabilité est réalisée par un dispositif basé sur la loi de Darcy. On injecte du gaz traversant le plug lavé, le gaz sortant de l'échantillon fera monter le niveau d'eau dans un tube gradué. On tire la perméabilité à partir de la formule empirique suivante :

$$K = (C \cdot Q \cdot L \cdot H_w) / (A \cdot D).$$

K est mesurée en darcy ou en milli darcy.

C = $DP = P_2 - P_1$: constante contrôlée à partir du volume de mercure.

Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.

Q : débit constant (mm^2 /heure).

L : longueur standard de l'échantillon.

H_w : hauteur de l'eau dans le tube gradué.

A : section standard de l'échantillon.

D : longueur totale du tube gradué.

Mesure de la perméabilité à partir des diagrapies.

A partir du gradient de la résistivité, la perméabilité est donnée par

Paramètres pétro physique

$$K = C \left[\frac{\Delta R}{\Delta D} \frac{1}{R_0} \frac{2,3}{\rho_m - \rho_h} \right]^2$$

Avec :

C : constante généralement =2.

ΔR : changement de la résistivité de Ro à Rx en ohm.

ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR.

Ro : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.

ρw : densité de l'eau de la formation en gr/cm³.

ρH : densité de l'huile en gr/cm³.

Actuellement ; il existe des outils qui contribuent à mesurer es perméabilités au fond du puits tels que CMR et EMRIL.

Mesure de la perméabilité à partir des tests de puits.

$$K_h = \frac{526,7 \times Q \times \mu_o \times b_o}{m}$$

Avec :

Q : Débit en m³/s ou en l/s.

μo : Viscosité d'huile =0.2cp.

Bo : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = 1.7m³/m³.

m : Pente du graphe P = f [log (T+t / t)].

Et en connaissant la valeur de la hauteur utile on tire la perméabilité

$$K = HK/h$$

La perméabilité tirée par les essais des puits est la plus correcte pour le calcul de la moyenne dans un intervalle producteur par rapport à celle calculée à partir des carottes, car cette dernière n'est pas toujours représentative à cause des raisons suivantes :

- ❖ Mesurer en surface et non pas dans les conditions de fond (pression et température).
- ❖ Mesurer par rapport à un gaz parfait (hélium).
- ❖ Trop de manipulations causent beaucoup des déformations dans l'échantillon.

III.2-c- 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 :

$$K_{\text{moy}} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n X_i} = (X_1 \times X_2 \times \dots \times X_n)^{\frac{1}{n}} \quad \text{en mD}$$

Avec :

K_{moy} : Moyenne géométrique.

III.2-d- Evolution verticale de la perméabilité.

01) Analyse des profils.

L'étude de l'évolution verticale de perméabilité sera réalisée pour les mêmes puits verticaux décrits dans le paragraphe précédent.

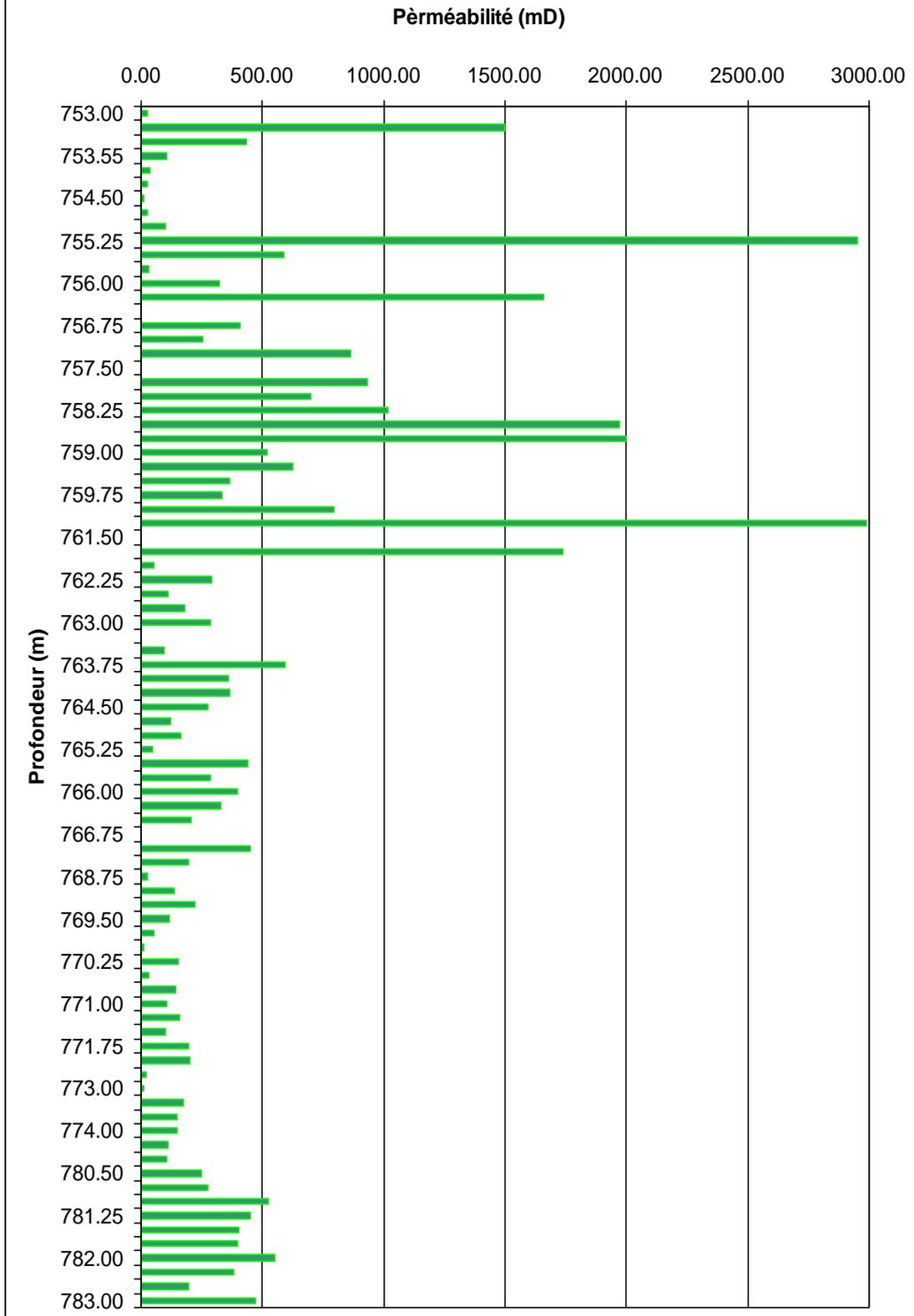
Les valeurs de perméabilité sont tirées à partir des mesures réalisées sur les plug.

Puits DL110: (fig :III-04-a)

La perméabilité dans ce puits montre des valeurs très fortes qui oscillent autour de 1000 md .A partir de la cote 762 l'évolution verticale de la perméabilité présente une certaine constance avec une moyenne de 16

Paramètres pétro physique

Fig (III-04-a): Prpfil de la pèrméabilité DL110 réservoir F4



Paramètres pétro physique

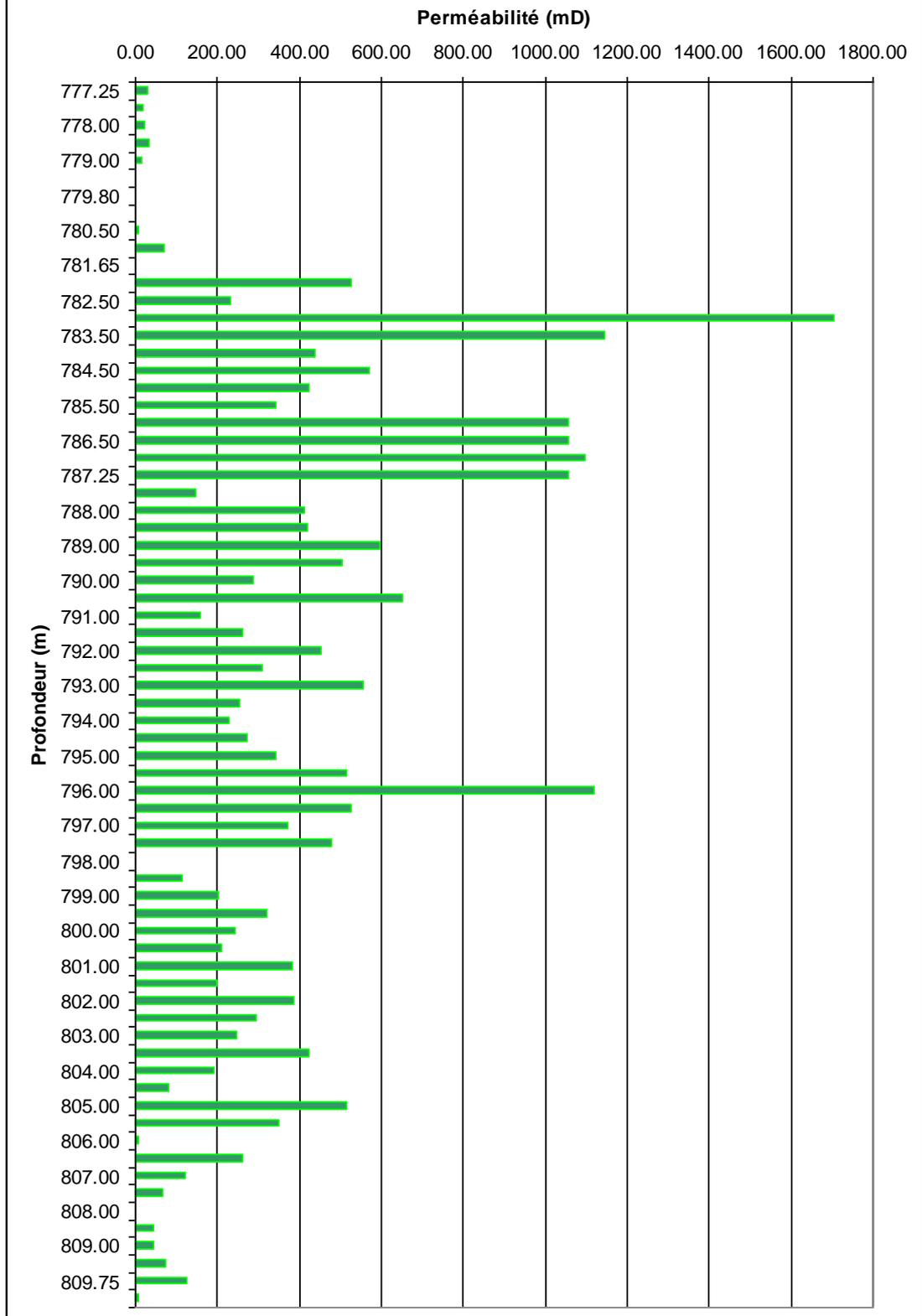
Puits DL124 : (fig :III-04-b)

Les limites sommitale et basale du réservoir présentent une perméabilité faible varient autour de 10 md ; qu'au cœur du réservoir on trouve deux zones de distribution :

- ✓ Entre 782,5 et 788m la perméabilité varie autour de 600 md.
- ✓ Entre 788,5 et 806m la perméabilité varie autour de 400 md.

Paramètres pétro physique

Fig(III-04-b): Profil de la perméabilité DL124 réservoir F4



Paramètres pétro physique

Puits116 : (fig :III-04-c).

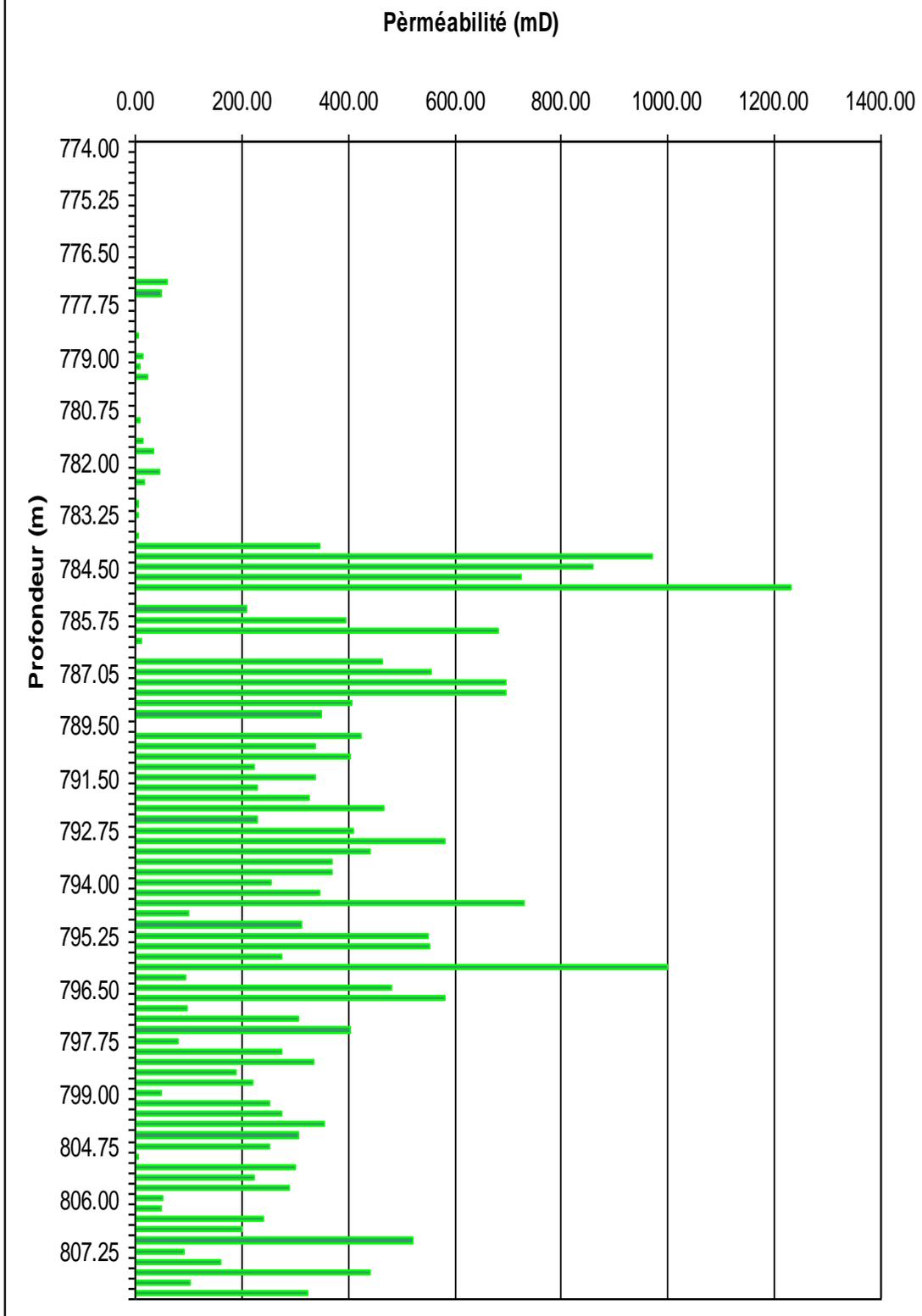
L'évolution verticale de la perméabilité dans ce puits montre une distribution selon deux zones :

- ✓ Entre 774 et 783,5m la perméabilité est très faible et varie autour de 10 md avec une moyenne de 11,44 md.
- ✓ Entre 783,5 et 808m la perméabilité est bonne et varie autour de 350 md avec une moyenne de 363,05 md.

Les piques observées dans cet intervalle correspondent à la perméabilité secondaire qui est une perméabilité de fracture.

Paramètres pétro physique

Fig(III-04-c) Profil de la perméabilité DL116 réservoir F4



Paramètres pétro physique

Puits DL22 : (fig :III-04-d)

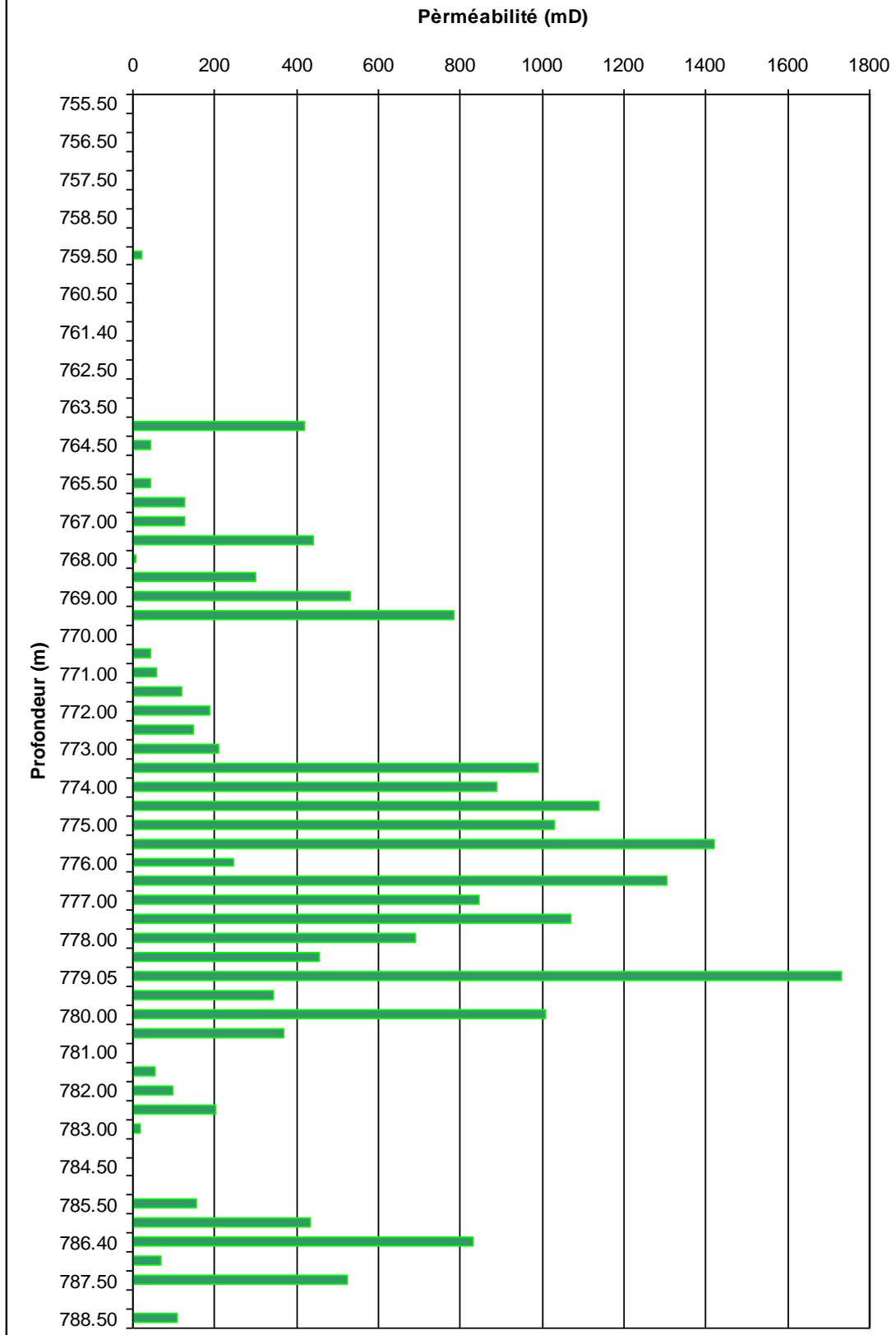
Nous observons 3 zones de pique de perméabilité forte:

- ✓ Entre 762,5 et 770m la perméabilité est forte ; et les piques peuvent aller jusqu'au 400md, avec une moyenne de 150,696md.
- ✓ Entre 773,5 et 780,5 m la perméabilité est très forte ; et les piques peuvent aller jusqu'au 1000md, avec une moyenne de 761,74md.
- ✓ Entre 786 et 788 m la perméabilité est forte ; et les piques peuvent aller jusqu'au 400md, avec une moyenne de 270,18md.

A l'exception des trois zones citées précédemment qui correspondent à des zones fracturées nous notons des valeurs faibles inférieures à 10 md avec une moyenne de 8,49 md.

Paramètres pétro physique

Fig(III-04-d) Profil de la perméabilité DL22 réservoir F4



Paramètres pétro physique

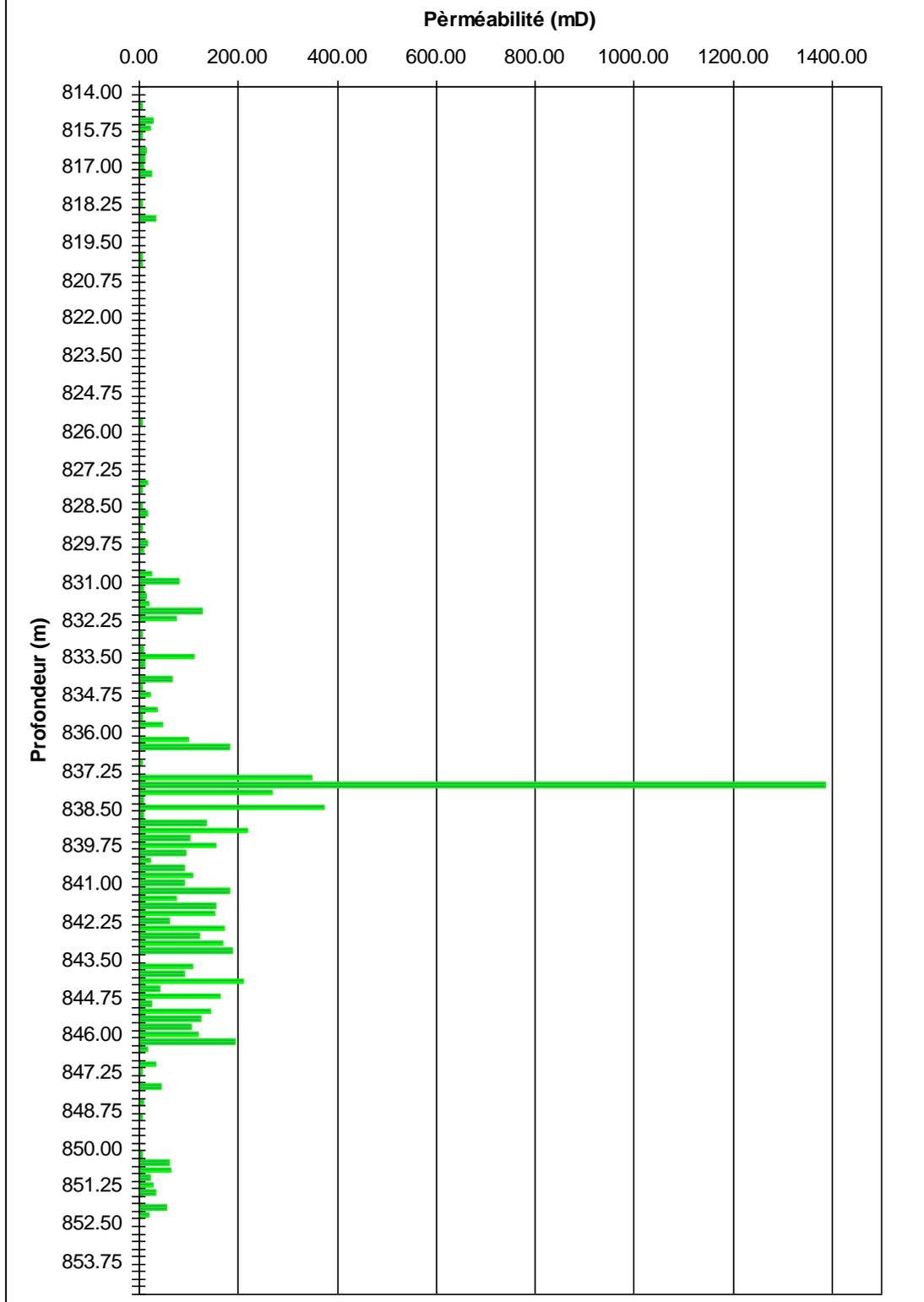
Puits DL12 : (fig :III-04-e)

En observant l'évolution verticale de la perméabilité nous notons un seul intervalle (831 et 846,75 m) ;où la perméabilité est forte avec une moyenne de 60 md.

La perméabilité au-dessus et au-dessous de cet intervalle est faible et oscille autour de 6md avec une moyenne de 6,03 md.

Paramètres pétro physique

Fig(III-04-e) Profil de la perméabilité DL12 réservoir F4



Paramètres pétro physique

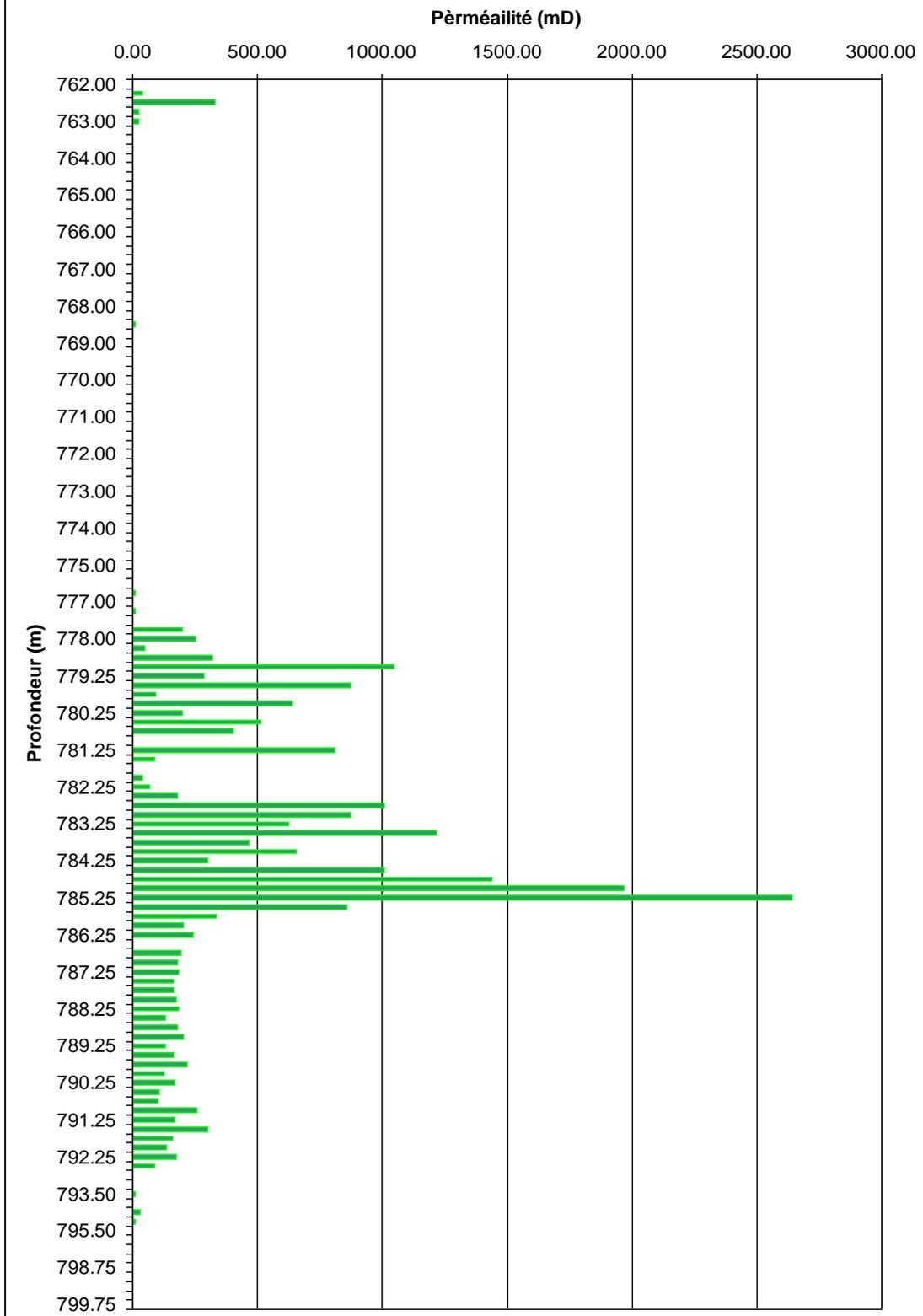
Puits DL6 : (fig :III-04-f)

Nous remarquons une distribution verticale de la perméabilité en 3 zones principales:

- ✓ Entre 778 et 782,25 m la perméabilité varie autour de 400 md avec une moyenne de 334,87 md.
- ✓ Entre 782,75 et 785,5 m la perméabilité varie autour de 900 md avec une moyenne de 816,59 md. Dans cet intervalle nous observons des piques de perméabilité allant jusqu'à 2500 md .Ces valeurs correspondent à des perméabilités fractures.
- ✓ Entre 786,75 et 792,5m la perméabilité varie autour de 200 md avec une moyenne de 171,256 md.

Paramètres pétro physique

Fig(III-04-f) Profil de la perméabilité DL6 réservoir F4

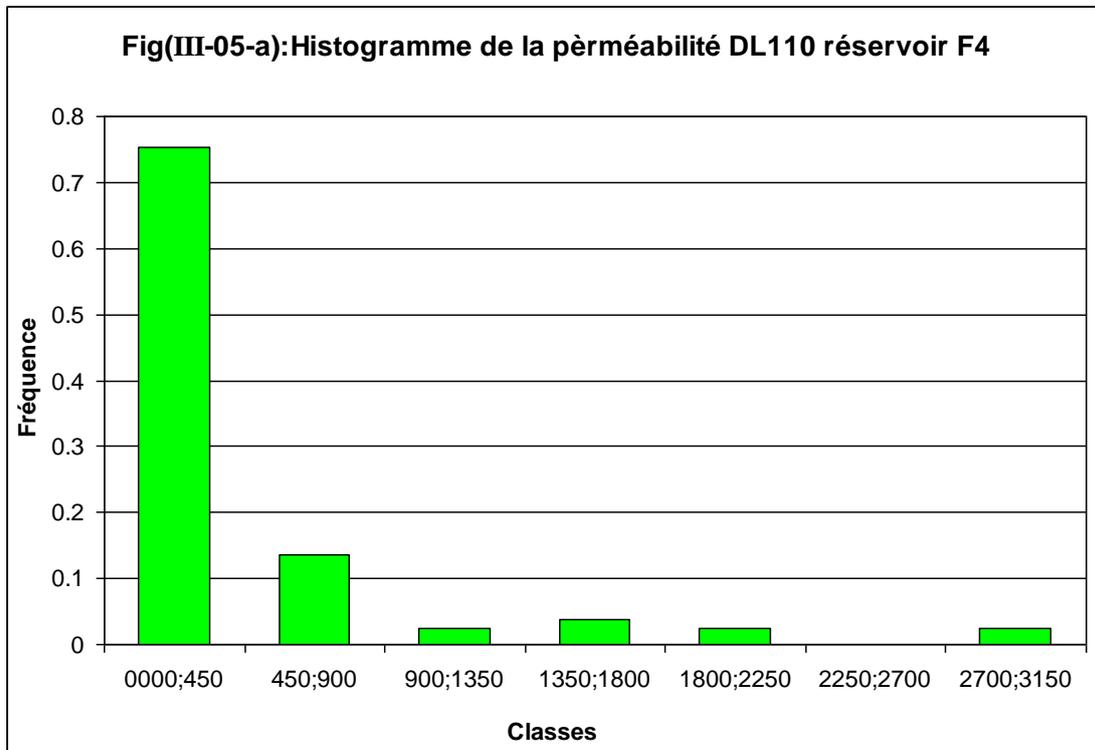


02) Analyse des histogrammes.

Puits DL110 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-05-a) a été établi avec une population de 81 échantillons.

L'histogramme présente une allure plurimodale. La classe qui présente les perméabilités les plus fréquentes dans le premier mode représente 75,31% des valeurs de perméabilité comprises entre 0 et 450md. La classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente 3,7% des valeurs de perméabilité comprises entre 1350 et 1800 md et la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le troisième mode représente 2,5% des valeurs de perméabilité comprises entre 2700 et 3150 md.



Puits DL124 :

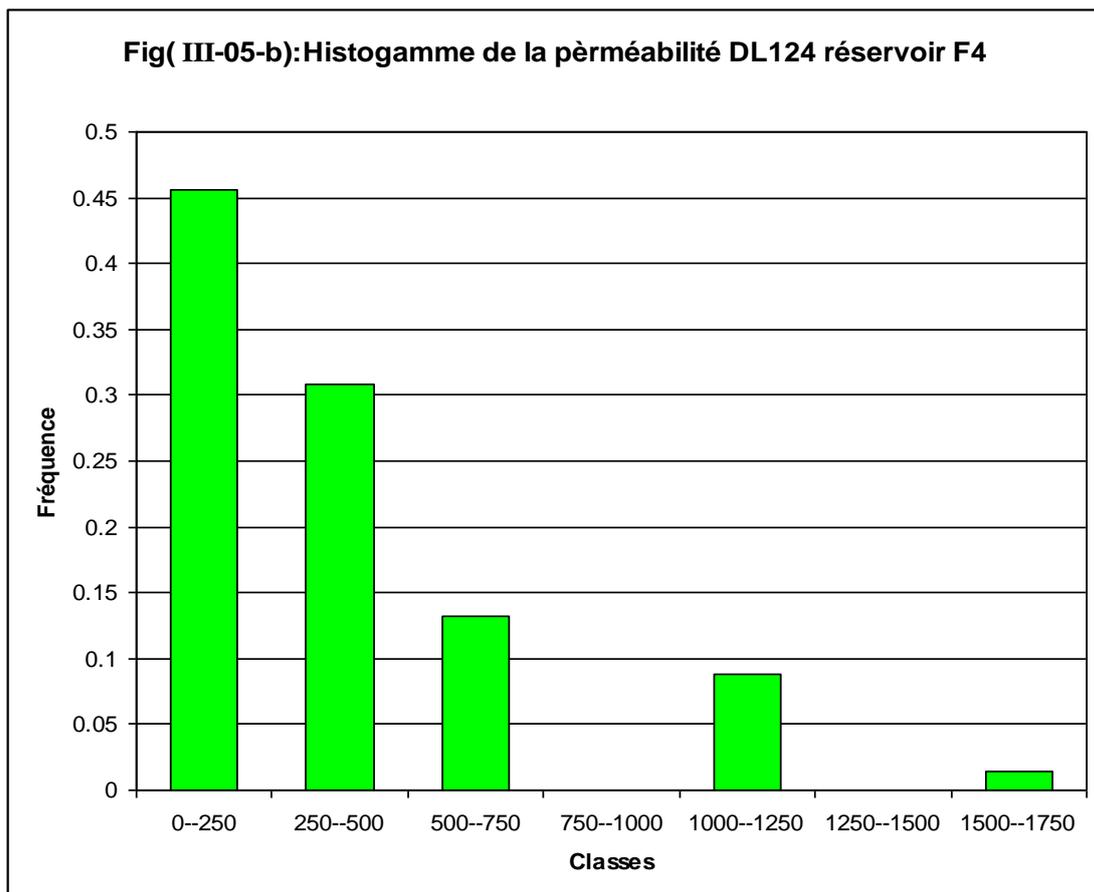
L'histogramme des fréquences (fig :III-05-b) a été établi avec un ensemble de 81 échantillons.

L'histogramme présente une allure multimodale ; dans le premier mode la classe qui porte les perméabilités les plus fréquentes présente 75,31% des valeurs de perméabilité comprises entre 0 et 450md ; la classe qui présente les valeurs de

Paramètres pétro physique

perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente 3,7% des valeurs de perméabilité comprises entre 1350 et 1800 md ;et la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le troisième mode représente 2,5% des valeurs de perméabilité comprises entre 2700 et 3150 md.

La perméabilité représentée dans le deuxième mode est une perméabilité de fracture.



Puits DL116 :

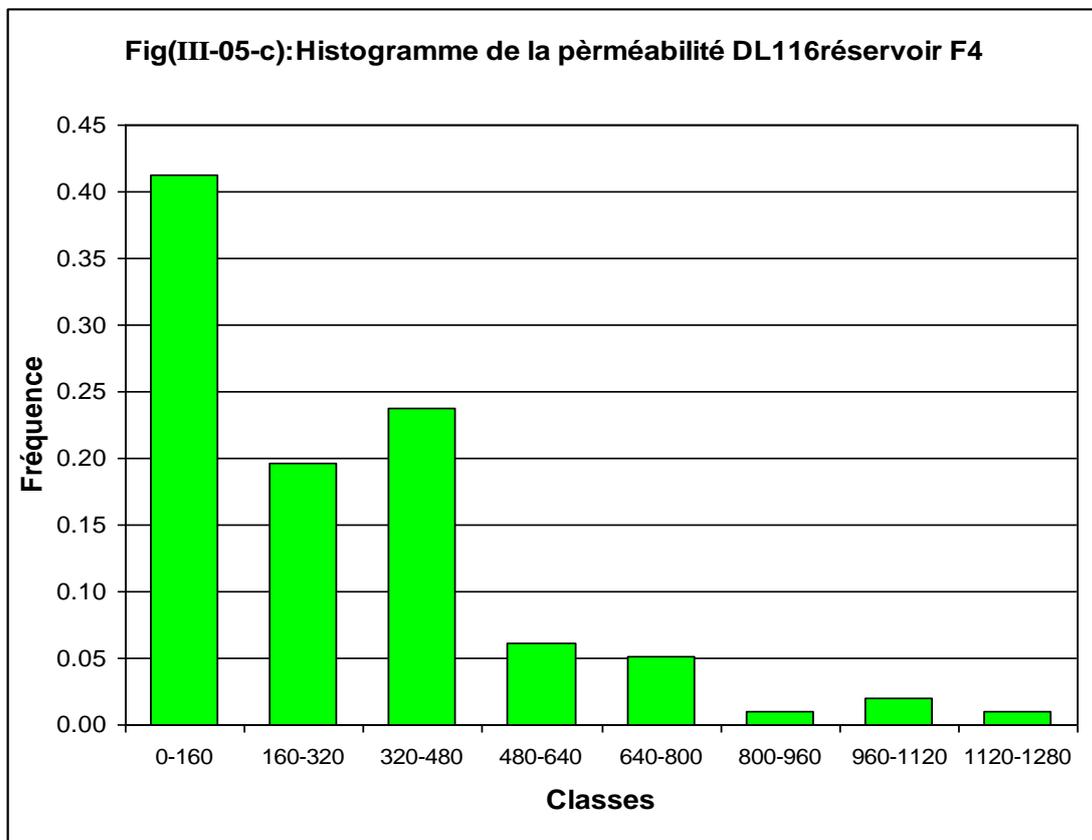
L'histogramme des fréquences (fig :III-05-c) a été établi avec une population de

Paramètres pétro physique

97 échantillons.

L'histogramme présente une allure plurimodale ; les trois classes qui présentent les valeurs de perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suit :

- ✓ 41% des valeurs de perméabilité sont comprises entre 0 et 160 md.
- ✓ 24% des valeurs de perméabilité sont comprises entre 320 et 480 md.
- ✓ 2% des valeurs de perméabilité sont comprises entre 960 et 1120 md.



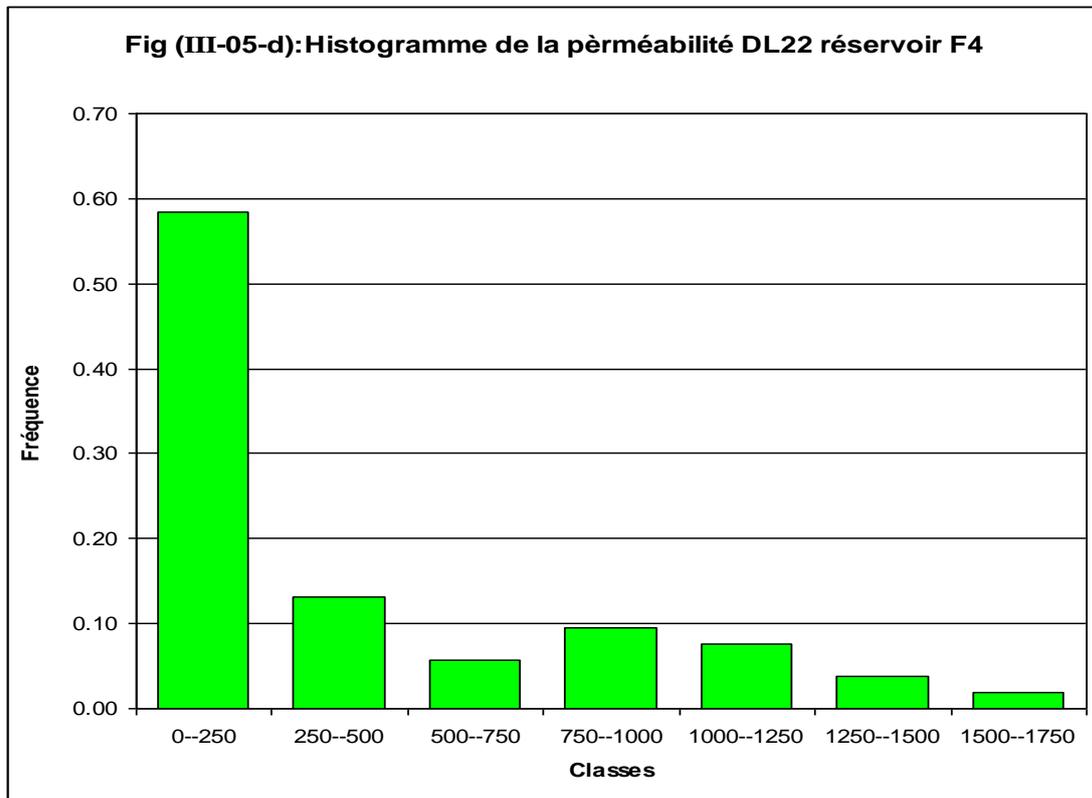
Puits DL22.

L'histogramme des fréquences (fig :III-05-d) a été établi avec un ensemble de 53 échantillons.

L'histogramme présente une allure bimodale ; la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le premier mode représente 58% des valeurs de perméabilité comprises entre 0 et 250 md ; et la classe qui présente les

Paramètres pétro physique

valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente 9% des valeurs de perméabilité comprises entre 750 et 1000 md.

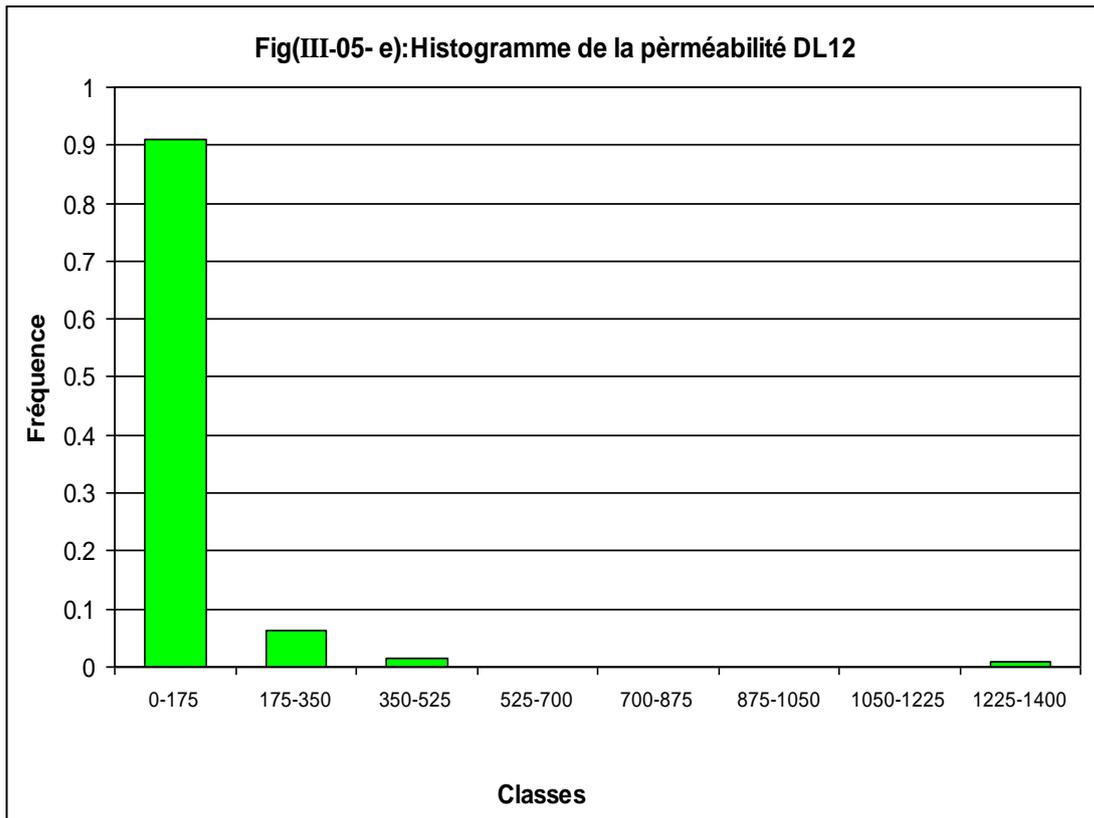


Puits DL12 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-05-e) a été établi avec une population de 124 échantillons.

L'histogramme présente une allure bimodale ; les deux classes qui représentent les valeurs de perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suit :

- ✓ 91,12% des valeurs de perméabilité sont comprises entre 0 et 175 md.
- ✓ 0,81% des valeurs de perméabilité sont comprises entre 1225 et 1400md.



Puits DL6 :

L'histogramme des fréquences (fig :III-05-f) a été établi avec un ensemble de 92 échantillons.

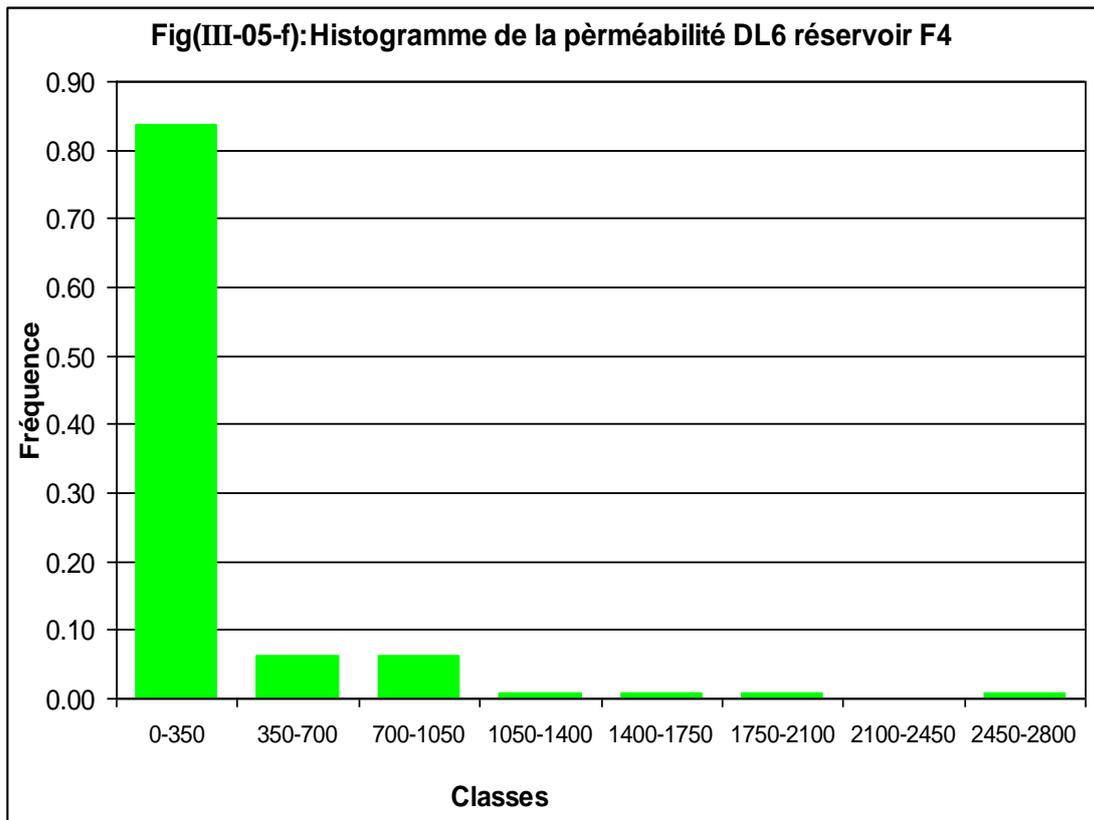
L'histogramme présente une allure bimodale ; la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le premier mode représente 84% des valeurs de perméabilité comprises entre 0 et 350 md ; et la classe qui présente les valeurs de perméabilité les plus fréquentes dans le deuxième mode représente 1% des valeurs de perméabilité comprises entre 2450 et 2800 md.

Les histogrammes révèlent la présence de perméabilité secondaire.

Les grandes valeurs de perméabilité correspondent à la perméabilité secondaire de fracture.

Nous ferons remarquer que les histogrammes de perméabilité à trois modes correspondent aux histogrammes de porosité à deux modes.

Ainsi il n'est pas à exclure la présence de trois types de perméabilité deux matricielles dues à la lithologie et une troisième de fracture.



III.2-e- Interprétation de la carte en isoperméabilité du réservoir F4:

La carte en isoperméabilité a été établie d'après les données de 27 puits carottés dans le champ d'Edjeleh au niveau du réservoir F4 (fig :II-06)

Nous remarquons que la perméabilité augmente d'Ouest en Est dans les parties septentrionales et centrales ; et inversement dans la partie méridionale du réservoir, avec une grande variation dans des deux premières parties (septentrionales et centrales).

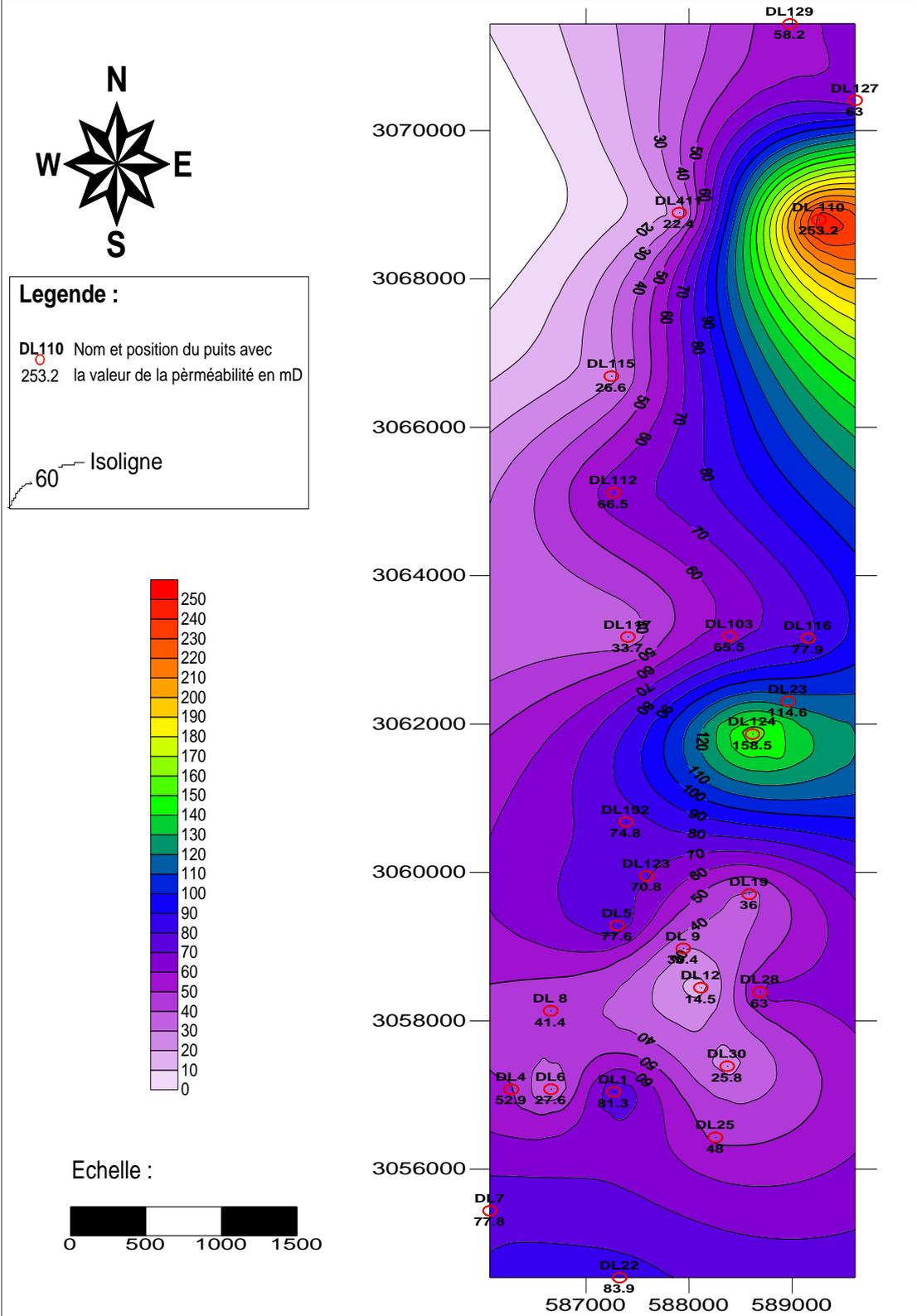
Autour du puits DL110 il y a une perméabilité très élevée avec une moyenne de 253,2 md.

La perméabilité est faible dans la partie médiane de la carte et dans la partie méridionale.

Dans la partie centrale du réservoir nous notons une perméabilité forte dans le puits DL124 avec une moyenne de 168,6 md et c'est autour de ce puits se développe une zone de perméabilité élevée de direction Est-Ouest.

Paramètres pétro physique

FIG(III-06):CARTE EN ISOPERMEABILITE DU RESERVOIR DEVONIEN F4 D'EDJELEH



III.3-a- Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la porosité:

La corrélation de la perméabilité et de la porosité du réservoir dévonien F4 a été établie dans trois puits que sont : DL110, DL124, DL12, avec un échantillonnage suffisant.

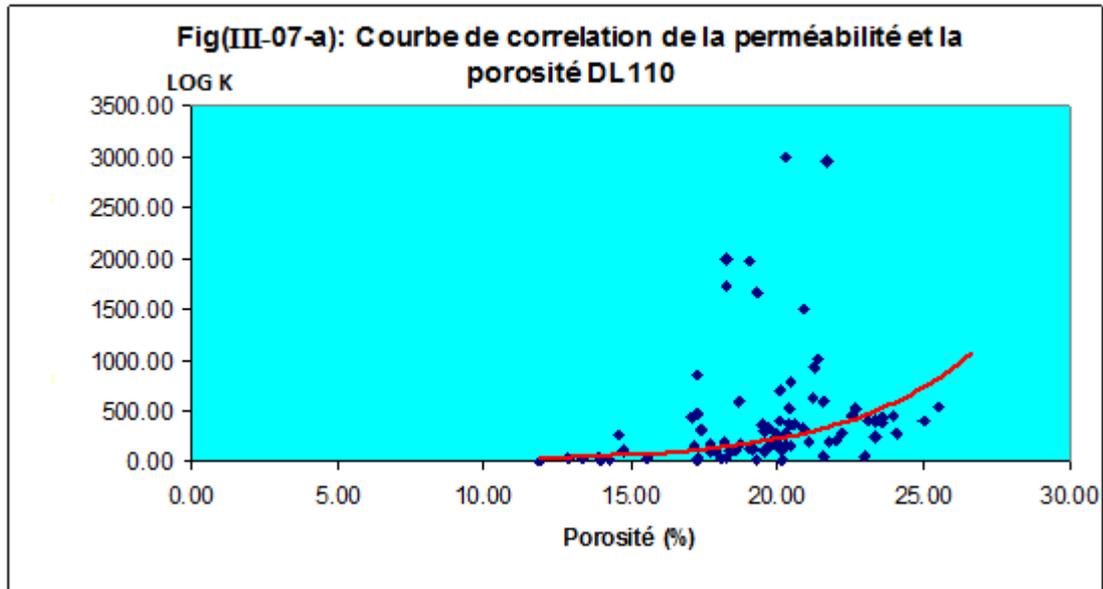
Les courbes de corrélation nous permettent d'observer la relation qui existe entre les deux caractères pétrophysiques perméabilité et porosité.

Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la porosité du puits DL110 (fig II-7-a).

Nous notons que la relation entre la perméabilité est faible et le coefficient de corrélation est de 0,19.

Dans cette courbe nous observons que les fortes valeurs de perméabilité sont regroupées indépendamment de la porosité. Cette distribution s'explique par la nature de ces valeurs qui correspondrait à la perméabilité de fracture.

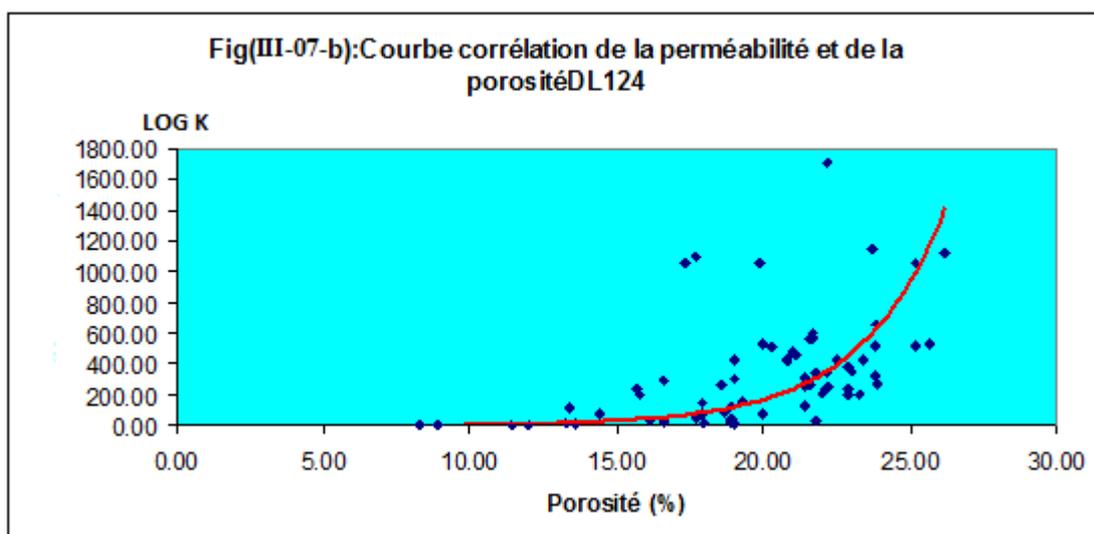
Paramètres pétro physique



Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la porosité du puits DL124 (fig II-7-b).

Nous remarquons qu'il n'y a pas une bonne relation entre la perméabilité et la porosité. Le coefficient de corrélation est de 0.48.

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.



Interprétation des courbes de corrélation de la perméabilité et de la porosité

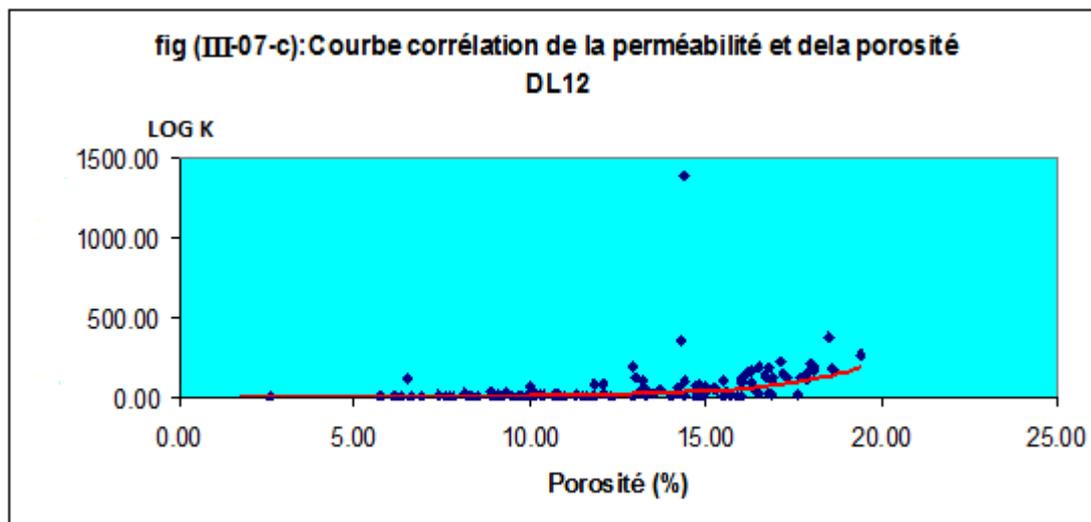
Paramètres pétro physique

du puits DL12 (fig II-7-c).

Une mauvaise relation entre la perméabilité et la porosité existe avec un coefficient de corrélation de 0,35.

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.

Les trois courbes précédemment interprétées montrent de façon générale la même tendance.



III.3-b- Interprétation du profil d'argilosité:

L'étude de l'évolution verticale de l'argilosité est faite pour un seul puits, le DL110. La distribution de l'argilosité est représentée dans la figure (III-08). Nous observons qu'il y a des niveaux où l'argilosité est élevée, au sommet et à la base du réservoir.

Les valeurs de cette argilosité est de l'ordre de 50%.

Au cœur du réservoir l'argilosité distribue en alternance. Entre 762,60 et 777,24 m l'argilosité varie de 10 à 20%.

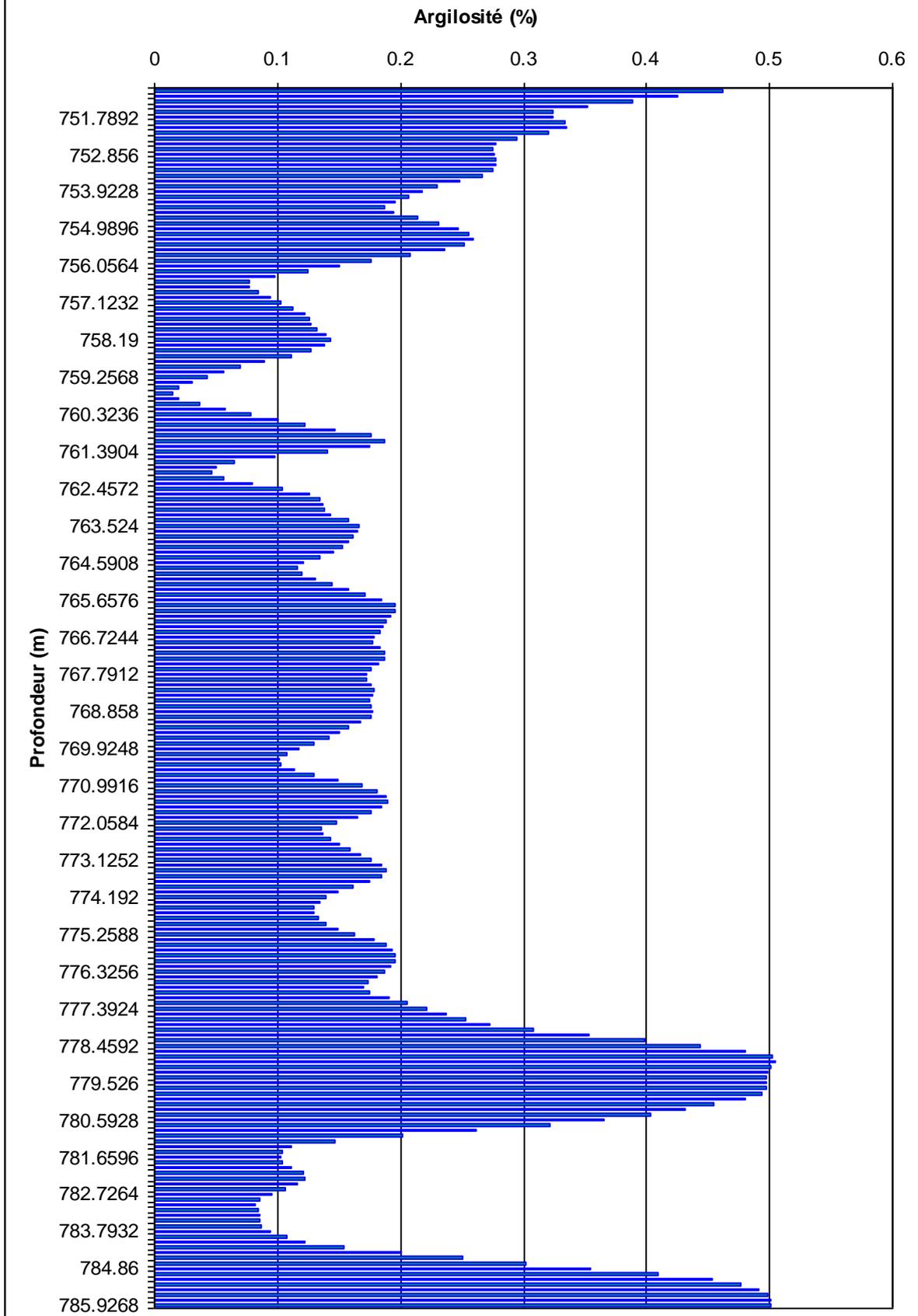
Paramètres pétro physique

En comparant ce profil avec celui de la perméabilité nous notons que les niveaux d'argilosité élevée correspondrent aux zones à faible perméabilité et inversement les piques de perméabilité élevées se trouvent correspondant aux zones à faible argilosité.

Cette distribution confirme la relation entre la lithologie et la perméabilité de fracture.

Paramètres pétro physique

Fig(III-08): Profil d'argilosité DL110 réservoir F4



III.4- Conclusion.

L'analyse des paramètres pétrophysiques révèle que :

- ✓ La distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir Dévonien F4 est régulière.
- ✓ Globalement les valeurs de porosité et de perméabilité sont plus élevées à l'Est qu'à l'Ouest.
- ✓ La distribution des caractéristiques pétrophysiques à travers les cartes au niveau du réservoir dévonien F4 d'Edjeleh s'organise en quatre secteurs ; les secteurs septentrional et central sont caractérisés par de très bonnes valeurs pétrophysiques et le secteur méridional possède des valeurs pétrophysiques moyennes . Entre les deux premiers et le troisième secteur nous notons la présence d'un secteur à très mauvaises caractéristiques pétrophysiques.
- ✓ La perméabilité secondaire résulte de la fracturation.
- ✓ Les pics de porosités correspondent aux zones à faible argilosité.
- ✓ La relation entre la perméabilité et la porosité est très faible dans tout le réservoir. Ceci est du principalement à la nature de la perméabilité qui est liée à la fracturation.

IV .1 Introduction :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile / ou de gaz contenues dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés réserves en place ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours quantités en place ou volume du fluide en place (OOIP : Original Oil In Place, OGIP : original Gaz In Place).

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de réserve employé par les anglo-saxons notamment, et qui signifie réserves récupérables c'est-à-dire les quantités d'huile et/ou de gaz qui seront produites pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation lesquelles sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

IV .2 Les différentes catégories des quantités en place :

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide prouvée probable possible pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines.

Ces catégories sont :

L'huile ou gaz en place prouvée:

Il s'agit là des volumes d'hydrocarbures dont la présence est à considérer certaine, elle repose généralement sur des données de puits.

L'huile ou gaz en place probable:

Représente les réserves où les interprétations tant statistiques (diagraphiques, géophysiques) que dynamiques (pression) permettent de considérer ces zones comme imprégnées, sans que l'on puisse l'affirmer avec une entière certitude.

L'huile ou gaz en place possible:

Les incertitudes existent tant sur certains paramètres (interface, extension du faciès) sont telles que l'existence d'hydrocarbures dans certaines zones est très problématique, mais ne peut être définitivement exclue.

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre:

- D'après la classification **Russe**, nos réserves sont classées « **catégorie A** ».
- D'après la classification **Française**, nos réserves sont classées réserves géologiques en couche récupérable.
- D'après la classification **Américaine**, nos réserves sont classées, réserve prouvée récupérable.

IV .3 Méthodes de calcul des quantités en place :

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- Les méthodes volumétriques, dont il sera question dans ce chapitre
- Les méthodes dynamiques (Bilan Matière et les modèles), ces dernières méthodes ne sont applicables que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

IV .4 Principe des méthodes volumétriques :

Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves d'huile en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est d'être utilisé pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation. Le sens mathématique de cette méthode s'exprime par la formule suivante :

$$Q_{rec} = F \cdot H_u \cdot \Phi_u \cdot S_u \cdot \rho \cdot \Theta \cdot \gamma$$

Où :

Q_{rec} : Réserves récupérables d'huile aux conditions de surface du sol en tonnes.

F : Surface de la zone d'huile en m^2 .

H_u : épaisseur effective pétrolifère moyenne de la couche en m.

Φ_u : Coefficient moyen de porosité ouverte de la couche réservoir en %.

S_u : Coefficient moyen de saturation en huile en %.

Θ : Coefficient de recalcul servant à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface.

ρ : Densité moyenne de l'huile dans les conditions de la surface du sol en t/m^3

γ : Coefficient de récupération (taux de récupération) c'est à dire le pourcentage d'huile qui pourra être extrait des gisements.

IV .5-1- Détermination des différents paramètres:

A. Calcul de la surface de la zone d'huile :

Sur la carte en isobathes la surface de la zone d'huile est celle délimitée par le contour eau-huile. Cette surface a été mesurée par le logiciel Pétrel .On peut aussi calculer cette surface productive par la méthode classique en utilisant le papier millimétré.

$$F(F4)=12.95*10^6m^2$$

B.Calcul du coefficient de porosité ouverte :

A L'aide des mesures pétrophysiques des carottes des puits du champ de EDJELEH, nous avons déterminé le cutt off de porosité qui est égale à 5%, donc après avoir éliminé les valeurs inférieures au cut off, on calcule le coefficient de porosité ouverte comme une moyenne géométrique.

$$\Phi_{u,moy} = \sqrt[n]{\Phi_1 * \Phi_2 * \dots * \Phi_n}$$

D'où :

$\Phi_{U,moy}$: Moyenne géométrique de la porosité.

$\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_n$: porosité moyenne au niveau de chaque puits.

Calcul de réserve

Après avoir fait les calculs, on a abouti au résultat suivant :

$$\Phi_{u,moy}(F4) = 0,1773 \text{ ou } 17,73\%.$$

C. Calcul de l'épaisseur effective pétrolifère :

On constate que les valeurs d'épaisseurs utiles changent régulièrement d'un puits à un autre, donc l'épaisseur effective pétrolifère se calcule comme une moyenne arithmétique de formule générale :

$$H_{U,moy} = (h_1 + h_2 + \dots + h_n) / n$$

D'où :

h_1, h_2, \dots, h_n : les épaisseurs moyennes de réservoir au niveau des puits.

Après avoir fait les calculs, on a abouti au résultat suivant :

$$H_{u,moy}(F4) = 7\text{m}.$$

D. Evaluation de la saturation en huile du gisement:

La relation entre la quantité des fluides contenus dans les pores et le volume des pores s'appelle saturation. Les mesures de saturation au laboratoire ne sont pas faites pour

tous les puits c'est pourquoi nous avons utilisé les valeurs moyennes de saturation mesurées à l'aide des diagraphies.

Selon les données des puits on constate que les valeurs de saturation changent régulièrement d'un puits à un autre, donc le coefficient moyen de saturation se calcule comme une moyenne arithmétique de formule générale :

$$S_{o,moy} = (s_1 + s_2 + \dots + s_n) / n$$

Où :

$S_{o,moy}$: Saturation moyenne en huile.

S_1, S_2 et S_n : Saturation moyenne au niveau de chaque puits.

Après avoir fait les calculs, on a abouti au résultat suivant :

$$S_{o,moy}(F4) = 0,79 \text{ ou } 79\%.$$

E. Coefficient de recalcul :

Ce coefficient sert à ramener le volume des hydrocarbures aux Conditions de surface, il est égal à $1/b$ et d'après Groupement IN AMENAS $b = 1,175$ donc le coefficient de recalcul $\Theta = 0.85$

IV .5-2- Méthode volumétrique :

Les réserves en place :

Après avoir déterminé les différentes paramètres utilisés dans la formule citée au part avant on peut déterminer les réserves d'huile en place.

$$Q = F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_u \cdot \rho \cdot \Theta$$

Sachant que la densité d'huile est de 0.81 t/m^3 donc

$$Q(F4) = 10.35 \cdot 10^6 \text{ tonnes d'huile}$$

Les réserves récupérables :

Pour le calcul de ces réserves il faut déterminer le coefficient de récupération, le choix de la valeur de ce coefficient est fonction du régime de production :

$\gamma = 60$ à 80 % pour le régime de production water drive actif.

$\gamma = 50$ à 60 % pour le régime de production water drive non actif.

$\gamma = 50$ à 70 % pour le régime de production d'expansion par gaz cap.

$\gamma = 20$ à 40 % pour le régime de production par expansion des gaz dissous.

$\gamma = 20$ % au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.

Pour le gisement de EDJELEH le régime de production adopté est le régime de production water drive actif d'où la valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est de 66% donc les réserves récupérables sont :

$$Q_{\text{rec}}(F4) = 7.12 \cdot 10^6 \text{ tonnes d'huile.}$$

IV .6- Conclusion:

Cette méthode volumétrique nous a permis de déterminer les réserves en place de cette structure forée.

Ce sont des résultats encourageants du point de vue pétrolier qui vont orienter l'implantation des futures forages

Conclusion générale

Conclusion générale:

Les résultats essentiels obtenus au terme de cette étude peuvent être résumés comme suit :

- Le réservoir F4 du gisement d'Edjeleh est un anticlinal asymétrique orienté N-S formé par deux culminations nord et sud séparées par un ensellement.
- Le réservoir présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Ces caractéristiques sont meilleures dans la partie septentrionale du gisement.
- Les meilleures porosités correspondent probablement aux zones à faible argilosité.
- Les meilleures perméabilités correspondent probablement aux zones les plus fracturées. L'influence de la fracturation est notable surtout dans la partie orientale qui est proche du couloir de failles.
- Les résultats du calcul de réserve sont encourageants pour orienter l'implantation de futures forages.

Bibliographie

Bibliographie:

Abdallah H 1995. Regional geology and petroleum system of the Illizi Basin, Ohio article journal

ALLEN G.P., 1989. Stratigraphic sequence analysis in clastic sediments.

Attar A., 1987. Evolution structural du bassin d'illizi, Rapport interne Sonatrach

BIJU-DUVAL B., 1999. Géologie sédimentaire ; bassin et environnements de dépôt. Formation du pétrole. Edition technip.

BOUDJEMAA A., 1987. Evolution structurale du bassin pétrolier du Sahara Nord oriental, *Th Doc. Es – Science, Univ– ORSAY (Paris)*

BOUDJEMAA A., 1987. Evolution structurale du bassin pétrolier Triasique du Sahara nord orientale

ECHIKH K., 1971. Géologie des provinces pétrolières de l'Algérie. INH

FROUKHI R., 1994. Etat des connaissances et perspectives du bassin d'illizi ; rapport interne.

Wec (Well evolution control) Algeria., 2007. Petroleum geology of Algeria.

.

.