

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

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



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

Application de l'approche géostatistique à l'étude des caractéristiques pétrophysiques du réservoir Cambro-ordovicien (région de Hassi Messaoud-zone24).

Soutenu publiquement par :

- ✓ M. Ben Saadia Abd Errahmane.
- ✓ M. Hammadi Meftah.

Devant le jury :

Président :	M. Laouini H.	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M. ZERROUKI H.	M. C. B Univ. Ouargla
Co-promotrice	Mme. SAHRI L.	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur:	M. SATOUH A.	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciement

Ce travail n'aurait pu voir le jour sans le soutien, les aides et les encouragements dont j'ai constamment bénéficié de la part de tous ce qui m'entourent.

Nous tenons aujourd'hui à les en remercier. Ma reconnaissance va tout particulièrement :

- ❖ *En premier lieu à Dieu Allah le Tout - Puissant qui m'a donné la bonne volonté, le courage et la patience afin d'arriver à la réalisation de ce modeste travail.*
- ❖ *A Mr. Zerrouki Hichem pour tous ce qu'il a su m'apprendre et me faire découvrir, en acceptant de m'encadrer et me guider, tout le long de ce mémoire, pour sa gentilles et sa disponibilité à mon égard. Et nous tenons à lui dire combien il est enrichissant de travailler à son cotés.*
- ❖ *A tous les enseignants qui ont contribué à ce mémoire. (Mme. SAHRI.L)*
- ❖ *A tous ceux qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire.*

Enfin nous tenons à remercier nos amis qui m'ont soutenu dans les moments difficiles.

Ma pensée se tourne particulièrement vers :

Il est bon d'avoir des gens sur qui l'on peut toujours compter.

B. ABDERRAHMANE

H. MEFTAH

Dédicace

Au nom d'Allah, l'infiniment Miséricordieux, le Très Miséricordieux

Louange à Dieu seul, et que son salut et sa bénédiction soient sur le dernier des prophètes

Le prophète Mohammed (Paix et bénédiction soient sur lui) a dit "***cherchez le savoir du berceau à la tombe***"

Comme il a dit : "***Apprendre le savoir pour l'amour d'Allah est bienfait, son études est louange, sa recherche est Jihad. Le savoir est un copain dans la solitude, causeur dans l'isolement, ami dans l'éloignement, guide dans la prospérité, aide dans l'adversité. Le savoir est beau chez les camarades, arme contre l'ennemi. Avec le savoir, on atteint les classes des bons dans l'au-delà, on s'assois avec les rois de ce monde, on accompagne les justes dans l'au-delà. Penser au savoir c'est comme le jeûne, sa révision c'est comme la prière de minuit. Avec le savoir on garde la parenté, on juge, on fait la différence entre le bienfait (halal) et le méfait (haram), on croit qu'il n y a q'un seul Dieu, et on lui obéit et adore.***"

On a atteint ce niveau de formation et d'études grâce aux ordres et recommandations de notre Messager (que Dieu le salut), et cela n'est qu'un point de départ et on va y rester.

En guise de reconnaissance et d'affection nous dédions ce modeste travail à :

- ❖ **À** nos pères et nos mères, pour le courage et la volonté avec lesquels ils se sont armés pour nos soutenir moralement et matériellement durant notre études.
Pour cette meilleure éducation qu'ils nos 'ont donné, pour être à notre cotés pour le meilleur et le pire.
- ❖ A tous nos familles, et notre amis et tout qui sont aidées nos de prés au loin pour faire ce travail.

tous ceux que nos 'ont bien aidé, encouragé et aimé, à ceux que nous porte dans notre cœur.

B. ABDERRAHMANE

H. MEFTAH

SOMMAIRE

Sommaire

Page

INTRODUCTION GENERALE :	1
--------------------------------------	---

CHAPITRE I : PRESENTATION DE LA ZONE ETUDIEE

I)	Introduction :	2
I.1)	Généralités sur le champ de Hassi Messaoud :	2
I.1.1)	Situation géographique :	2
I.1.2)	Situation géologique :	2
I. 1.3)	Zonation du champ de Hassi Messaoud:	5
I. 2)	Présentation du secteur d'étude :	6
I. 2.1)	Introduction :	6
I.2.2)	Historique de Production :	6
I. 3)	Aspect pétrolier :	8
I. 3.1)	Roche mère :	8
I. 3.2)	Roches Réservoirs :	8
I. 3.3)	Roches couvertures :	9
I. 3.4)	Pièges :	9
I. 4)	Migration des hydrocarbures :	9
I.5)	Description du Réservoir	10

CHAPITRE II : APERÇU GEOLOGIQUE

II. 1)	Stratigraphie du champ :	13
II. 1.1)	Le socle :	13
II. 1.2)	Le paleozoïque :	13
II. 1.2.1)	L'infra.Cambrien :	13
II.1.2.2)	Le Cambrien	13
II. 1.2.3)	L'Ordovicien :	14
II.1.3)	Le mésozoïque :	14
II. 1.3.1)	Le Trias :	14
II. 1.3.2)	Le Jurassique :	15
II. 1.3.3)	Le Crétacé :	16
II. 1.4)	Le cénozoïque :	17
II. 2)	Aspect sedimentologique du Réservoir:	19
II.3)	Aspect Tectonique et Structurale du Champ :	20
II.3.1)	Structuration du champ de Hassi.Messaoud :	21
II.3.2)	Structuration anté.Triasique :	21
II.3.3)	Structuration Post.triasique :	22
II.3.4)	Structuration actuelle :	23
II.3.5)	Les paléo vallées hercyniennes :	23
II.4)	Les déformations tectoniques :	23
II.4.1)	Les déformations cassantes :	24
II.4.2)	Les intrusions intra cambriennes :	24
II.5)	Aspect Structurale de la zone 24:	25
II.6)	Géométrie et structure des drains constituant le réservoir de la zone 24 :	26
II. 6.1)	Les cartes en isobathes et isopaques :	26
II.6.1.1)	Drain D5 :	26

SOMMAIRE

II.6.1.2)	Drain D4 :.....	27
II.6.1.3)	Drain D3 :.....	28
II.6.1.4)	Drain D2 :.....	29
II.6.1.5)	Drain ID :.....	30
II.6.1.6)	Drain D1 :.....	31
II.6.1.7)	Drain R2 :.....	32

CHAPITRE III : ETUDE PETROPHYSIQUE

III. 1)	Introduction :	34
III. 2)	Carottage :	34
III.3)	Butes de carottage :.....	34
III.4)	Les Types de carottage :.....	34
III.5)	Les Carottes :.....	34
III.5.1)	Définition la Carotte :.....	34
III.5.2)	Analyse sur la carotte :.....	35
III.6)	Etape d'échantillonnage :.....	35
III .6.1)	Opération de pluggage :.....	36
III.6.1.1)	Définition de Plug :.....	36
III.6.1.2)	Lavage des Plugs :.. ..	36
III.6.1.3)	Les Fluides de Lavage :	36
III.6.1.4)	Séchages :.....	36
III.7)	Les Paramètre pétrophysiques et Mesure :.....	37
III.7.1)	Mesure de porosité :.....	37
III.7.1.1)	Méthodes de mesures :.....	37
III.7.1.2)	Calcul des moyennes :.....	38
III.7.1.3)	Les différents types de porosité :.....	38
III.7.1.4)	Classification de la porosité :.....	39
III.7.2)	Mesure de la perméabilité :.....	39
III.7.2.1)	Méthodes de mesures de la perméabilité :.....	39
III.7.2.2)	Calcul de la moyenne :.....	40
III.7.2.3)	Les Types des perméabilités :	41
III.7.3)	Relation entre la porosité et la perméabilité :.....	42
III.7.4)	La Saturation en eaux :.....	42
III.7.5)	La Saturation en huile :.....	42
III.8)	Analyse des paramètres pétrophysique par l'outil géostatistique :.....	43
III.8.1)	Traitement Statistique sur tout les donnes du réservoir	43
III.8.1.1)	Analyse de données mono variées :	43
III.8.1.2)	Analyse de données bi variées :.....	48
III.8.2)	Etude Géostatistique :.....	48
III.8.2.1)	METHODOLOGIE :.....	48
III.8.2.1.1)	Architecture et compilation de données :.....	48
III.8.2.1.2)	Methodologie de l'étude variographique :.....	49
III.8.2.2)	Variographie des donnes pour chaque drain :.....	50
III.8.2.2.1)	Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D5 (réservoir Ri) :.....	50
III.8.2.2.2)	Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D4 :.....	51
III.8.2.2.3)	Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D3 :.....	52
III.8.2.2.4)	Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D2 :.....	53
III.8.2.2.5)	Variographie des paramètres pétrophysiques du drain ID:.....	54
III.8.2.2.6)	Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D1 :.....	55

SOMMAIRE

III.8.3)	Cartographie des Paramètres Péetrophysiques (k , Ø) :.....	56
III.8.3.1)	Statistiques des résultats de krigeage de chaque drain :.....	56
III.8.3.1.1)	Perméabilité :.....	56
a)	Drain D5 :.....	56
b)	Drain D4 :.....	56
c)	Drain D3:.....	56
d)	Drain D2 :.....	56
e)	Drain ID :.....	56
f)	Drain D1 :.....	57
III.8.3.1.2)	Porosité :.....	57
a)	Drain D5 :.....	57
b)	Drain D4 :.....	57
c)	Drain D3:.....	57
d)	Drain D2 :.....	57
e)	Drain ID :.....	57
f)	Drain D1 :.....	57
IV)	Conclusion	60
	Conclusion générale	61

Liste de Figures

Liste de Figures :

Liste de Figures :		Page
Fig.(1) :	Situation géographique du champ de HASSI-MESSAOUD . (Document :Sonatrach DP-HMD, département géologique, service d'étude).	03
Fig.(2) :	Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD. (Document Sonatrach).	04
Fig.(3) :	Carte de zonation du champ de HASSI MESSAOUD. (Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002).	05
Fig.(4) :	Carte de position de la zone 24 dans le champ de Hassi Messaoud.	06
Fig.(5) :	Histogramme de la production de la zone 24 ,(l'année 1959 à 2016).	07
Fig.(6) :	découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOUD. (Document :Sonatrach DP-HMD, département géologique, service d'étude).	12
Fig.(7) :	Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.	16
Fig.(8) :	Colonne stratigraphique Type de HMD. (Sonatrach DP-HMD).	17
Fig.(9) :	Carte structurale de champ du Hassi Messaoud.	19
Fig.(10) :	Structure en horst et graben du champ de Hassi Messaoud. (Sonatrach/Division Production Rapport interne 2002).	20
Fig.(11.a) :	Carte isobathe au toit du D5.	25
Fig.(11.b) :	Carte isopaque du D5.	26
Fig.(12.a) :	Carte isobathe au toit du D4.	26
Fig.(12.b) :	Carte isopaque du D4.	27
Fig.(13.a) :	Carte isobathe au toit du D3.	27
Fig.(13.b) :	Carte isopaque du D3.	28
Fig.(14.a) :	Carte isobathe au toit du D2.	28
Fig.(14.b) :	Carte isopaque du D2.	29
Fig.(15.a) :	Carte isobathe au toit du ID.	29
Fig.(15.b) :	Carte isopaque du ID.	30
Fig.(16.a) :	Carte isobathe au toit du D1.	30
Fig.(16.b) :	Carte isopaque du D1.	31
Fig.(17.a) :	Carte isobathe au toit du R2.	32
Fig.(18) :	LA Plugueuse .	34
Fig.(19) :	La photo montre que chaque 25Cm on fait un plug.	35
Fig.(20) :	La Porosité.	36
Fig.(21) :	Ultra Prosimètre.	37
Fig.(22) :	Perméametre.	40
Fig.(23) :	Ultra Perméametre .	40
Fig.(24) :	Relation entre la Porosité et la Perméabilité pour différentes tailles de grains (d'après chilingar,1964).	41
Fig.(25.a) :	graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D5.	43
Fig.(25.b) :	graphe de probabilités des données de la porosité(\emptyset) D5 .	43
Fig.(26.a) :	graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D4.	44

Liste de Figures

Fig.(26.b) :	graphe de probabilités des données de la porosité(\emptyset) D4 .	44
Fig.(27.a) :	graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D3.	44
Fig.(27.b) :	graphe de probabilités des données de la porosité(\emptyset) D3 .	44
Fig.(28.a) :	graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D2.	45
Fig.(28.b) :	graphe de probabilités des données de la porosité(\emptyset) D2 .	45
Fig.(29.a) :	graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) ID.	46
Fig.(29.b) :	graphe de probabilités des données de la porosité(\emptyset) ID .	46
Fig.(30.a) :	graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D1.	46
Fig.(30.b) :	graphe de probabilités des données de la porosité(\emptyset) D1 .	46
Fig.(31) :	Plan d'implantation des sondages utilisés dans l'étude géostatistique.	47
Fig.(32) :	Procédure de calcul des couples des paramètres pétrophysiques des sondages pour la construction du variogrammes omnidirectionnels à 2D de la zone 24 du champ Hassi Messaoud.	48
Fig.(33.a) :	Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D5 (réservoir Ri).	49
Fig.(33.b) :	Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D5 (Ri)	49
Fig.(34.a) :	Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D4.	50
Fig.(34.b) :	Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D4.	50
Fig.(35.a) :	Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D3.	51
Fig.(35.b) :	Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D3.	51
Fig.(36.a) :	Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D2.	52
Fig.(36.b) :	Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D2.	52
Fig.(37.a) :	Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain ID.	53
Fig.(37.b) :	Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain ID.	53
Fig.(38.a) :	Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D1.	54
Fig.(38.b) :	Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D1.	54
Fig.(39) :	Cartographie des résultats de krigeage par drain du réservoir (Ri+R1) de la Zone 24 (champ du Hassi Messaoud).	57
Fig.(40) :	Cartographie des résultats de krigeage par drain du réservoir (Ri+R1) de la Zone 24 (champ du Hassi Messaoud).	58

Liste du Tableau

	Liste du Tableau :	Page
Tableau.(1) :	Statistiques des paramètres pétrophysiques à partir des données de carottes du réservoir (Ri+R1) du Cambrien de zone24 (Hassi Messaoud).	43
Tableau.(2) :	Coefficient de Corrélation entre la Perméabilité et la Porosité Pour chaque drain .	48

Liste des abréviations

- μ_0 : Viscosité d'huile = 0.2cp.
- **2D** : deux dimensions.
- **a** : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes).
- **A** : section standard de l'échantillon.
- **Bo** : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = $1.7\text{m}^3/\text{m}^3$.
- **C** : constante généralement = 2.
- **C = DP=P2-P1** : constante contrôlée à partir du volume de mercure.
- **D** : longueur totale du tube gradué.
- **DP** : Division Production.
- **F** : Facteur de la formation.
- **G10** :
- **HMD**: HASSI MESSAOUD.
- **Hw** : hauteur de l'eau dans le tube gradué.
- **K** est mesurée en darcy ou en milli darcy.
- **K**: Perméabilité.
- **K_{moy}** : Moyenne géométrique.
- **L** : longueur standard de l'échantillon.
- **m** : Coefficient de sédimentation = 2.
- **m** : Pente du graphe $P = f [\log (T+t / t)]$.
- **M_a** : moyenne arithmétique.
- **MD**: nom de puits.
- **n** : nombre des valeurs mesurées.
- **NW** : Nord West.
- **Om** : nom de puits.
- **ON** : nom de puits.
- **ONL** : nom de puits.
Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.
- **Q** : débit constant (mm^2 /heure).
- **Q** : Débit en m^3/s ou en 1/s.
- **R1**: la série moyenne de réservoir cambrien.
- **R2ab** : réservoir secondaire (**R2**).
- **Ra**: la série inférieure de réservoir cambrien.
- **Ra**: Réservoir an isométrique.
- **Ri**: Réservoir Isométrique.
- **R_o** : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
- **R_Q** : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).

- **R_w** : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).
- **SE** :Sud Est.
- **SH** :Saturation en huile.
- **SW** :Sud West.
- **SW**: Saturation en eau.
- **V_p** : volume des pores entre les grains solides [m3].
- **V_s** : volume réel des grains [m3].
- **V_t** : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m3].
- **V_v** : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m3].
- **X_i** : valeur mesurée.
- **ΔD** : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR.
- **ΔR** : changement de la résistivité de R_o à R_x en ohm.
- **ρ_H** : densité de l'huile en gr/cm³.
- **ρ_w** : densité de l'eau de la formation en gr/cm³.
- **Φ_u** : Porosité utile en %.
- **Φ**: Porosité.

RESUME

RESUME :

Le gisement de HMD compte parmi les gisements de pétrole les plus importants et les plus complexes du monde, de part sa superficie d'environ 2200 Km² et ses importantes réserves en place, il reste encore le plus grand gisement d'Algérie, Sa structuration est le résultat d'une histoire paléo-tectonique et géologique, le choix de ce secteur comme cadre d'étude est motivé par les facteurs suivants :

Analyse spatiale et distributions horizontal des paramètres pétrophysique dans notre réservoir cambro-ordovicien (Ri+Ra) de la zone 24 HMD.

L'étude de variation des paramètres pétrophysique traités géostatistiquement à permis au terme de cette étude de déterminer les drains qui présentent le plus grand intérêt pétrolier et qui sont :

- **D2** : épaisseur variée (19 à 30 m), perméabilité moyenne (13,32 md), porosité moyenne (7.44%).
- **D1** : épaisseur variée (24 à 34 m), perméabilité (10,58 md), porosité (8,85%).

Mots clé: réservoir, cambro-ordovicien, gisement, pétrophysique, porosité, perméabilité, géostatistique .

RESUME

Abstract

HMD is one of the largest oil fields and most complex in the world, due to its area of 2200 km² and its large reserves in place, it is still the largest deposit of Algeria, His structuring is the result of a paleo-tectonic and geological history, the choice of this sector as part of study is motivated by the following factors:

Spatial Analysis and distributions of petrophysical parameters horizontally in our Cambro-ordovicianreservoir (Ri+Ra) of the zone 24 HMD.

The study of the variation of petrophysicalaretreated geostatically.Allows in term of this study to determine the layers which present the grand petroleum interest ,including :

The Hercynian erosion is very marked up locally D2.

D2: Variated thickness (19 to 30m), average permeability (13.32mD), average porosity (7.44%).

D1: Variated thickness (24 to 34m), permeability (10.58 md), porosity (8.85%).

Keys words: reservoir, Cambro-Ordovician, gisement, petrophysics, porosity, permeability,geostatiscs.

ملخص

تعتبر منطقة حاسي مسعود واحدة من أكبر وأعقد حقول النفط في العالم ويرجع ذلك إلى كبر احتياطياتها وسعة المنطقة حيث تقدر مساحتها بـ 2200 كلم²، ويبقى أكبر مكن نفط في الجزائر، تشكلت هيكله الحقل نتيجة التكتونية القديمة و الظواهر الجيولوجية، والدافع وراء اختيار هذا القطاع من أجل الدراسة يكمن فيما يلي :

المسح المكاني وتوزيع المعطيات البتر و فيزيائي في الحقل ذي الحقبة الكمبرو أوردو فيزيالاسي (Ri+Ra) للمنطقة 24 مسعود.

دراسة تغير الخصائص البتر و فيزيائية المعالجة احصائيا سمحت في نسق هذه الدراسة بتحديد الطبقات التي تظهر الالهية النفطية والتي هي:

الطبقة 1: السمك متغير (19 – 30م)، النفاذية المتوسطة (13.32 ميلي دارسي)، المسامية المتوسطة (7.44 %).

الطبقة 2: السمك متغير (24 – 34م)، النفاذية المتوسطة (10.58 ميلي دارسي)، المسامية المتوسطة (8.35 %).

الكلمات المفتاحية: خزان الكمبرو أوردو فيزيالاسي، مكن، البتر و فيزيائية، المسامية، النفاذية، احصاء جيولوجي .

Chapitre I :

Présentation de la zone étudiée

I) Introduction :

Dans cet chapitre on étudie généralement la situation géographique et géologique du champ de Hassi Messaoud et la présentation de la zone 24.

I.1) Généralités sur le champ de HMD :

I.1.1) Situation Géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique et aussi des champs pétroliers paléozoïques. Il se situe à 800km Sud – Sud.est d'Alger, à 350km de la frontière tunisienne, à 80Km à l'Est de Ouargla **Fig.(1)**. Il a une superficie de 2200Km² et une altitude moyenne de 142m. Il est limité :

- ❖ Au NW par les gisements de Ouargla, Guellaba, et Haoud.Berkaoui .
- ❖ Au SW par les gisements d'El.Gassi, Zotti et El.Agreb .
- ❖ Au SE par les gisements de Rourde.El.Baguel et Mesdar .
- ❖ A l'Est par le gisement de Berkine.

Sa localisation :

.En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- ❖ 790.000 à 840.000 EST
- ❖ 110.000 à 150.000 Nord

.En coordonnées géographique :

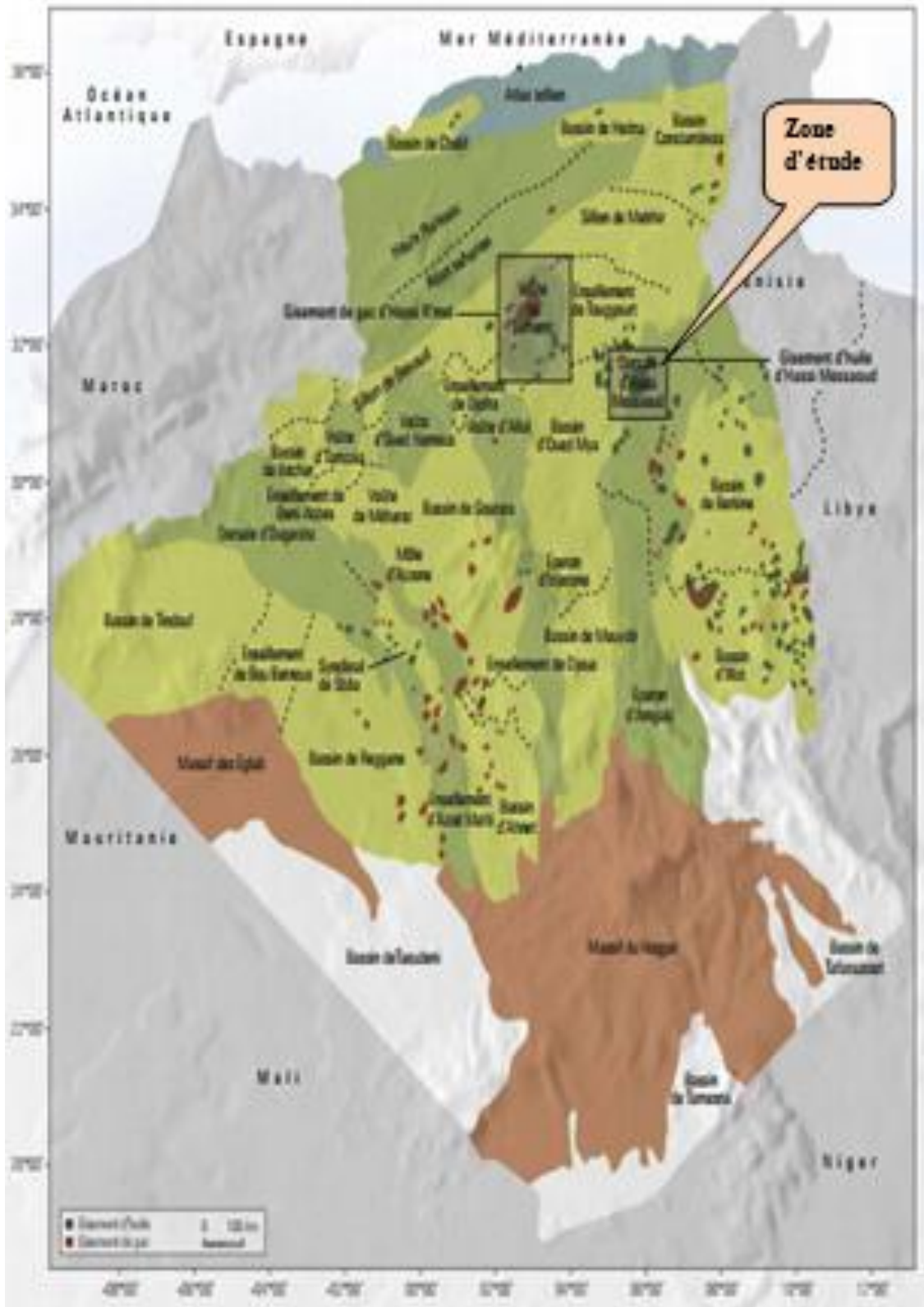
- . Au nord par latitude 32 15° . A l'ouest par la longitude 5 40°
- . Au Sud par latitude 31 30° . A l'Est par la longitude 6 35°

I.1.2) Situation Géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie **Fig.(2)**. Le dôme de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo.tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod qui a plus de 800km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- ❖ A l'Ouest par la dépression de Oude M'ya.
- ❖ Au Sud ce prolonge le môle d'Amguid El Biod.
- ❖ Au Nord par la structure Djamaa.Tougourt.
- ❖ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkine.



^

Fig.(1) : Cadre géographique du champ de HASSI.MESSAOUD .

(Document :Sonatrach DP.HMD, département géologique, service d'étude).

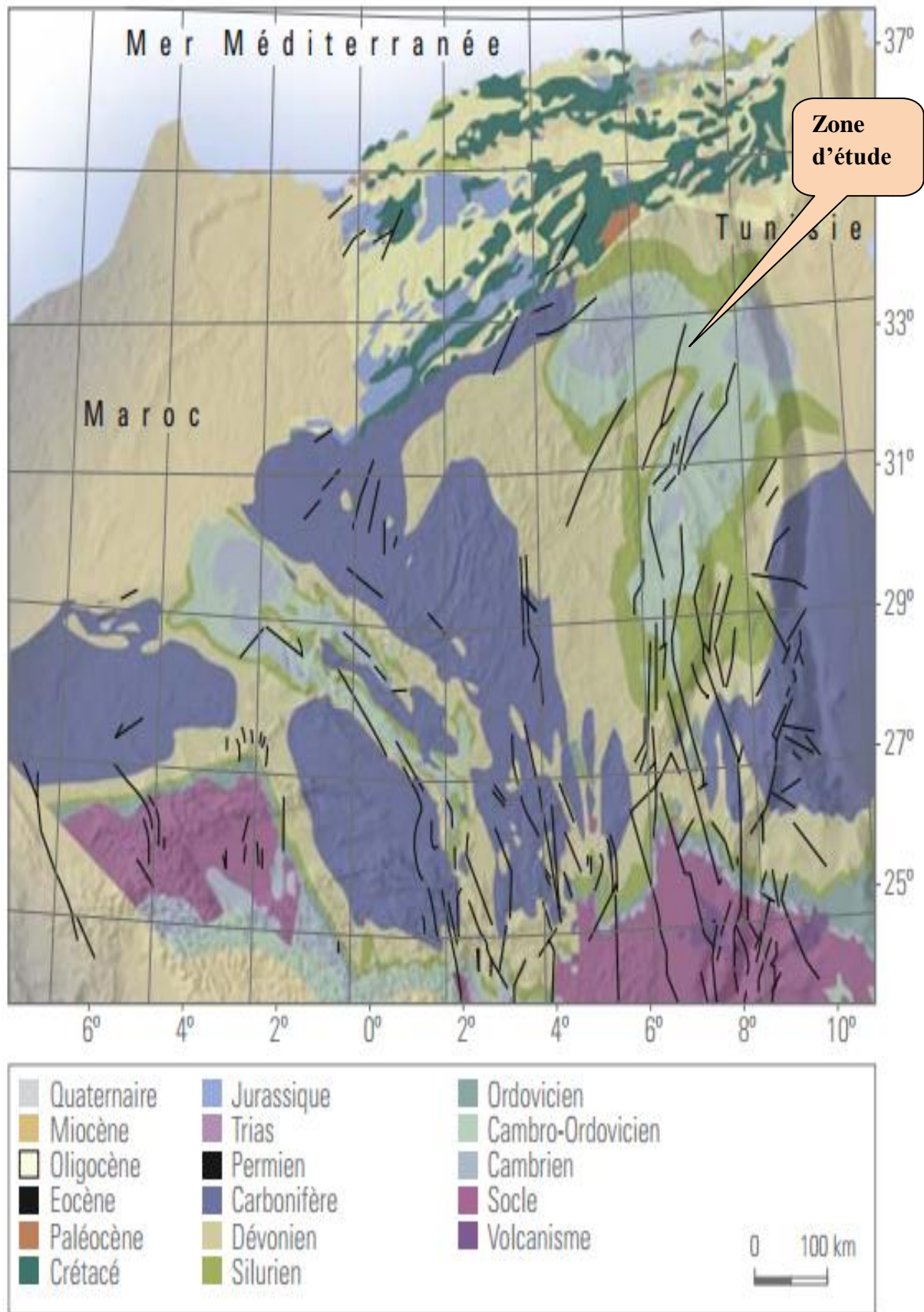


Fig.(2) : Cadre géologique du champ de HASSI MESSAOUD(Document Sonatrach).

I.1.3) Zonation du champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. **Fig.(3)**

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

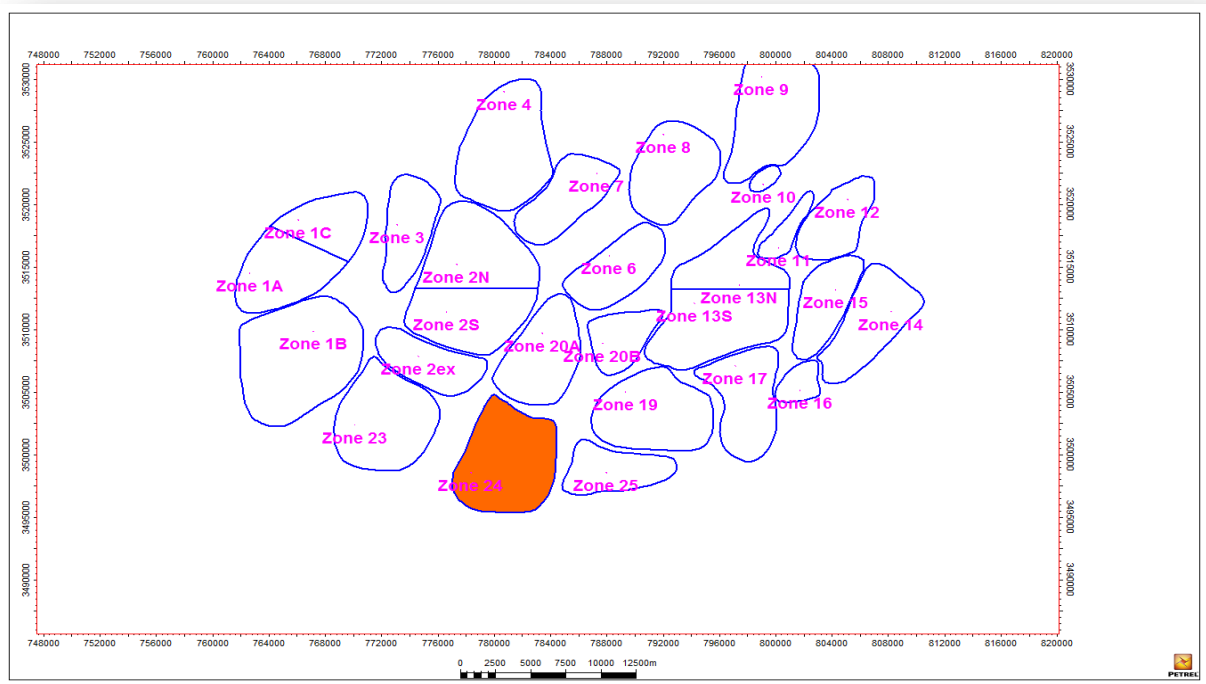


Fig.(3) : Carte de zonation du champ de HASSI MESSAOU (Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002).

I.2) Présentation du Secteur d'étude :

I.2.1) INTRODUCTION :

la zone 24 est située au sud du champ, dans la partie sud extrême ouest de l'anticlinal, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est moins sévère . **Fig.(4)**

Elle est limitée :

- ❖ Elle est assez bien limitée à l'Ouest par les failles du graben de **MD21** (à l'exception de **MD168** qui appartiendrait plutôt à **la Zone 20A**).
- ❖ Sa limite Est est moins nette , englobant le faisceau de failles au Sud du graben de **MD55**.
- ❖ Au Nord, la limite avec **la Zone 20A** est sans relation avec la structure.
- ❖ Au Sud, elle est reconnue jusqu'à l'aquifère qui recoupe la base du **Ra**.

Géographiquement **Fig.(4)**, il est limité par les coordonnées Lambert suivantes :

- ✓ X = 777000 à 784500 Est.
- ✓ Y = 3495000 à 3499500 Nord.

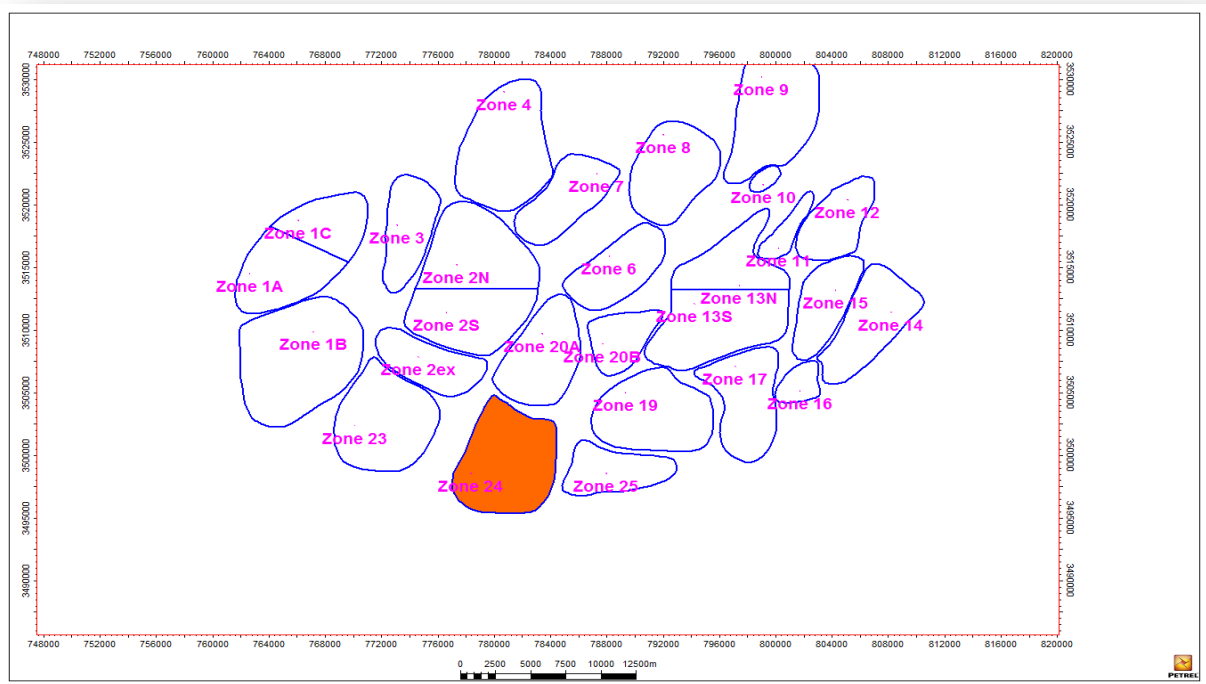
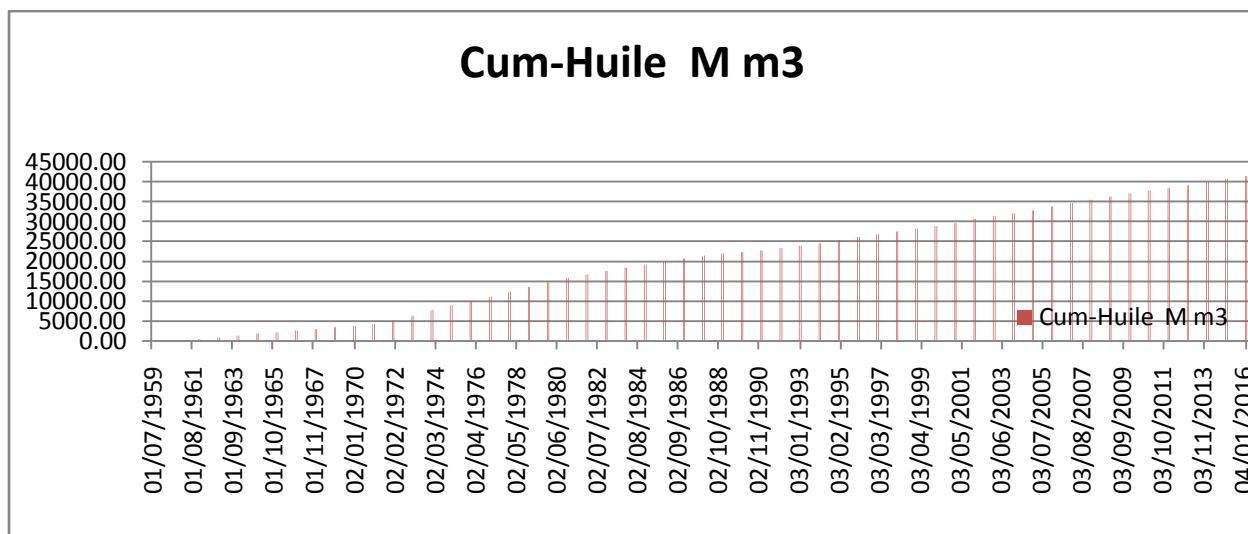


Fig.(4) : Carte de position de la zone 24.

I.2.2) Historique de Production :

La production dans cette zone est commencée avec MD2 en 30/08/1957. Il comporte **69** puits forés dans le réservoir (**Ri+Ra**) de la série Cambro. Ordovicienne ; sur les **69** puits on compte : [**24** puits producteurs de huile, , **05** puits inexploitable, **10** puits injecteurs gaz, **23** puits Produit huile par gaz lift, **02** puits Secs, **05** puits Produit huile abandonné]. **Fig.(5)**



**Fig.(5) :Histogramme de la production de la zone 24 ,(l'année 1959 à 2016).
(Document Sonatrach).**

I. 3) Aspect Pétrolière :

L'origine des hydrocarbures est représentée par les roches suivantes :

I. 3.1) Roche mère :

Dans l'Ordovicien, on a les argiles micro.conglomératiques, les argiles d'Azzel, qui présentent elles aussi des niveaux à caractéristiques de roche mère. La roche mère Frasnienne (Dévonien supérieur), la zone radioactive du Frasnien riche en carbone organique ; elle présente un COT variant de 2,5% à 6,6% et un S2 allant jusqu'à 40kg /t roche. D'après les données géochimiques, cette roche mère est d'un kérogène de type II.

Il y a aussi d'autres roches qui jouent le rôle de générateur comme :

❖ Les argiles d'El gassi :

Argiles noires, marines et organiques, qui pourraient avoir apporté la plus grande contribution à l'accumulation des réserves de Hassi Messaoud, cette formation de 37 à 50 mètres d'épaisseur, est présente à la périphérie du champ ainsi que dans les grabens de la structure de Hassi Messaoud (MD21, MD55, ON11).

❖ Les argiles du silurien :

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures, à l'échelle de toute la plateforme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m.

La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident.

Actuellement, on peut dire qu'après la diagenèse des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé, suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé, au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest (dans le bassin d'Oued Mya), au SW (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Ghadamès) et (bassin de Berkine) et Illizi .

I. 3.2) Roches Réservoirs :

Le gisement de Hassi Messaoud est lié aux grès quartzitiques fissurés du Cambrien érodé sous la discordance hercynienne et recouvert par une épaisse couverture argilo.salifère du Trias. Ce dernier est considéré comme étant le réservoir principal, ses dimensions atteignant les 2000km², la surface imprégnée d'huile est de 1143km², et avec une zone de transition d'environ 400km².

La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400m et 3600m.

La cote absolue de l'interface huile.eau est estimée à 3380 mètres.

Ce gisement avait été subdivisé en quatre couches dont les propriétés pétro.physiques de réservoir changent rapidement dans l'espace.

Les litho zones **R3**, **R2** et **Ri** diffèrent par leurs propriétés pétrophysiques où l'amélioration de la qualité du réservoir se fait de bas en haut grâce à l'augmentation des fissures ouvertes. Vers la base ces propriétés physiques se détériorent, le nombre de fissures diminue et de plus en plus elles sont colmatées par des argiles.

I. 3.3) Roches couvertures :

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âge triasique ou jurassique.

I. 3.4) Pièges :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A.PERRODON.1985). Il existe trois types de pièges :

❖ Pièges structuraux :

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

❖ Pièges stratigraphiques :

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable telles que les lentilles gréseuses, les biseaux etc

❖ Pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord.Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

I. 4) Migration des hydrocarbures :

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tous les gisements avoisinants proviennent probablement des deux bassins, Berkine et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées pendant le Silurien, ensuite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro.ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

I.5) Description du Réservoirs :

Le Cambrien, reposant directement sur le socle granitique est représenté par une série gréseuse dont la puissance est de 550 m et dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas **Fig.(6)** :

Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur de 45 m essentiellement quartzique, à grains fins et à Tigillites. Qui contient le drain **D5**.

Ra : Zone an isométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico.argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé de bas en haut:

- **Zone Grossière inférieur** : limité par des repères diagraphiques R200 en bas et R140 en haut, cette zone est subdivisé de bas en haut :
- **Zone de passage** : limité par R200 en bas et R190 en haut.

❖ **D1** :

(épais=26m en moyen) entre R190 et R170. Grés grossiers à stratifications de type oblique arquée (Trough cross bedding) dominantes, bien marquées et souvent à base micro conglomératique, avec absence de Tigillites.

❖ **ID** :

(épais=28m en moyen) entre R170 et R150. Niveau plus mince et fréquence plus grande des niveaux de silts, avec présence locale de Tigillites « diffuse ». Marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

❖ **D2** :

(épais=24m en moyen) entre R150 et R140. Grés grossiers mais bien classés à stratifications de type oblique tabulaire (Tabular cross bedding) dominantes formants des mégarides. Présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Ces trois drains forment donc un ensemble basal grossier dans lequel les influences marines sont plus marquées vers le sommet. Ceci se traduit à la fois dans le type de structures qui s'y développent mais également dans l'évolution des matériaux qui sont mieux classés dans le D2 (influence d'un tri sous l'action de courants marins).

- **Zone Fine Médiane** : constitué par un seul drain limité entre R140 et R130:

❖ **D3** :

(épais=22m en moyen) Il correspond à la zone fine médiane de l'Homer (granulométrie plus faible), et la principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grés fins à très nombreuses bioturbations (principalement de type Tigillites). Le caractère marin de ce drain est bien marqué, il pourrait correspondre à un environnement de plate forme infralittorale, composée de niveaux argilo.silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence de tempêtes ou à influence tidale. Dans un tel environnement l'existence de barrières horizontales de perméabilité d'extension pluri hectométrique à kilométrique, ou même pluri kilométrique, est très probable.

➤ **Zone Grossière Supérieur** : limité entre R130 et R100 cette zone est constitué par :

❖ **D4** :

(épais=40m en moyen) Grés à stratifications obliques tabulaires (Tabular cross bedding) fréquentes formant des mégarides de 1 à plus de 2 mètres d'épaisseur.

L'importante variation d'épaisseur totale de ce drain peut laisser supposer l'existence de variations de faciès non négligeables. Par analogie avec le terrain, le biseau complet du D4 peut s'expliquer par la progradation d'environnement de type « estuarien » (développement de barres gréseuses tidales) sur les faciès silto.gréseux de plate forme infra littorale du D3.

R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.

R3 : D'une épaisseur moyenne d'environ 300 m, c'est une série très grossière à micro.conglométrique, très argileuse reposant sur le socle granitique rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m. C'est un granite porphyroïde rose.



ACTIVITE S AMONTS
 DIVISION PRODUCTION
 DIRECTION REGIONALE HASSI MESSAOUD
 SERVICE SURVEILLANCE GEOLOGIQUE

**RESERVOIR CAMBRO – ORDOVICIEN
 HASSI-MESSAOUD**

UNITES	REPERES	EP moy	GAMMA RAY	NEUTRON	Tendance ciment	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CAMBRO -ORDOVICIEN	Zone Des Alternances	R50				<i>Passées d'argile indurée alternant avec des niveaux de grès quartzitiques fins, Tigillites abondantes et joints stylolithiques fréquents</i>		
		R60						
	R Isométrique (Ri)	12				Argileux		
		Sup	15				Grès quartzitiques fins à moyens à ciment argileux et siliceux	
		Moy	20	D5			Abondance de tigillites et d'intercalations silteuses dans la partie médiane	
Inf	R90					Structures entrecroisées à la base du Ri		
CAMBRIEN ANISOMETRIQUE (Ra)	Ra Sup	R95				<i>Grès à grès quartzitiques anisométrique, moyens à grossier à stratifications souvent obliques et entrecroisées</i>		
		Gros Sup	R100	D4				
	Ra Moyen	Z.Fine	R130				Figures de remaniements dans le Ra sup	
			22	D3				
	Ra Inférieur	Gros Inférieure	R140				Fins à moyens avec passées de silstones argileux et abondance de tigillites(D3)	
			25	D2				
			R150					Structures obliques dans ID inf, obliques et horizontales dans le D1
	R160	Gros Inférieure	15	ID				
			14					
			R170					
13								
R180				D1				
CAMBRIEN R2	R2 Ab	R190				<i>Grès quartzitiques moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux (illite) Structures souvent oblique</i>		
		R200						
	R2 Inférieure	35	R2 ab					
		R250			"C"			
		20					Argileux Inférieur	
15	R2 C				Siliceux Inférieur			
20					Zone de passage			
R3		R300				Argileux ferrugineux	Grès grossiers à microconglomératique	
		R400						

Fig.(6): découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud.

(Document :Sonatrach DP.HMD, département géologique, service d'étude).

II. 1) Stratigraphie du champ de Hassi Messaoud :

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est d'épaisseur variable, une partie considérable est absente, due probablement au non-dépôt des termes du dévonien à la fin du paléozoïque. La discordance hercynienne en est particulièrement accusée au centre de la structure, les premiers dépôts argilo-gréseux et salifères du trias, reposent en discordance sur les sédiments du réservoir cambro-ordovicien. Vers les périphéries du champ, la série devient plus complète.

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est composée de la base vers le sommet d'étages suivants, **Fig.(7), Fig.(8)** :

II. 1.1) LE SOCLE :

Rencontré à 3684m à Om81 et à 3831m à Md2, le socle est formé essentiellement de granites porphyroïdes parfois roses et altérés au sommet.

II. 1.2) LE PALEOZOIQUE :

II. 1.2.1) L'infra.Cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine.

II.1.2.2) Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt stones argilo.micacés.

On distingue trois (3) litho zones [R1 (Ra +Ri), R2, R3] :

❖ **Litho zone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370m.

Elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

❖ **Litho zone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100m.

Elle se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

❖ **Litho zone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125m.

Elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silts centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- ❖ **Litho zones Ri (Le Cambro.ordovicien)** : Son épaisseur moyenne est de 42 m.

Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelé " Cambro.ordovicien ". La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

Il se compose de grès quartzitiques isométriques fins bien classés glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

II. 1.2.3) L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :

- ❖ **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20m.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs de quartzites fins isométriques.

- ❖ **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôt marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- ❖ **Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25m.

Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris.beige à gris.sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- ❖ **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75m.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

II.1.3) LE MESOZOIQUE :

II. 1.3.1) Le Trias :

Son épaisseur moyenne est de 600m. Il repose en discordance sur le paléozoïque et est subdivisé en quatre grands ensembles qui sont de bas en haut :

- ❖ **Trias Eruptif** :

Localement rencontré, ses coulées volcaniques se sont intercalées au sein des faciès gréseux du Trias et peuvent atteindre des épaisseurs de l'ordre de 100m.

- ❖ **Trias Argilo.Gréseux** :

Essentiellement argilo gréseuse à intercalations d'andésites, il se divise en deux unités :

- ✓ **Grés inférieurs** : Constitués de grés fins à moyens à ciment argileux abondant.
- ✓ **Grés supérieurs** : Ce sont des grés fins à ciment argileux.

❖ Trias Argileux :

Il est constitué d'argiles dolomitiques silteuses, souvent de couleur brun rouge, intercalées de bancs de sel. Son épaisseur moyenne est de 110m.

❖ Trias Salifère :

D'une épaisseur moyenne de 430m et jouant le rôle de couche de couverture, il est constitué de sels massifs, avec des intercalations d'anhydrites. Il se compose de trois unités :

✓ **TS3** : base du Trias salifère, est constitué de sels massifs à intercalation d'argiles gypseuses.

✓ **TS2** : son épaisseur moyenne est de 189m, il est constitué de sels massifs à intercalations d'argiles.

✓ **TS1** : Son épaisseur moyenne est de 46m, il est constitué de sels avec prédominance d'anhydrite et de dolomie.

II. 1.3.2) Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo.gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

❖ Le Lias :

Constitué par l'alternance de niveau dolomitique (LD) et de niveau salifère (LS) et comprenant une épaisseur moyenne de 300m. Il se subdivise en cinq étages :

✓ **LD3** : D'une épaisseur moyenne de 31m, est constitué de marnes grises avec des passées de dolomies grises.

✓ **LS2** : D'une épaisseur moyenne de 58m, est constitué de sels translucides et des passées d'argiles de couleur brun. rouge.

✓ **LD2** : Il comprend une épaisseur moyenne de 55m, et est constitué de bancs de dolomies alternant avec des passées de marnes grises.

✓ **LS1** : D'une épaisseur moyenne de 90m, il est constitué d'argiles brunes à passées de sels et d'anhydrites.

✓ **LD1** : Epais de 66m comme moyen, il est constitué de bancs de dolomies et d'anhydrites à passées d'argiles et de calcaires.

❖ Le Dogger :

Épais de 320m de moyen il est subdivisé en deux étages, qui sont :

✓ **Dog Lagunaire** : Il est représenté par une série lagunaire, à la base essentiellement d'anhydrite et de dolomie sur 210m d'épaisseur moyenne.

✓ **Dog Argileux** : Epais de 107m de moyen, il est constitué d'argiles tendres, silteuses, à passées de grés fins à ciment carbonaté.

❖ Le Malm :

Caractérisé par des argiles et des marnes intercalées de bancs calcaires sur 220 m d'épaisseur.

II.1.3.3) Le Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1670m on distingue les étages suivants :

❖ Néocomien :

Epais de 182 m de moyen, il comprend deux niveaux : A la base, un terme gréseux, constitué de grès à passées argileuses. Au sommet, un terme argileux représenté par des argiles à intercalations calcaires et/ou dolomitiques.

❖ Le Barrémien :

Son épaisseur moyenne est de 276 m. Il est formé de grès fins à moyens, carbonatés, à plages d'anhydrite, intercalés de niveaux d'argiles gréseuses et dolomitiques.

❖ L'Aptien :

D'une épaisseur de 24 m en moyenne, il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. Il est à noter que la limite Aptien/ Barrémien coïncide avec la barre calcaire.dolomitique, représentant aussi un excellent repère sismique.

❖ L'Albien :

Son épaisseur moyenne est de 362 m. Il est constitué de grès et de sables fins, avec des intercalations d'argiles silteuses. Il renferme une très importante nappe d'eau douce.

❖ Le Cénomaniens :

Epais de 147 m en moyen, on y remarque une alternance d'anhydrite et d'argiles brun.rouges, de marnes grises et de dolomies.

La limite Cénomaniens.Albien coïncide avec le passage des séries gréseuses de l'Albien vers les séries évaporitiques du Cénomaniens.

❖ Le Turonien :

Son épaisseur varie entre 70 et 120 m. Il est formé d'une alternance de calcaires argileux, dolomitiques et crayeux. A son sommet, on y trouve des bancs de calcaires à Lumachelles. Le Turonien constitue une nappe d'eau salée.

❖ Le Sénonien :

Epais de 460 m en moyen, on y constate de bas en haut :

✓ Le Sénonien lagunaire :

Epais de 350 m en moyen, la partie inférieure de sa base présente des bancs massifs de sels à intercalations d'argiles et marnes versicolores. Le sommet est caractérisé par une alternance de bancs d'anhydrites, d'argiles grises et de dolomies.

✓ Le Sénonien carbonaté :

D'une épaisseur moyenne de 110 m, il est remarquable par une succession de bancs de calcaires dolomitiques argileux et de bancs d'anhydrite avec des passées de dolomie gypseuse.

II.1.4) Le Cénozoïque :

Représenté par l'Eocène calcaire à dolomitique et le Mio. Pliocène sableux. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 360m.

❖ **Eocène :**

D'une épaisseur moyenne de 120 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques à nummulites avec parfois des rognions de silex.

❖ **Mio.Pliocène :**

C'est le recouvrement continental essentiellement sableux d'une épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 250 m.

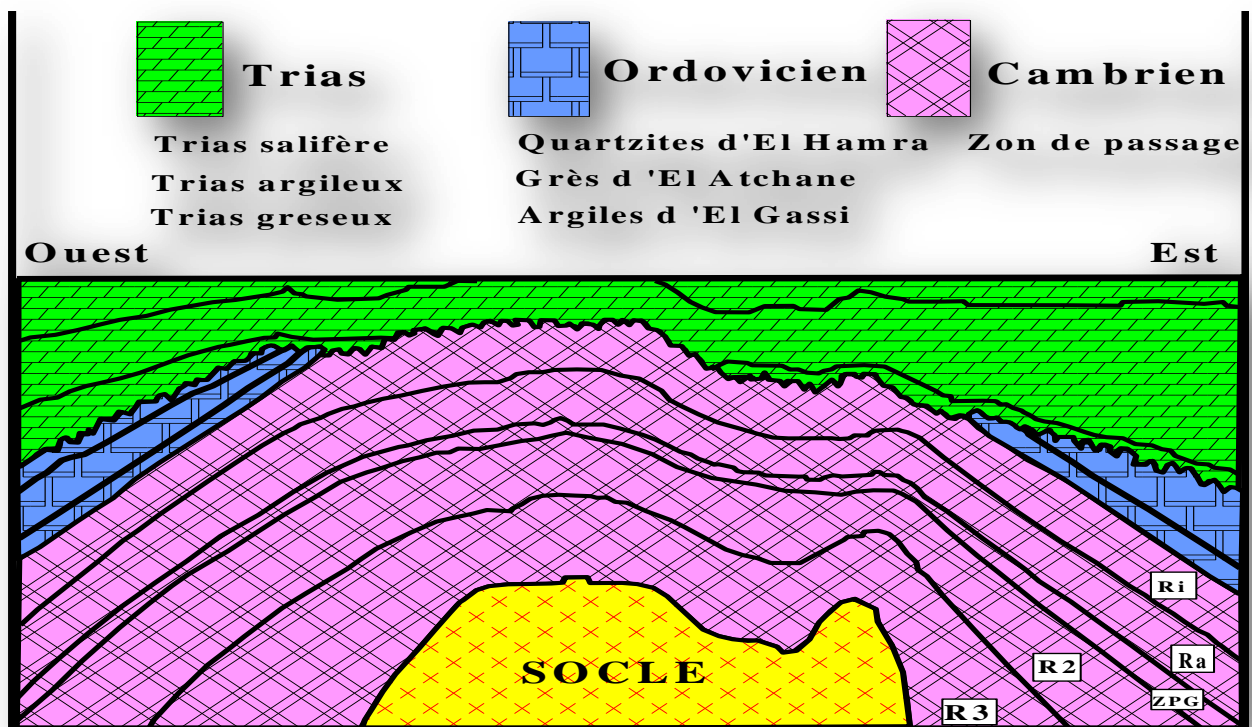


Fig. (7) : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud. (Sonatrach/DP- Rapport interne 1998) Modifié par YAGUG Hacene 2012.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION		
CZ	MIO PLIOCENE		239	17 " 1/2 x 13 " 3/8	Boue douce bentonitique	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122		D: 1,1-1,2	CALCAIRE	
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	± 500m	V: 45-50	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209			ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
		SALIFERE	149			SEL MASSIF	
	CRETACE	TURONIEN		112	12 " 1/4 x 9 " 5/8	Boue KEN X D: 1,26-1,32 V: 50 - 70 F: 2,4	CALCAIRE
		CENOMANIEN		147			MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
		ALBIEN		362			GRES, ARGILE
		APTIEN		24			DOLOMIE
		BARREMIEN		276			ARGILE, SABLE
		NEOCOMIEN		182			DOLOMIE, MARNE, ARGILE
		MALM		226			ARGILE, MARNE, CALCAIRE
	JURASSIQUÉ	DOGG	ARGILEUX	107	± 2300m	Boue S.S D: 2,2 V: 40 - 50 F: 5 - 10	ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE	211			ANHYDRITE, DOLOMIE
		LIAS	LD1	66			DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
LS1			90	SEL, ANHYDRITE			
LD2			55	DOLOMIE, MARNE			
TRIAS	SALIFERE	TS1	46	8 " 1/2 x 7 "	Boue S.S D: 2,2 V: 40 - 50 F: 5 - 10	SEL MASSIF I	
		TS2	189			DOLOMIE, MARNE	
		TS3	202			ANHYDRITE, ARGILE	
	ARGILEUX	113	SEL, ARGILE, ANHYDRITE				
	GRESEUX	0 à 35	SEL MASSIF II				
	ERUPTIF	0 à 92	ARGILE				
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites de Hamra	75	± 3300m	Boue à huile D: 0,51 V: 50-70 F: 1	GRES très fins	
		Grès d'El-Atchane	25			GRES fins glauconieux	
		Argiles d'El-Gassi	50			Argile verte ou noire	
	Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles				
	R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts				
	R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts				
	R 2	100	GRES Grossiers, Argile				
	R 3	370	GRES Grossiers, Argiles				
	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge				
	SOCLE		Granite porphyroïde rose				

Fig.(8) : Colonne litho-Stratigraphique de HMD (Sonatrach DP.HMD).

II.2) Aspects Sédimentologiques du réservoir :

Les études sédimentologiques effectuées sur le champ de Hassi Messaoud, n'ont pas pu à ce jour définir avec précision les différents types d'environnements sédimentaires caractérisant les différentes unités lithologiques constituant le réservoir.

Des études de comparaison ont été établies entre les grés de HASSI MESSAOUD et ceux affleurant au Tassili des N'Ajers (BEICIP – FRANLAB 1995 et –SN. REPAL 1973) .

En effet, des similitudes ont été découvertes entre ces deux grés et on observe les structures suivantes :

❖ Stratifications obliques :

La base des grés des N'Ajjer présente deux types de stratifications obliques :

- ✓ **Type arqué :** résultant de la migration des dunes hydrauliques, le même type est présent au D1.
- ✓ **Type tabulaire:** correspond à une migration de barres hydrauliques, qu'on retrouve au D2 et D 4.

❖ Stratifications horizontales :

Associées à des dépôts fin à très fins, cette stratification est due à un régime hydraulique calme, à écoulement laminaire, caractérisé par un bon classement, le ciment argileux est plus important dans ce type de stratification qu'on retrouve dans la zone fine médiane du Ra.

✓ **Les litages flaser :**

Se sont des lentilles de silstones alternant avec des lits d'argiles, on observe ses figures dans la zone fine médiane du Ra, et sont des indicateurs d'un milieu marin calme.

✓ **Les diasthèmes :**

Elles correspondent à des interruptions courtes de la sédimentation, avec des surfaces d'érosion quartzées et diaclasées, lors des reprises des dépôts les tubes tigillitiques sont remplis de sables grossiers.

Les diasthèmes figurent dans des massifs grossiers et plus fréquemment dans le Ra supérieur.

✓ **Les structures festonnées :**

Ces structures sont associées à des tigillites, leurs présences sont signalées dans les grés isométriques.

✓ **Les Tigillites :**

Ils sont des remplissages des terries creusés par des organismes vivants sous une faible tranche d'eau. On les retrouve dans la zone fine médiane en quantité importante, ainsi que dans le Ri. Qui semble fournir les conditions écologiques pour leur épanouissement, à savoir milieu marin peu profond à régime hydraulique calme.

II.3) Aspect Tectonique et Structurale du Champ:

Le champ de Hassi Messaoud se trouve sur la partie extrême Nord de la zone haute El.Biod.Hassi.Messaoud formé par une suite de horsts et de grabens limités par des failles allant dans une direction subméridienne.

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, légèrement structuré et disloqué par des failles dont l'orientation est surtout Nord.Est – Sud.Ouest. Les dimensions de cette structure atteignent 40.45km avec une superficie imprégnée d'huile de 1143km² plus une zone huile.eau de 400km²environ. La profondeur moyenne de la zone productive varie entre 3400 et 3600 mètres. La cote absolue de l'interface huile.eau est estimée de 3380 mètres. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types **Fig.(9)** :

- ✓ Les failles de directions subméridiennes NN.E – SS.O ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction Nord.Ouest – Sud.Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben. **Fig.(10)**
- ✓ Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

Ces failles touchent toutes les couches cambriennes et atteignent parfois le Crétacé inférieur.supérieur ou parfois ne dépassent guère la discordance hercynienne.

Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'éteint complètement à partir des séries jurassiques.

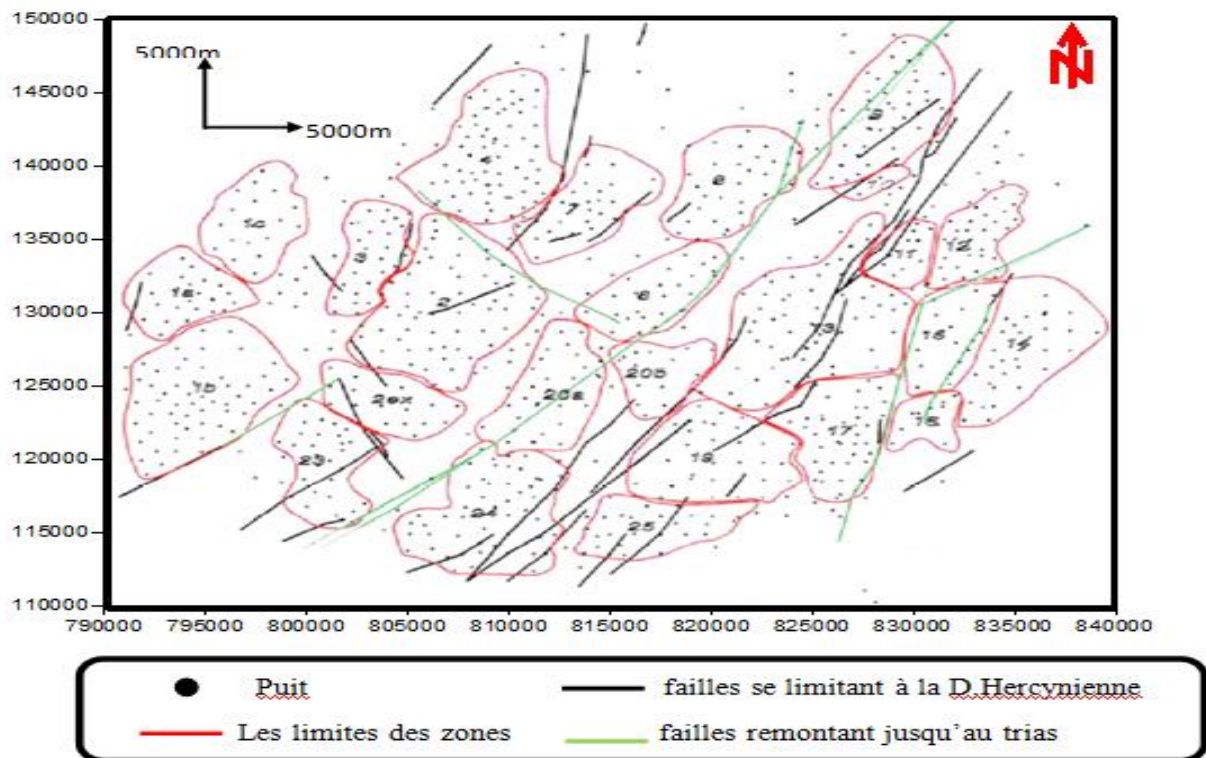


Fig.(9) : Carte structurale de champ du Hassi Messaoud.

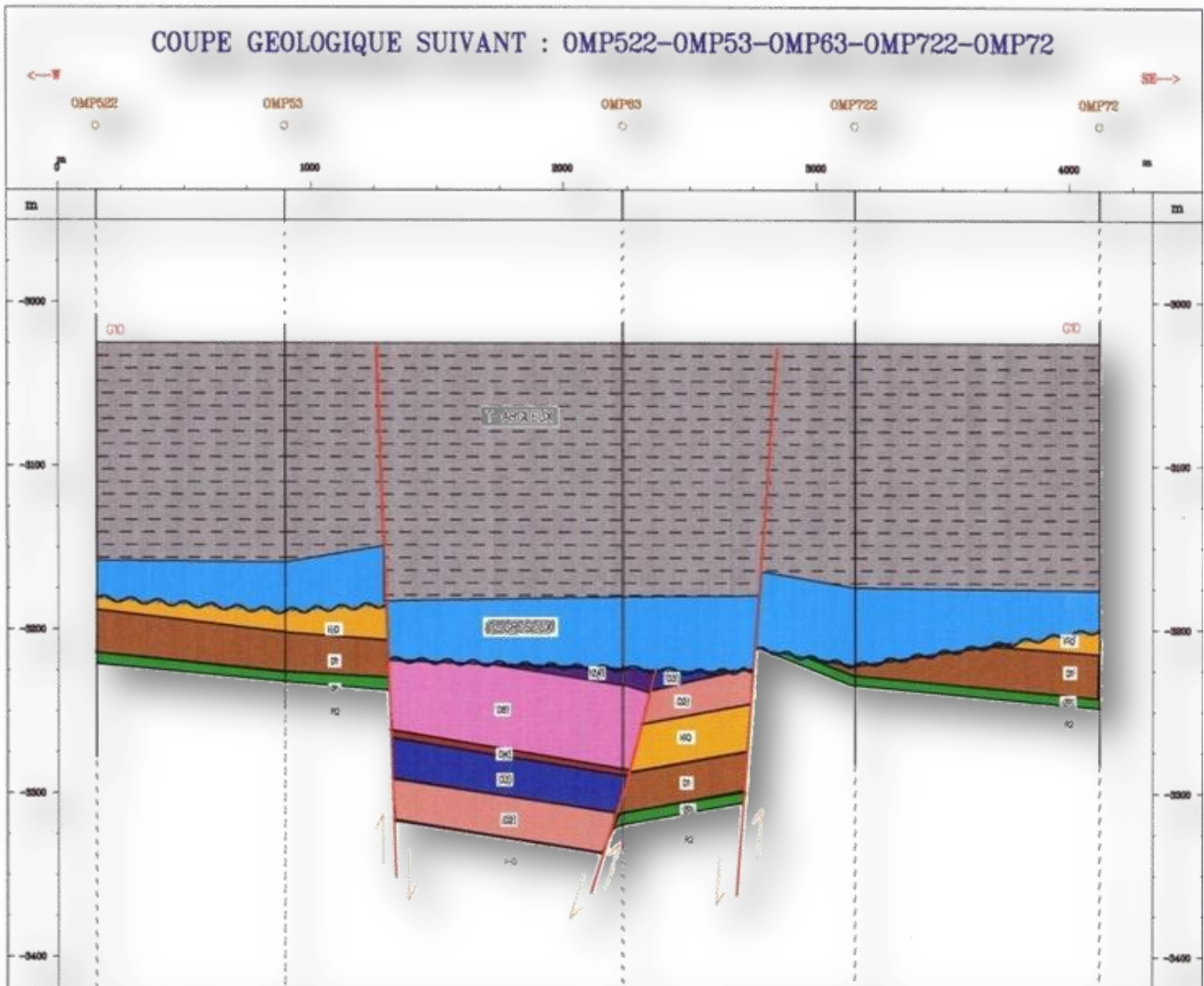


Fig.(10) : Structure en horst et graben du champ de Hassi Messaoud. (Sonatrach/Division Production Rapport interne 2002).

II.3.1) Structuration du champ de Hassi.Messaoud :

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

II.3.1.1) Structuration antétriasique :

❖ Phase panafricaine :

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due a une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord.Est – Sud.Ouest, Nord.Ouest – Sud.Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pédiplanation appelée surface infra.tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Des mouvements distensifs de directions Nord.Ouest – Sud.Est interviennent au Cambro.Ordovicien; qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord.Est – Sud.Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

❖ **Phase Eo.Calédonnienne précoce ou phase Anté.tramadocienne :**

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

Une structure Tardi.Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord.Est – Sud.Ouest et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

❖ **Phase calédonienne majeure:**

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro.Ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur (MASSA.NICOL.1971).

❖ **Phase hercynienne tardive :**

C'est une phase compressive de direction Nord.Est – Sud.Ouest accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord.Ouest – Sud.Est , c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs. Elle est datée de 225 à 250 millions d'années.

II.3.1.2) Structuration Post.triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950 . 3050 m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le Nord.Ouest d'environ 200 m entre la partie Sud.Est et Nord.Ouest; ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture Nord.Sud est beaucoup plus importante que la fermeture Ouest.Est pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression Nord.Nord.Ouest – Sud.Sud.Est . (Beicip/Franlab 1979).

❖ Phase autrichienne :

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est.Ouest, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.

Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

❖ Phase Atlasique :

C'est une phase dont la compression est de direction Nord.Nord.Est – Sud.Sud.Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

II.3.1.3) Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement Nord.Sud, elle a subi un faible réajustement épirogénique. Cette dernière a un allongement général Nord.Est – Sud.Ouest, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres. (Beicip/Franlab 1995).

II.3.1.4) Les paléo vallées hercyniennes :

D'après des études précédemment faites , il a été mis en évidence l'existence de paléo vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias , avec une série éruptive à la base. Elles sont contrôlées par les niveaux d'érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs.

Six paléo vallées ont été détecté au champ de Hassi Messaoud.

Dans certains cas, les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyon étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique.

II.4) Les déformations tectoniques :

A Hassi Messaoud il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins.

Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches tel que :

- ❖ **Les brèches :** elles correspondent au remplissage d'espaces vide créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés Généralement un puits caractérisé par une forte densité de brèches est faillé ou situé à proximité d'une faille (MASSA ,1971).

- ❖ **Les fissures** : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles.
- ❖ **Les Stylolithes** : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre. Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

II.4.1) Les déformations cassantes :

L'ensemble du mole de Hassi Messaoud est caractérisé par un important réseau de flexures de failles délimitant des zones en horst et graben d'orientation Nord.Nord.Est – Sud.Sud.Ouest.

Les panneaux sont longs. Ils peuvent atteindre 10 km de longueur ; leur rejet peut aller jusqu'à 150m.

Les failles sont généralement méridiennes et /ou sub méridiennes et leur jeu est normal, rarement inverse si les contraintes sont perpendiculaires à leur direction, ou alors, en décrochement lorsqu'elles sont obliques. Une faille majeure est de direction Nord.Est – Sud.Ouest.

II.4.2) Les intrusions intra cambriennes :

- ❖ **Laccolites** : se sont des massifs de roches magmatiques , plutoniques en grosses lentilles de plusieurs km de longueur, à surface supérieur convexe , l'ensemble est pratiquement parallèle aux structures de l'encaissant , il est parfois nommé massif concordant (GK GILBERT 1877). Ces laccolites se situent principalement au niveau du secteur Sud.Ouest du champ de Hassi Messaoud. Dans la série stratigraphique, les laccolites occupent généralement la partie centrale du Ra, D3 (MD282 zone 24 a un épaissement de 26 m dans le D3).
- ❖ **Les filons couchés** : se sont des sills, correspondant à une lame de roche magmatique intrusives, parallèle aux structures de l'encaissant. L'épaisseur varie de 1m à quelques dizaines de mètres. Leur longueur atteint plusieurs km. les sills s'infiltrèrent à la faveur d'un niveau argileux ; écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.
- ❖ **Les dykes** : se sont des lames dont l'épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement par rapport aux couches sédimentaires.
- ❖ **Effet tectonique de ces intrusions au niveau du secteur Sud.Ouest** : ce secteur spécialement est connu pour ses intrusions de roches éruptives dans le réservoir.

II. 5) Aspect Structurale de la zone 24:

La zone 24 correspond à un monoclin à pendage Sud.ouest sur la bordure Sud du champ où l'on constate de très nombreux puits dégradés (brèches , faille et un laccolite probable).

L'érosion est globalement peu prononcée (Zone des Alternances **D5**), sauf dans une vallée très nette qui recoupe la Zone en relation avec les failles du graben de **MD55**.

L'érosion y atteint le **D3** et l'éruptif y est très puissant.

Sur la bordure Sud, l'éruptif n'est pas en contact avec le **Ra**.

L'image structurale du **Ra** est voisine de celle du **R2**.

L'épaisseur du Ra est de 135 à 115 m environ (très localement 90 m)

Les réservoirs impliqués sont le **D4** (10 à 30 m, sauf vallée locale), le **D3** présent partout, le **D2** et l'**ID** (sauf sur l'extrême Sud où ces réservoirs sont trop bas), et le **D1** sur la moitié Nord. Le **R2** n'est atteint que par quelques puits.

❖ Les Failles Principale :

✓ La Faille NE.SO de ONL17 à MD395 :

Cette faille est la faille majeure du champ, par son extension et son importance cartographique à tous les niveaux (voir Isobathes de la Discordance , mais aussi du G10 et de l'Aptien).

Vers le Sud et vers le Nord , le prolongement de cette faille majeure est moins clairement défini , sauf si l'on prend en compte la cartographie des morts terrains (G10 et Aptien) qui permet d'étayer l'interprétation retenue :
 . au Sud de **MD168** , elle passe certainement par **MD21** , puits traverse par une faille majeure de 110 m de rejet (Ra réduit / R2) , par **MD395** qui a traversé une zone de failles (faille de 13 m de rejet en Ri et faille d'environ 20 m de rejet en Trias , entre G10 et G20). Dans ce secteur , un graben très étroit est associé à la faille majeure.

❖ Autres Failles :

De nombreuses autres failles ont été mises en évidence avec plus ou moins de certitude quant à leur position , direction et extension , certaines étant peut être sous-estimées.

Ces failles semblent le plus souvent de direction NE.SO , et de ce fait , plus facile à détecter sur la bordure Sud du champ , où elles recoupent transversalement le pendage régionale, créant de légers décalages des courbes isobathes.

C'est le cas par exemple , d'Est en Ouest des failles non analysées précédemment , entre les puits :

. **MD161, 141, 54** : rejet de l'ordre de 10 à 20 m.

. **MD307, 241, 109** : rejet variable de 10 à une trentaine de m.

II.6) Géométrie et structure des drains constituant le réservoir de la zone 24 :

II. 6.1) Les cartes en isobathes et isopaques :

II.6.1.1) Drain D5 :

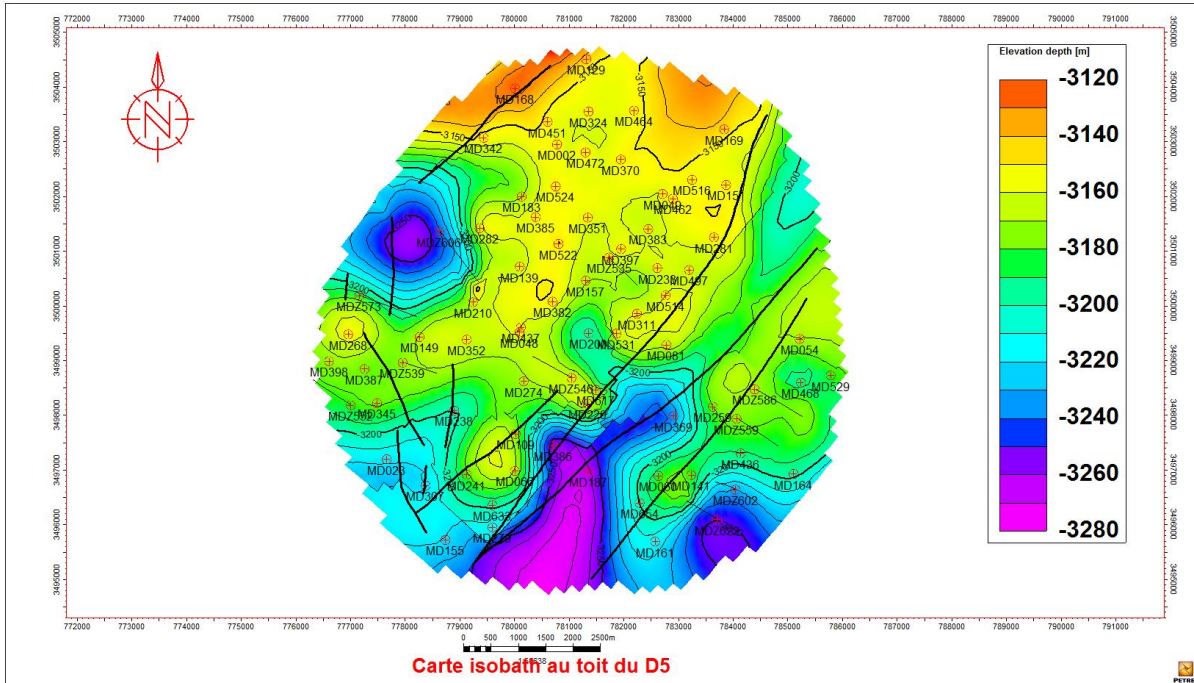


Fig.(11.a) : Carte isobathe au toit du D5.

❖ **Carte isobathe au toit du D5 :**

Cette carte est montre un monoclinale de direction **NE.SW**, la profondeur de drain D5 varie entre les côtes suivantes : (-3120 et -3280 m), la partie supérieure située au **NE** près du puits MD168, la partie inférieure située au **SW** près du puits MD187, la tendance de la profondeur dans la zone est de direction **NE.SW**.

❖ **Carte isopaque au toit du D5 :**

L'épaisseur moyenne du D5 varie entre 8 à 19.5 m ,il est uniforme sur la totalité de la zone à l'exception des secteurs :

.La première secteur est contenue la valeur maximale près du puits MD342 au **NW** et MD220 au **centre** .

.La deuxième secteur est contenue La valeur minimale près du puits MD472 au **N** et MD238 au **SW**.

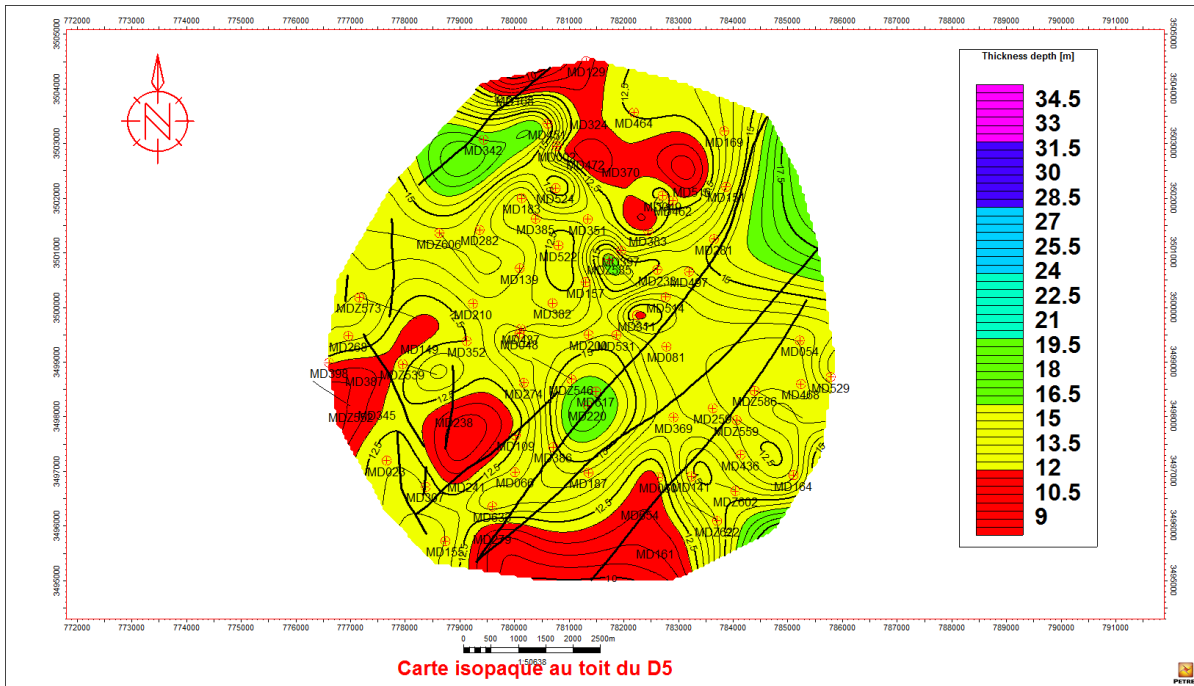


Fig.(11.b) : Carte isopaque au toit du D5.

II.6.1.2) Drain D4 :

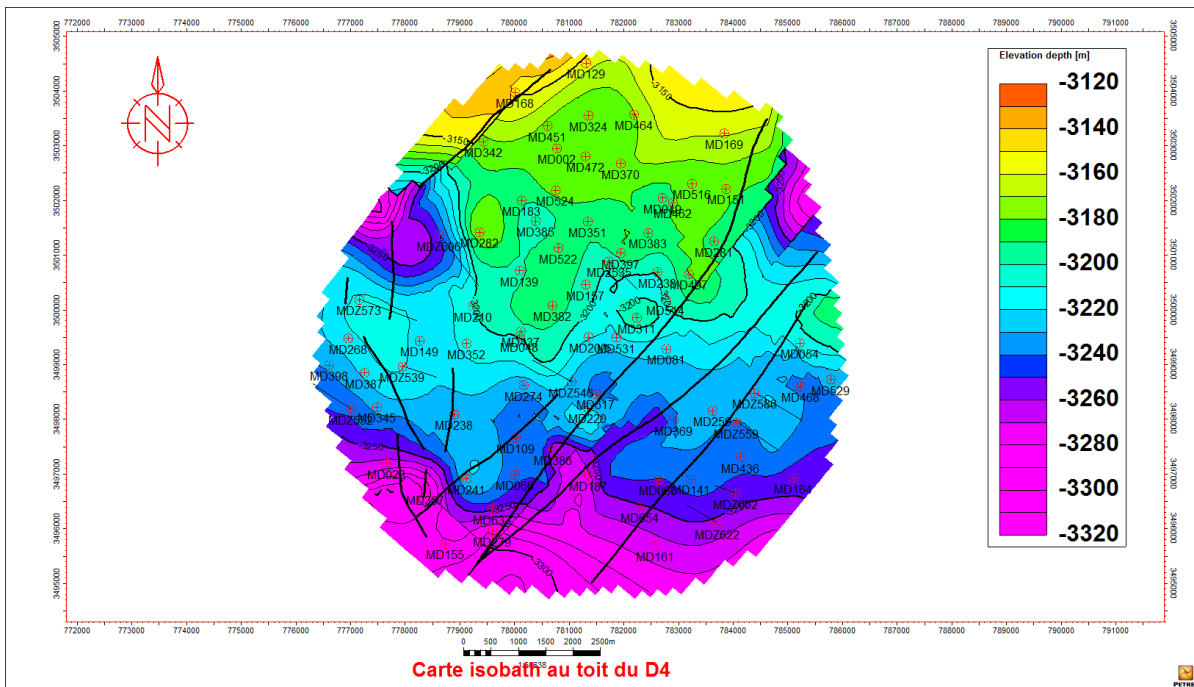


Fig.(12.a) : Carte isobathe au toit du D4.

❖ Carte isobathe au toit du D4 :

Cette carte est montrée un monoclinale de direction NNE.SSW, la profondeur de drain D4 varie entre les côtes suivantes : (-3130 et -3290 m), la partie inférieure située au NW près du puits MD168, la partie supérieure située au SW près du puits MD155, la tendance de la profondeur dans la zone est de direction NNE.SSW.

❖ Carte isopaque au toit du D4 :

En cette carte on remarque que l'épaisseur de drains D4 est variée, dans sa structure, ils sont de direction **West, SE** entre (4 et 34m), il augmente vers la direction **West**, et la partie centrale vers le Sud, on peut remarquer que les iso.lignes des valeurs d'épaisseur atteignent le maximum (34m), au **West** au niveau du puits MDZ552.

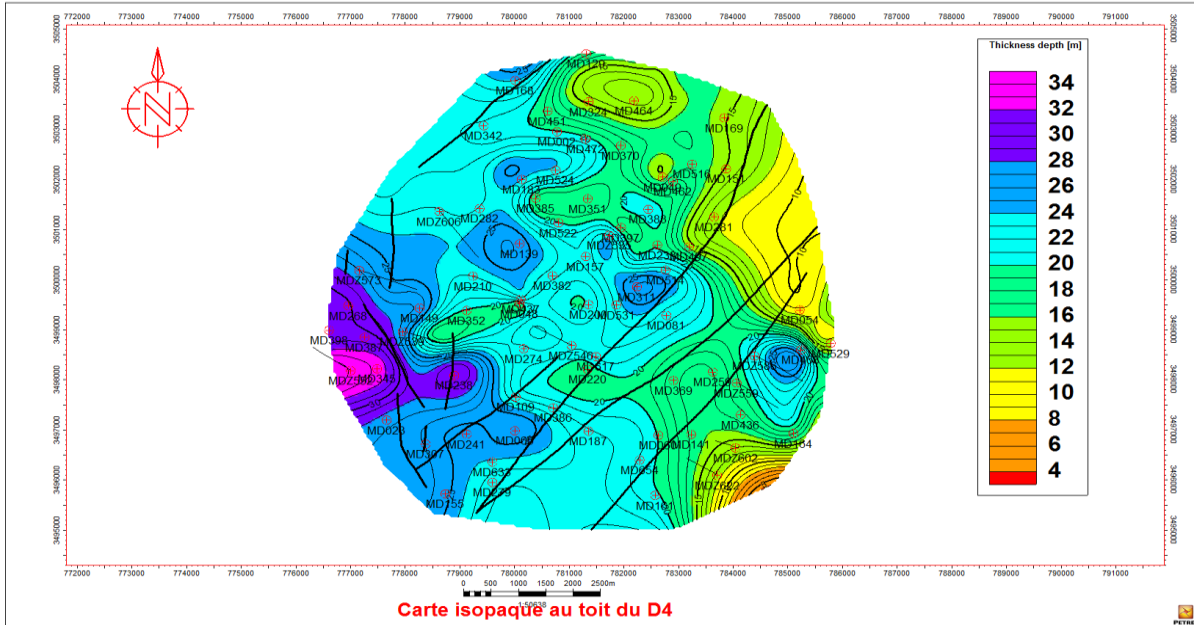


Fig.(12.a) : Carte isopaque au toit du D4.

II.6.1.3) Drain D3 :

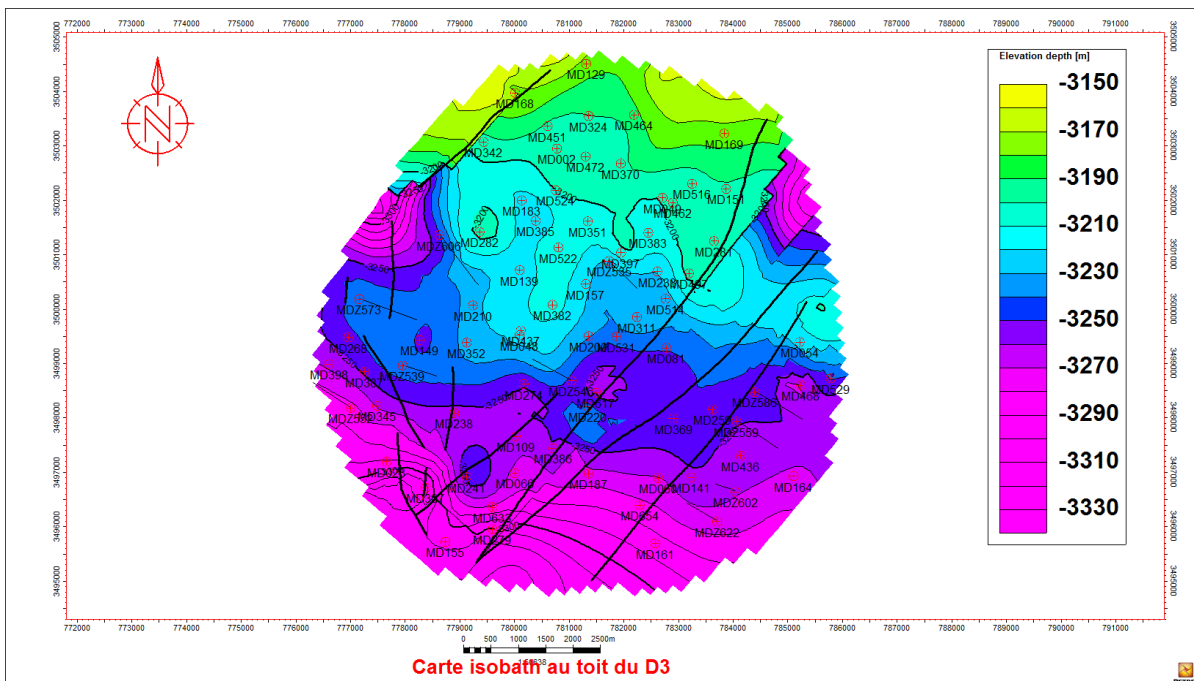


Fig.(13.a) : Carte isobathe au toit du D3.

❖ Carte isobathe au toit du D3 :

Cette carte est montrée un monoclinale de direction NE.SW, la profondeur de drain D3 varie entre les côtes suivantes : (-3160 et -3310 m), la partie inférieure située au Nord près du puits MD129, la partie supérieure située au SW près du puits MD155, la tendance de la profondeur dans la zone est de direction NE.SW.

❖ Carte isopaque au toit du D3 :

L'épaisseur moyenne du D3 varie entre 12 à 36 m. Cette dernière est conservée sur tout le drain mais très élevée dans le secteur près du puits MDZ606 et MD282.

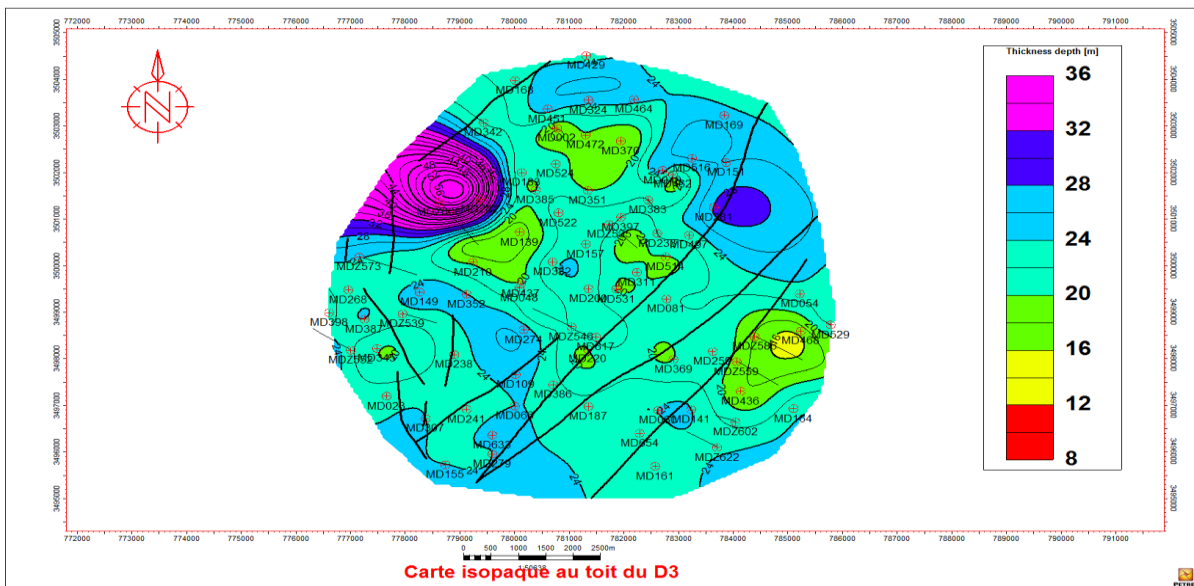


Fig.(13.b) : Carte isopaque au toit du D3.

II.6.1.4) Drain D2 :

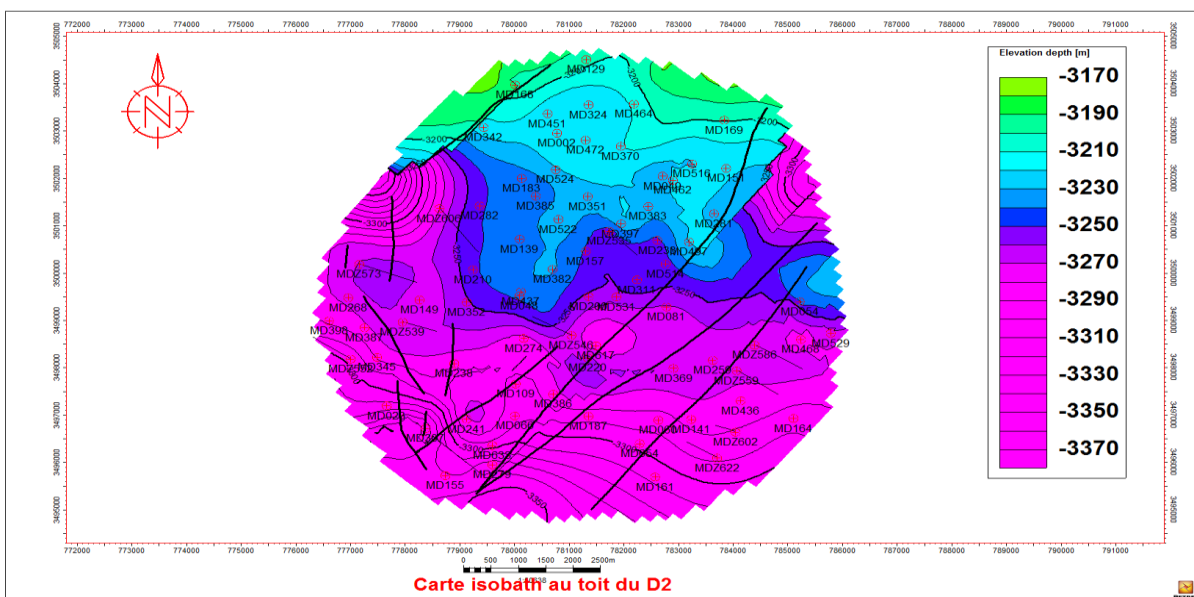


Fig.(14.a) : Carte isobathe au toit du D2.

❖ Carte isobathe au toit du D2 :

Cette carte est montrée un monoclinale de direction NE.SW, la profondeur de drain D2 varie entre les côtes suivantes : (-3190 et -3340 m), la partie inférieure située au Nord près du puits MD129, la partie supérieure située au SW près du puits MD155, la tendance de la profondeur dans la zone est de direction NE.SW.

❖ Carte isopaque au toit du D2 :

L'épaisseur moyenne du D2 varie entre 19 à 30 m. Cette dernière est conservée sur tout le drain mais diminuée dans le secteur près du puits MD369 au SE, et augmentée dans le secteur près du puits MD2 au Nord.

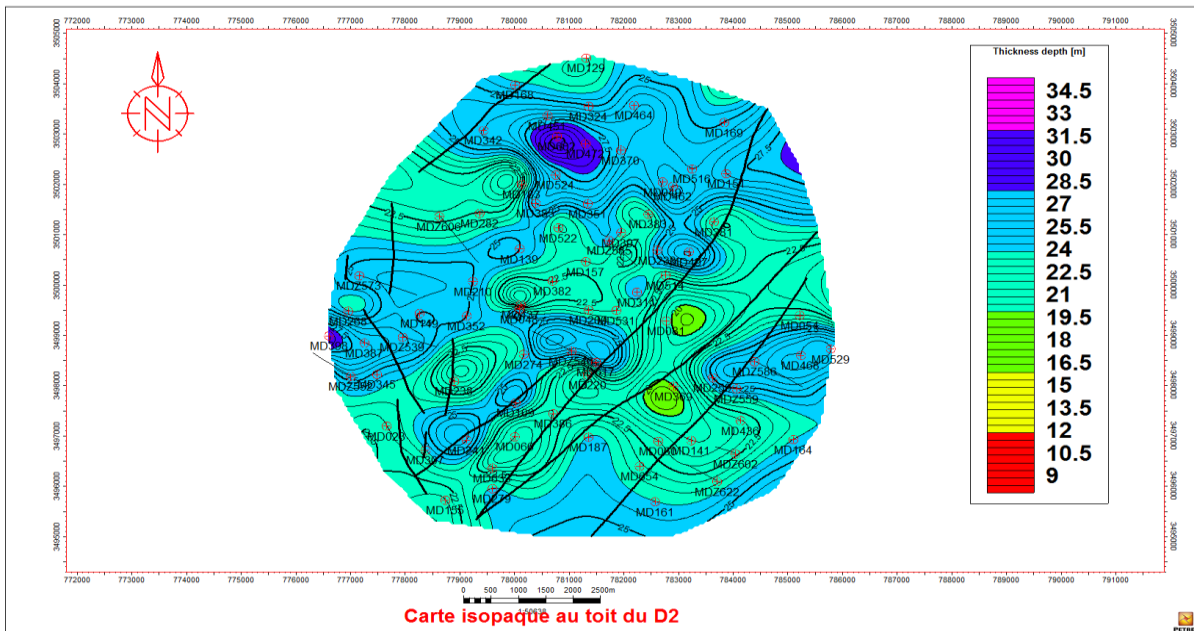


Fig.(14.b) : Carte isopaque au toit du D2.

II.6.1.5) Drain ID

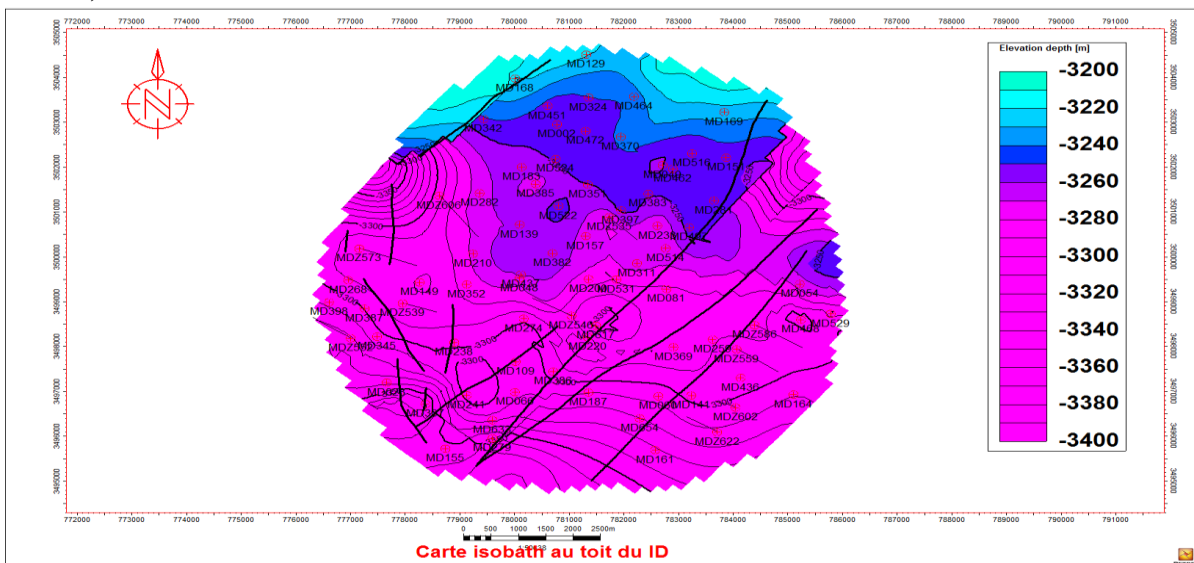


Fig.(15.a) : Carte isobathe au toit du ID.

❖ Carte isobathe au toit du ID :

Cette carte est montrée un monoclinale de direction NE.SW, la profondeur de drain ID varie entre les côtes suivantes : (-3220 et -3370 m), la partie inférieure située au NW près du puits MD168, la partie supérieure située au SW près du puits MD155, la tendance de la profondeur dans la zone est de direction NE.SW.

❖ Carte isopaque au toit du ID :

L'épaisseur moyenne du D2 varie entre 22 à 33 m. Cette dernière est conservée sur tout le drain mais diminuée dans le secteur près du puits MD220 au Sud, et augmentée dans le secteur près du puits MD352 au Centre.

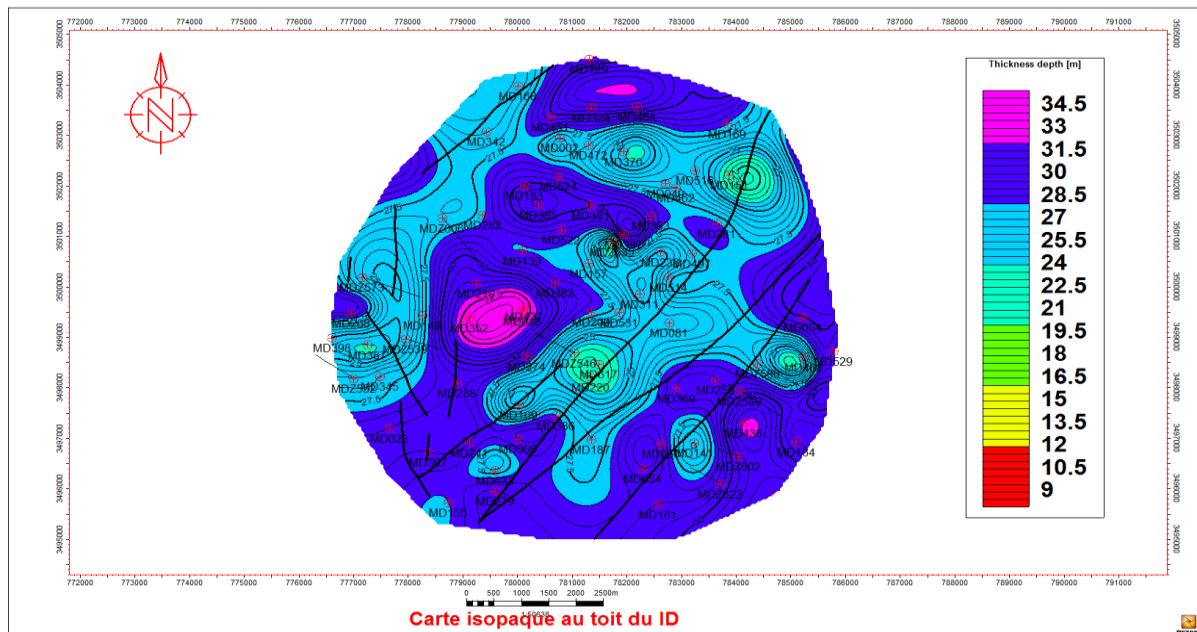


Fig.(15.b) : Carte isopaque au toit du ID.

II.6.1.6) Drain D1 :

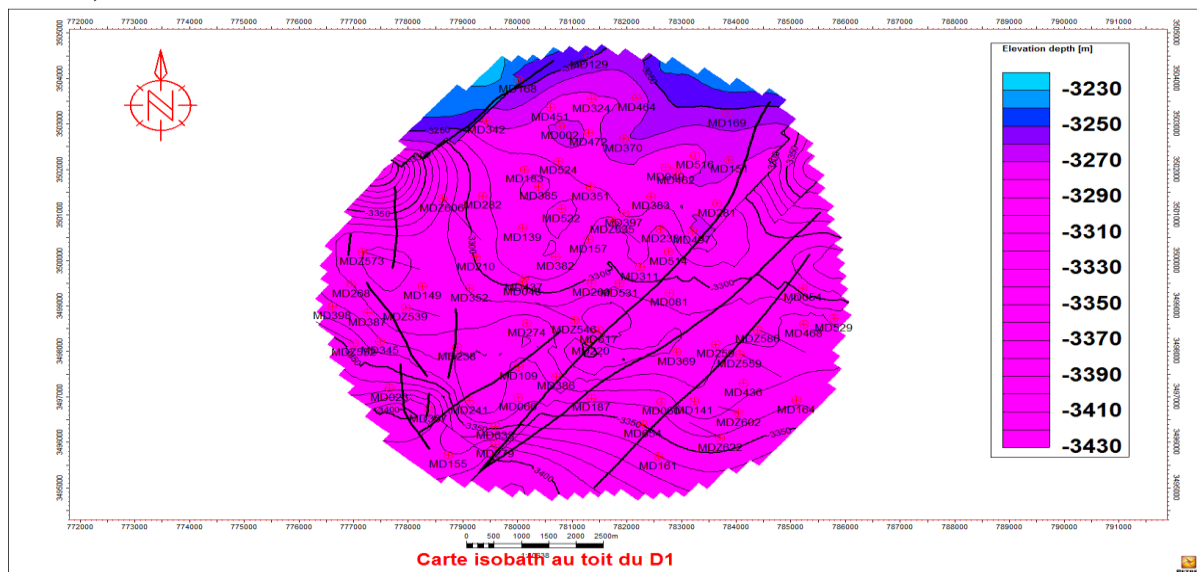


Fig.(16.a) :carte isobathe au toit du D1.

❖ Carte isobathe au toit du D1 :

Cette carte est montrée un monoclinale de direction **NE.SW**, la profondeur de drain D1 varie entre les cotes suivantes : (-3240 et -3390 m), La partie inférieure située au **NE** près du puits MD168, la partie supérieure située au **SW** près du puits MD155 La tendance de la profondeur dans la zone est de direction **NE.SW**.

❖ Carte isopaque au toit du D1 :

L'épaisseur du D1 est uniforme. Elle varie de 24 à 34 m sur la totalité de la zone à l'exception du secteur près du puits MD376 au **Nord** et du secteur près du puits MD386.

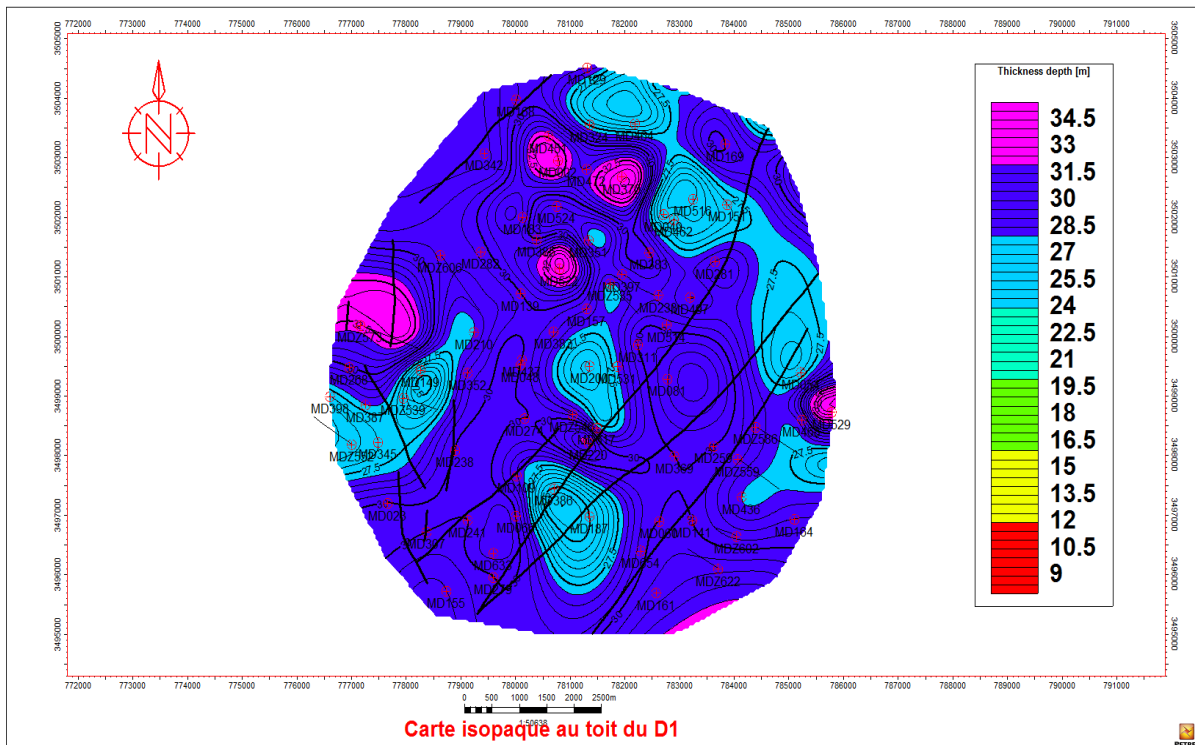


Fig.(16.b) :carte isopaque au toit D1.

II.6.1.7) Drain R2 :

❖ Carte isobathe au toit du R2 :

Cette carte est montrée un monoclinale de direction **NE.SW**, la profondeur de drain R2 varie entre les cotes suivantes : (-3270 et -3430 m), la partie inférieure située au **Nord** près du puits MD129, la partie supérieure située au **SW** près du puits MD155, la tendance de la profondeur dans la zone est de direction **NE.SW**.

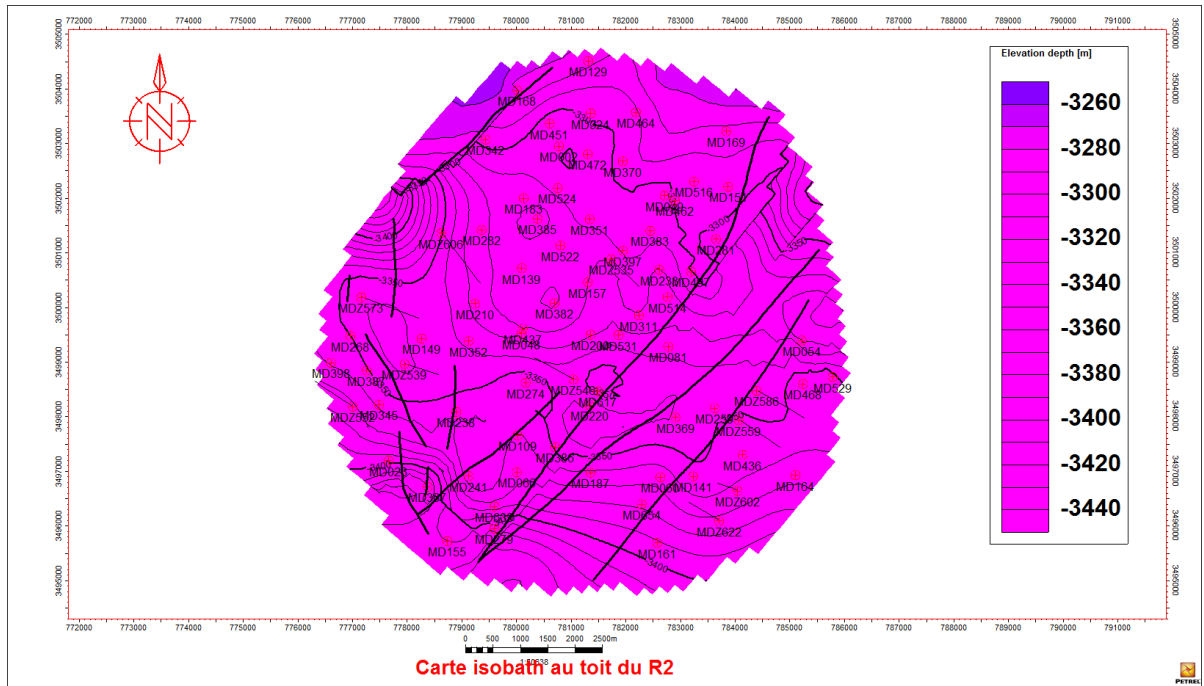


Fig.(17) : Carte isobathe au toit du R2.

Chapitre II :

Apprecu géologique

Chapitre III :

Etude pétrophysique par l'outil géostatistique

III.1) Introduction :

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques d'une roche est nécessaire pour l'étude du réservoir dans le domaine de l'exploitation pétrolière car elles 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.2) Carottage :

Le carottage procure des spécimens intacts de la formation. C'est la seule méthode pour faire des mesures directes sur la roche et connaître les propriétés des fluides contenus.

III.3) Butes de carottage :

La prise d'un échantillon massif (carotte) important procure au géologue :

- ✓ une certitude sur la côte et le terrain.
- ✓ la valeur du pendage.
- ✓ une appréciation de la dureté des terrains (important également pour le foreur).
- ✓ la possibilité de faire des mesures précises, de porosité, perméabilité.
- ✓ la possibilité de reconnaître avec certitude l'âge du terrain par l'étude des fossiles (micropaléontologie).

III.4) Les Types de carottage :

- ✓ Carottage conventionnel (Conventional coring).
- ✓ Carottage avec carottier tube fibre de verre (Fiberglass Inner Tubes).
- ✓ Carottage avec carottier tube aluminium (Aluminium Inner Tubes).
- ✓ Carottier long (Long Barrel Coring).
- ✓ Carottage/forage (Coring While Drilling – Core Drill System – BHI).
- ✓ Carottage dans les formations non consolidées – Posi Close (DBS).
- ✓ Carottage orienté (Oriented Coring et Corienting).

III.5) Les Carottes :

III.5.1) Définition la Carotte :

La carotte est un échantillon de roche de forme cylindrique présentant des diamètres d'une dizaine de centimètres et des hauteurs variables pouvant aller jusqu'à plusieurs mètres, pour des raisons économiques, l'opération d'extraction des carottes est effectuée sur des portions restreintes du puits, elles permettent d'estimer la capacité de la roche à contenir des hydrocarbures « la porosité », et sa capacité à laisser passer ces derniers « la

perméabilités », les carottes permettent d'améliorer la résolution de caractérisation au niveau du centimètres.

III.5.2) Analyse sur la carotte :

Dans le but d'évaluer les propriétés d'un réservoir à hydrocarbures, le Département Roches & réservoirs réalise une caractérisation pétrophysiques partielle (porosité, perméabilité, grain densité ainsi que la saturation en eau et huile), sous une répartition spatiale (verticale et horizontale).

L'analyse conventionnelle des carottes se fait selon les étapes suivantes et dans l'ordre chronologique pour préserver le maximum de plugs.

Les plugs destinés aux mesures de saturations sont coupés sous les dimensions de 1,5'' de diamètre et 1,5'' de longueur avec du gasoil ou pétrole.

III.6) Etape d'échantillonnage :

III .6.1) Opération de pluggage :

Les plugs sont des échantillons à formes cylindriques, prélevés directement sur la carotte à l'horizontale ou à la verticale, servant pour les mesures pétrophysiques. Généralement quatre (04) plugs de diamètre 1pouce par mètre sont prélevés à l'horizontale et un (01) à la verticale pour les mesures pétrophysiques, en ce qui concerne l'échantillonnage pour les mesures de saturation, un (01) plug de diamètre 1 pouce est prélevé pour chaque mètre.

❖ LA PLUGUEUSE :



Fig.(18) : LA PLUGUEUSE .

III.6.1.1) Définition de Plug :

C'est un prélèvement systématique dans les parties gréseuses sous la forme d'un cylindre parfait de 1'' de diamètre et 1,5'' de longueur. **Fig.(19)**



Fig.(19) : La photo montre que chaque 25Cm on fait un plug.

III.6.1.2) Lavage des Plugs :

Les plugs sont lavés avec des solvants organiques afin de mesurer les propriétés physiques naturelles de la roche.

III.6.1.3) Les Fluides de Lavage :

- ❖ Toluène Il permet l'extraction des hydrocarbures et les impuretés contenues dans les pores.
- ❖ Le Méthanol sert à lessiver les sels contenus dans les pores avec le même équipement et de la même manière; quand au temps de lavage, l'observation de la limpidité du solvant avec l'ajout de deux gouttes de nitrate d'argent dans deux centilitre est un indice suffisant pour arrêter le lavage.

Quand les plugs sont imbibés d'hydrocarbures lourds ou matières organiques, le toluène est remplacé par le chloroforme pour mieux laver la roche.

Au cours de la manipulation des solvants organiques l'agent doit porter un masque anti solvant.

III.6.1.4) Séchages :

Les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de 110°C jusqu'à stabilisation du poids. Ensuite les échantillons sont gardés dans un dessiccateur pour leur éviter l'absorption de l'humidité.

A fin de faciliter et d'organiser le travail, les échantillons sont disposés sur un plateau métallique conçu à cet effet.

III.7) Les Paramètres pétrophysiques et Mesure :

La connaissance des paramètres pétrophysiques de la roche réservoir est très nécessaire, pour déterminer sa qualité.

Ces paramètres nous permettent d'évaluer le potentiel pétrolier des différents réservoirs, ainsi que la production optimale des puits Parmi ces paramètres nous citons :

- ❖ La perméabilité (**k**).
- ❖ La porosité (**Φ**).
- ❖ La saturation en huile (**Sh**).
- ❖ La saturation en eau (**Sw**).

III.7.1) Mesure de porosité :

La porosité : correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction (Monicard, 1965). **Fig.(20)**

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \cdot 100$$

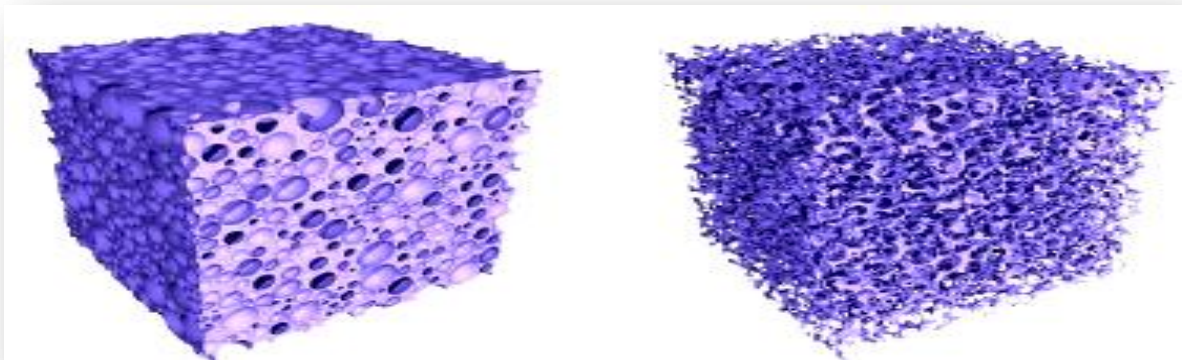


Fig.(20) : La Porosité.

III.7.1.1) Méthodes de mesures :

- ❖ Méthodes directes :

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}$$

$$\phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t}$$

Significations :

- ✓ Φ : porosité [%]
- ✓ V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m³]
- ✓ V_v : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m³]
- ✓ V_s : volume réel des grains [m³]

❖ Méthodes indirectes.

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. **Fig.(21)**

$$F = \frac{a}{\Phi^m} = \frac{R_0}{R_w}$$

Où :

- ✓ **a** : Coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes) ;
- ✓ **m** : Coefficient de sédimentation =2.
- ✓ **F** : Facteur de la formation.
- ✓ **R₀** : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).
- ✓ **Φ** : Porosité utile en %.
- ✓ **R_w** : Résistivité de la formation saturée en eau (Om).

III.7.1.2) 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.7.1.3) Les différents types de porosité :

- ✓ **La porosité utile**
- ✓ **La porosité résiduelle**
- ✓ **La porosité primaire**
- ✓ **La porosité secondaire**



Fig.(21) : ULTRAPOROSIMÈTRE.

III.7.1.4) Classification de la porosité :

- ✓ Porosité moldique (mouldic) .
- ✓ Porosité de fracture (fracture) .
- ✓ Porosité vacuolaire (vug) .
- ✓ Porosité intra granulaire (intra grain) .
- ✓ Porosité inter granulaire (inter grain) .
- ✓ Porosité intra particulaire (intra article) .
- ✓ Porosité inter particulaire (inter article) .
- ✓ Porosité intra cristalline (intra Crystal) .
- ✓ Porosité inter cristalline (inter Crystal) .

III.7.2) Mesure de la perméabilité :

❖ 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). Fig.(22)

$$K = (Mu * Q * L) / (S * Dp).$$

K: est mesurée en darcy ou en milli darcy.

Mu: Viscosité est mesurée en poise ou centi poise

Q : débit constant (mm² /heure).

L : longueur standard de l'échantillon.

S : Surface en (cm²).

Dp : Différence de la pression en (atm).

III.7.2.1) 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 Fig.(23) :

$$K = (C.Q.L.Hw)/(A.D).$$

- ✓ **K** : est mesurée en darcy ou en milli darcy.
- ✓ **C = DP=P2.P1** : constante contrôlée à partir du volume de mercure.
Pour les mesures effectuées à Hassi Messaoud elle est Généralement égale à 60.
- ✓ **Q** : débit constant (mm² /heure).
- ✓ **L** : longueur standard de l'échantillon.
- ✓ **Hw** : 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 diagraphies :

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

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

Avec :

- ✓ C : constante généralement =2.
- ✓ ΔR : changement de la résistivité de R_0 à R_x en ohm.
- ✓ ΔD : changement de la profondeur (en pieds) correspond à ΔR .
- ✓ R_0 : Résistivité de la formation saturée à 100 % d'eau en ohm.
- ✓ ρ_w : densité de l'eau de la formation en gr/cm^3 .
- ✓ ρ_H : densité de l'huile en gr/cm^3 .

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 :

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

Avec :

- ✓ Q : Débit en m^3/s ou en 1/s.
- ✓ μ_o : Viscosité d'huile =0.2cp.
- ✓ B_o : Facteur volumétrique de fond (F V F) d'huile = $1.7m^3/m^3$.
- ✓ m : Pente du graphe $P = f [\log (T+t / t)]$.

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

$$K = Kh/h$$

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.7.2.2) Calcul de la moyenne :

Chapitre III : Etude pétrophysique par l'outil géostatistique

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 :

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

Avec :

K_{moy} : Moyenne géométrique.

III.7.2.3) Les Types des perméabilités :

- ❖ Perméabilité spécifique ou absolue .
- ❖ Perméabilité effective .
- ❖ Perméabilité relative.



Fig.(22) : PERMÉAMÈTRE.



Fig.(23) : ULTRAPERMÉAMÈTRE.

III.7.3) Relation entre la porosité et la perméabilité :

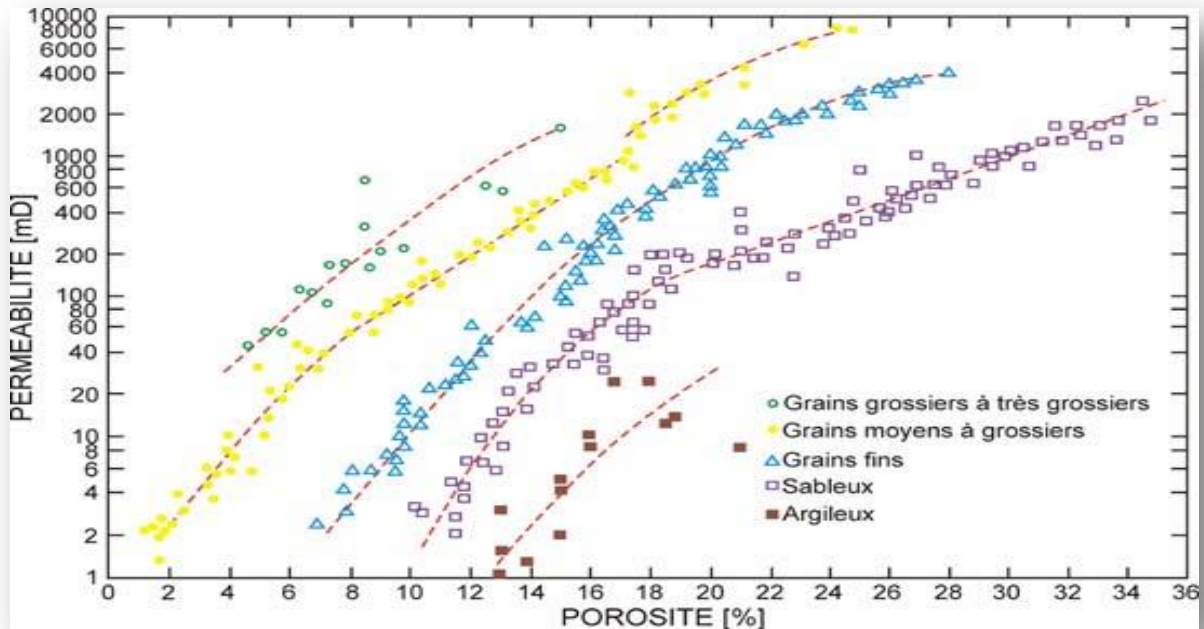


Fig. (24) : Relation entre la porosité et la perméabilité pour différentes tailles de grains (d'après Chilingar, 1964).

III.7.4) La Saturation en eaux :

Elle correspond à la fraction des pores remplis d'eau, le reste du volume poreux contient du pétrole ou du gaz, cette fraction est dite saturation en hydrocarbures.

$$S_w = V_w / V_p$$

V_p : volume des pores .

S_w : saturation en eau.

V_w : volume d'eau .

III.7.5) La Saturation en huile :

La saturation en HC (S_h) correspond à fraction des pores remplis par les HC , elle est donnée par la relation suivante :

$$S_h = (1 - S_w)$$

III.8) Analyse des paramètres pétrophysiques par l'outil géostatistique :

III.8.1) Traitement Statistique sur tout les donnes du réservoir :

III.8.1.1) Analyse de données mono variées :

a) Statistique élémentaire :

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de échantillons pour la perméabilité (K) et la porosité (\emptyset), les résultats obtenus du traitement statistique sont présentés dans le tableau statistique (Tableau.1).

Tableau.(1) : Statistiques des paramètres pétrophysiques à partir des données de carottes du réservoir (Ri+R1) du Cambrien de zone24 (Hassi Messaoud).

	N Actifs	Moy	Médiane	Effectif	Min	Max	Etendue	Variance	Ecart. type
K D5	36	3.46722 2	2.210000	2	0.260 000	13.66 000	13.40000	11.45306	3.38423 7
KD4	36	5.52556 5	5.278487	1	0.243 529	15.66 296	15.41943	14.59883	3.82084 1
KD3	35	5.82742 9	3.430000	1	0.390 000	30.61 000	30.22000	46.24008	6.80000 6
KD2	31	11.4016 1	5.850000	1	0.730 000	80.64 000	79.91000	236.9509	15.3932 1
KID	26	7.27461 5	5.635000	1	0.880 000	38.08 000	37.20000	58.07771	7.62087 3
KD1	17	6.15764 7	4.380000	1	0.050 000	18.60 000	18.55000	29.12473	5.39673 3
POR D5	36	5.03944 4	4.860000	2	1.730 000	7.660 000	5.930000	2.189343	1.47964 3
POR D4	36	5.67055 6	5.860000	1	3.010 000	11.36 000	8.350000	3.312554	1.82004 2
POR D3	36	6.93972 2	6.760000	2	3.620 000	11.43 000	7.810000	2.995317	1.73069 8
POR D2	31	7.31387 1	7.240000	2	3.240 000	12.83 000	9.590000	3.649771	1.91043 7
POR ID	26	7.52846 2	7.655000	2	4.580 000	10.48 000	5.900000	1.890598	1.37499 0
POR D1	17	9.05235 3	9.130000	1	4.750 000	11.04 000	6.2900	2.187369	1.47897 6

b) Etude de la distribution des données paramètres pétrophysiques :

L'étude de la distribution des données des paramètres pétrophysiques a été effectuée à l'aide des graphes de probabilités.

❖ **La perméabilité (K) du drain D5 :** Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité **Fig.(25.a)** montre un seule point d'inflexion au niveau de la valeur 2 md. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 2 md, cette classe représente 70 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de

perméabilité (K) qui dépassent les 2 md constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 30 % des échantillons.

- ❖ **La porosité (\emptyset) du drain D5 :** Le graphe de probabilité des données de la porosité **Fig.(25.b)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.

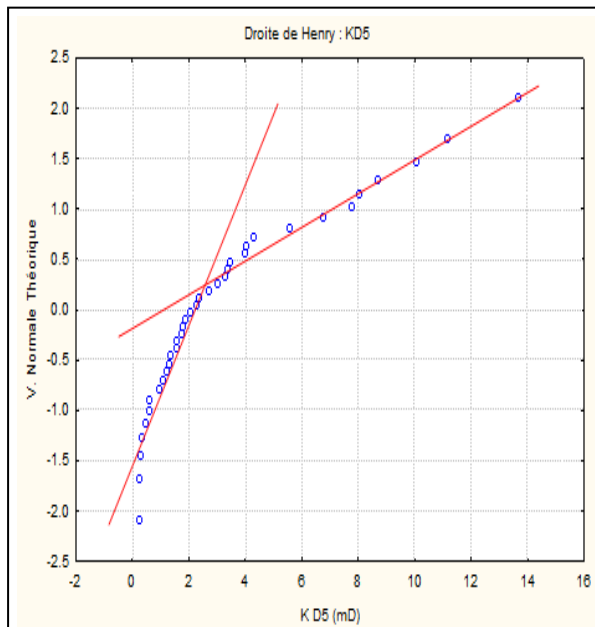


Fig.(25.a) : graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D5.

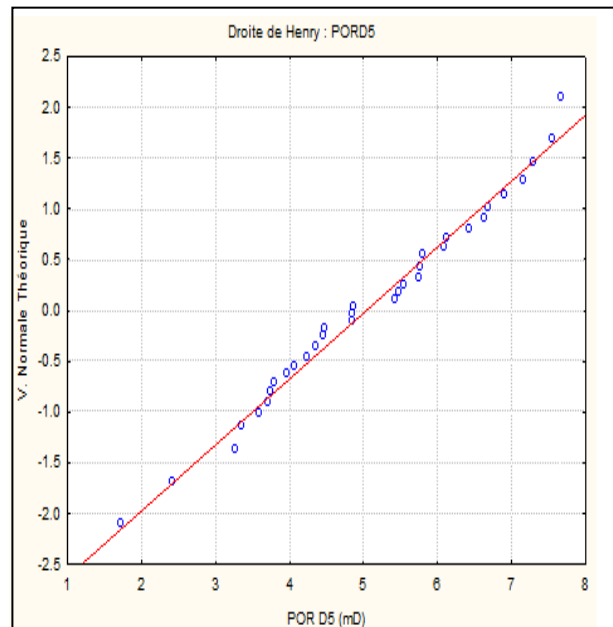


Fig.(25.b) : graphe de probabilités des données porosité(\emptyset) D5 .

- ❖ **La perméabilité (K) du drain D4 :** Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité **Fig.(26.a)** montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 2 md. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 2 md, cette classe représente 20 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 2 md constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 80 % des échantillons.
- ❖ **La porosité (\emptyset) du drain D4 :** Le graphe de probabilité des données de la porosité **Fig.(26.b)** montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 4.5 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par échantillons ayant des valeurs inférieures à 4.5 % représente 30 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons la porosité dépassent les 4.5 %. cette classe représente 70 % des échantillons.

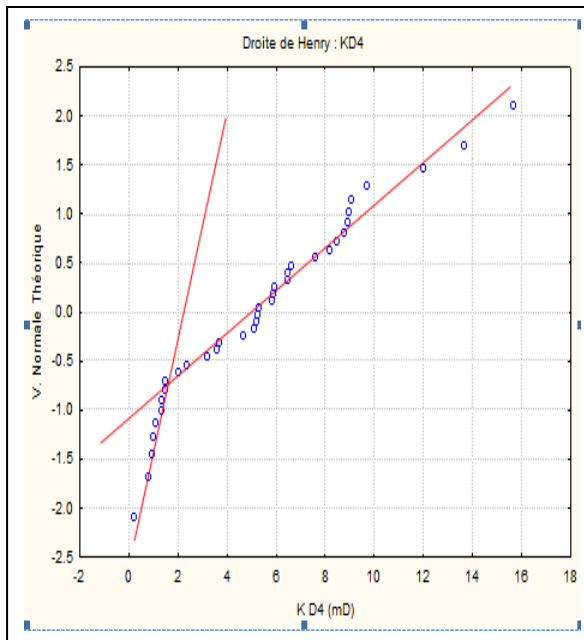


Fig.(26.a) : graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D4.

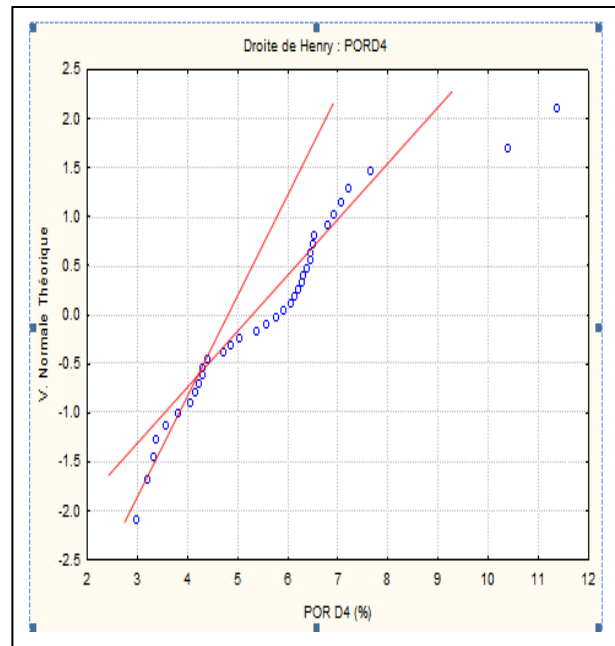


Fig.(26.b) : graphe de probabilités des données porosité(Ø) D4 .

❖ **La perméabilité (K) du drain D3 :** Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité **Fig.(27.a)** montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 5 md. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 5 md, cette classe représente 90 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 5 md constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 10 % des échantillons.

❖ **La porosité (Ø) du drain D3 :** Le graphe de probabilité des données de la porosité **Fig.(27.b)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.

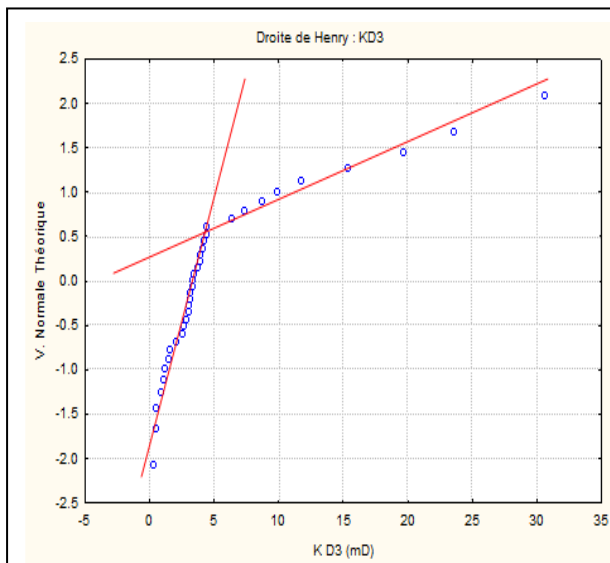


Fig.(27.a) : graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D3.

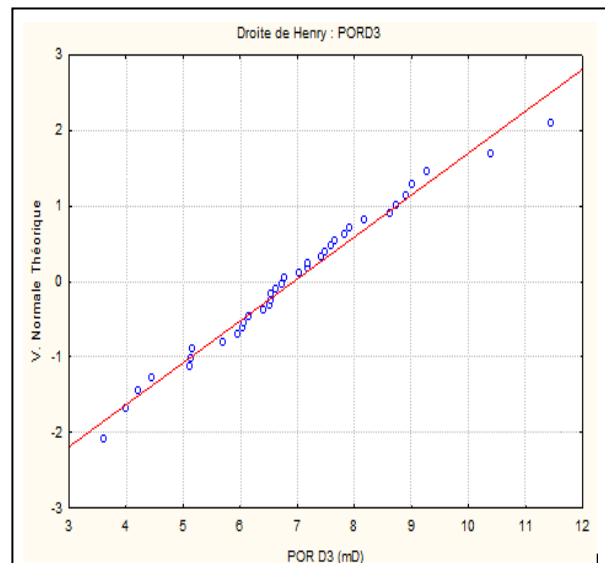


Fig.(27.b) : graphe de probabilités des données porosité(Ø) D3 .

- ❖ **La perméabilité (K) du drain D2 :** Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité **Fig.(28.a)** montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 8 md. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 8 md, cette classe représente 60 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 8 md, constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 40 % des échantillons.
- ❖ **La porosité (Ø) du drain D2 :** Le graphe de probabilité des données de la porosité **Fig.(28.b)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.

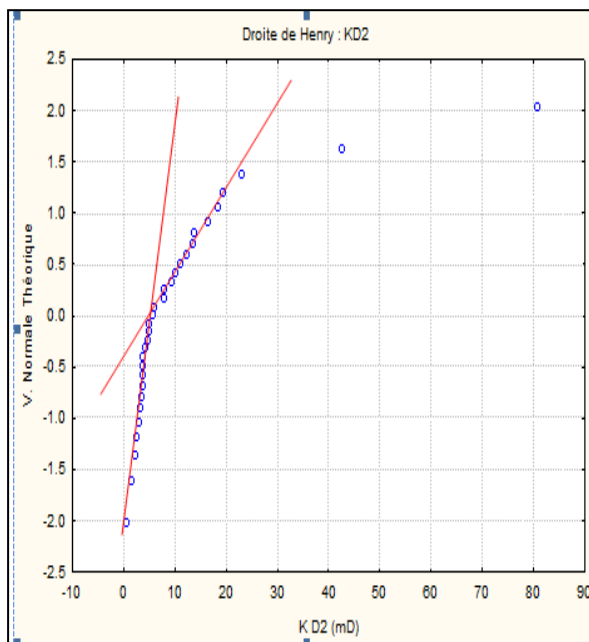


Fig.(28.a) : graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D2.

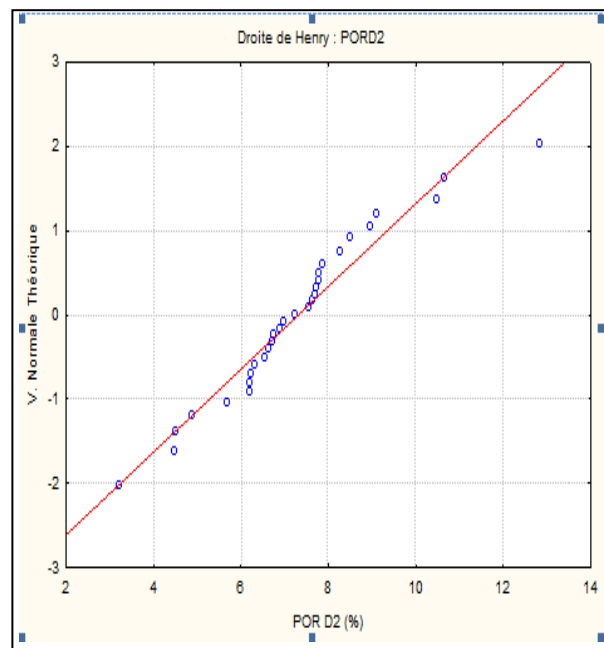


Fig.(28.b) : graphe de probabilités des données porosité(Ø) D2 .

- ❖ **La perméabilité (K) du drain ID:** Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité **Fig.(29.a)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.
- ❖ **La porosité (Ø) du drain ID:** Le graphe de probabilité des données de la porosité **Fig.(29.b)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.

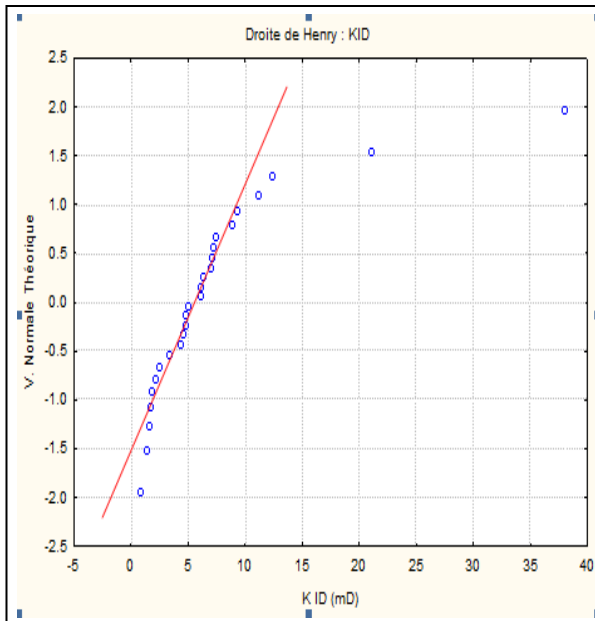


Fig.(29.a) : graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) ID.

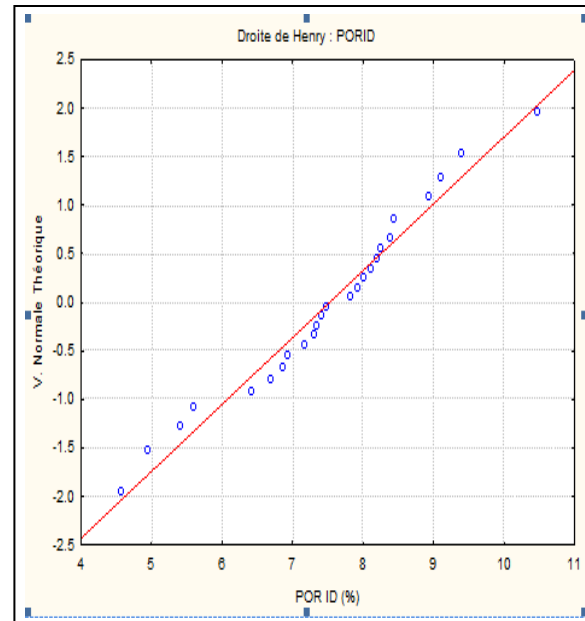


Fig.(29.b) : graphe de probabilités des données porosité(\emptyset) ID .

- ❖ **La perméabilité (K) du drain D1 :** Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité **Fig.(30.a)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.
- ❖ **La porosité (\emptyset) du drain D1 :** Le graphe de probabilité des données de la porosité **Fig.(30.b)**, ne montre pas de nets points d'inflexion.

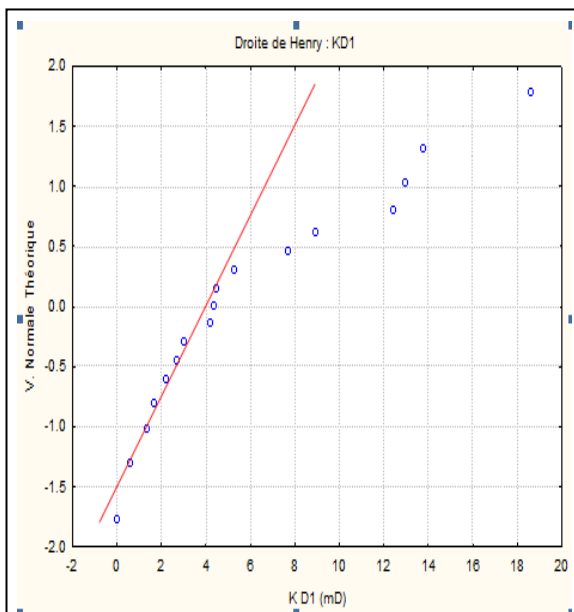


Fig.(30.a) : graphe de probabilités des données de la perméabilité (K) D1.

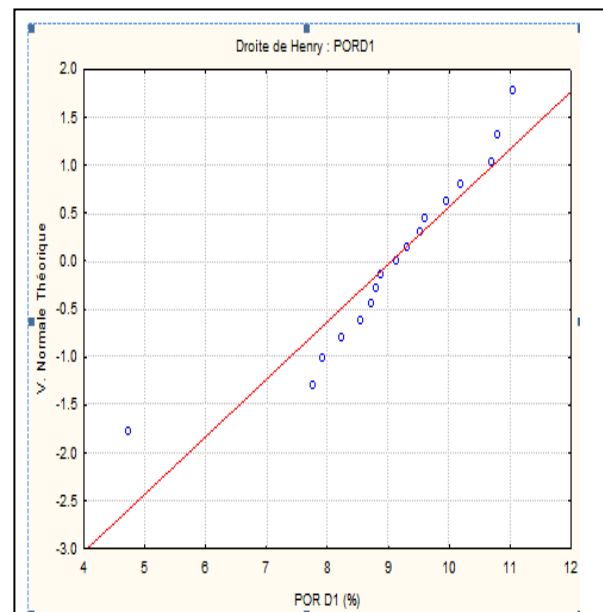


Fig.(30.b) : graphe de probabilités des données porosité(\emptyset) D1 .

III.8.1.2) Analyse de données bi variées :

Tableau.(2) : Coefficient de Corrélation entre la Perméabilité et la Porosité Pour chaque drain .

	D5	D4	D3	D2	ID	D1
Coefficient de Correlation	0.15 Pas de Corrélation	0.53	0.12	0.30 Pas de Corrélation	. 0.24 Pas de Corrélation	0.18

III.8.2) Etude Géostatistique :

III.8.2.1) Méthodologie :

III.8.2.1.1) Architecture et compilation de données :

L'étude géostatistique de la zone 24 du Champ Hassi Messaoud a été faite pour chacun des drains séparément. Les drains qui font l'objet de la présente étude sont D5, D4, D3, D2, D1. Le drain R2 n'a pas été l'objet de l'étude géostatistique du faite que la masse de données n'a pas été suffisante. Un fichier de données sur support informatique a été établi pour chacun des drains de réservoir. Chaque fichier contient les valeurs moyennes dans chaque sondage en paramètres pétrophysiques (perméabilité (k), porosité (\emptyset)). Au total 19 sondages carottant ont été utilisés pour ce travail, la localisation des sondages utilisée a été faite **Fig.(31)**.

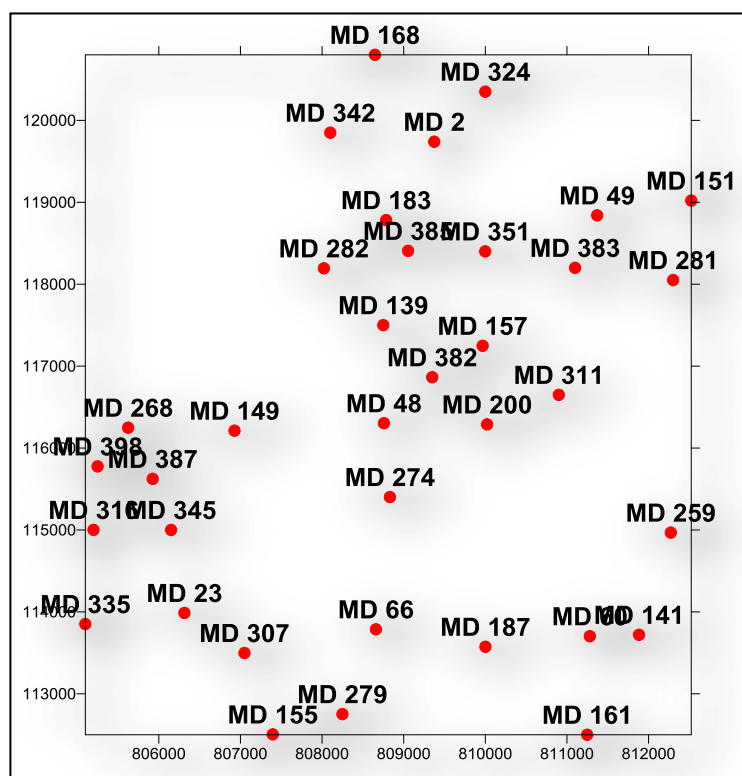


Fig.(31) : Plan d'implantation des sondages utilisés dans l'étude géostatistique.

III.8.2.1.2) Méthodologie de l'étude variographique :

Les variogrammes omnidirectionnels à deux dimensions (2D) ont été construits et ajustés. Ces variogrammes ont été calculés, dans la direction 0° avec une tolérance de $\pm 90^\circ$ Fig.(32).

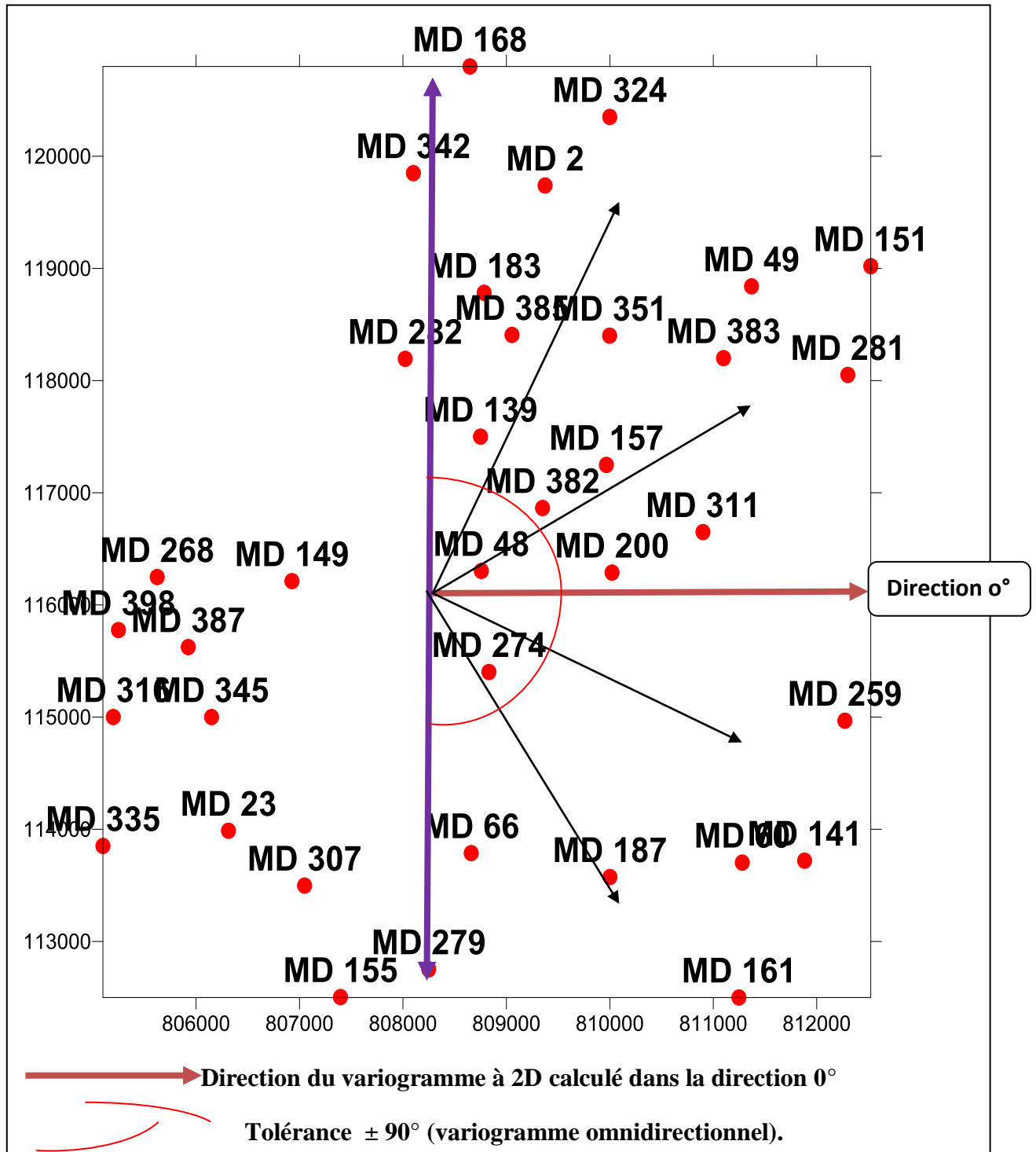


Fig.(32) : Procédure de calcul des couples des paramètres pétrophysiques des sondages pour la construction du variogrammes omnidirectionnels à 2D de la zone 24 du champ Hassi Messaoud.

III.8.2.2) Variographie des données pour chaque drain :

III.8.2.2.1) Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D5 (réservoir Ri) :

a) Perméabilité (k) :

Le variogramme omnidirectionnel de la Perméabilité (k) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique avec une portée $a = 2240$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 1,32$ (md)² et d'un palier $C = 10,8$ (md)² Fig.(33.a).

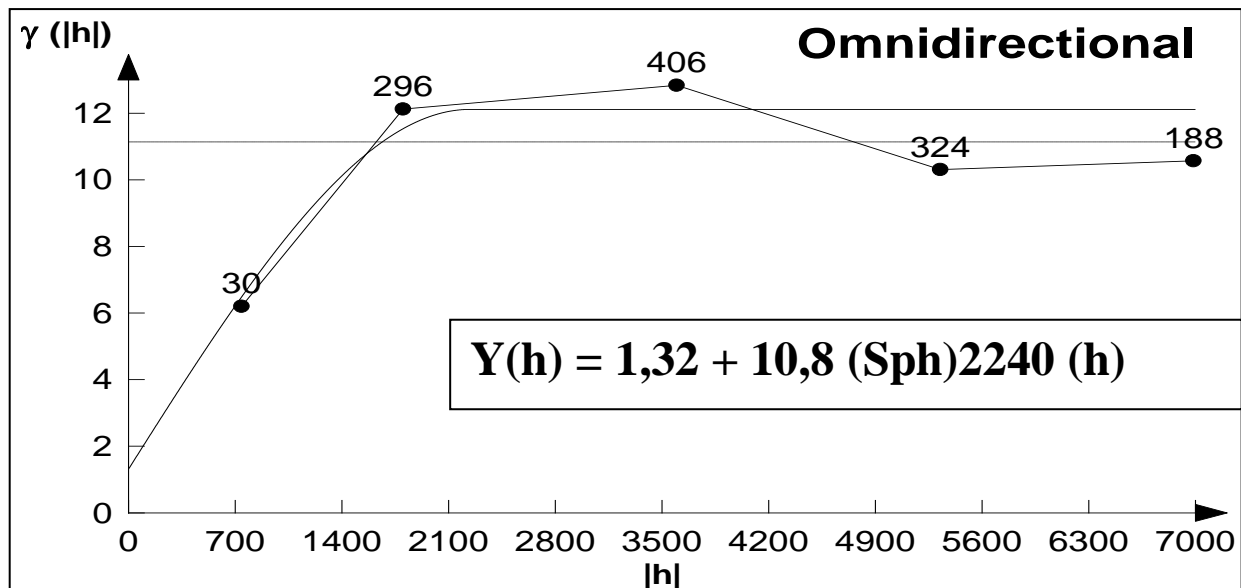


Fig.(33.a):Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D5 (réservoir Ri).

b) Porosité (\emptyset) :

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (\emptyset) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation gaussien avec une portée $a = 3920$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 1,034$ (%)² et d'un palier $C = 1,32$ (%)² Fig.(33.b).

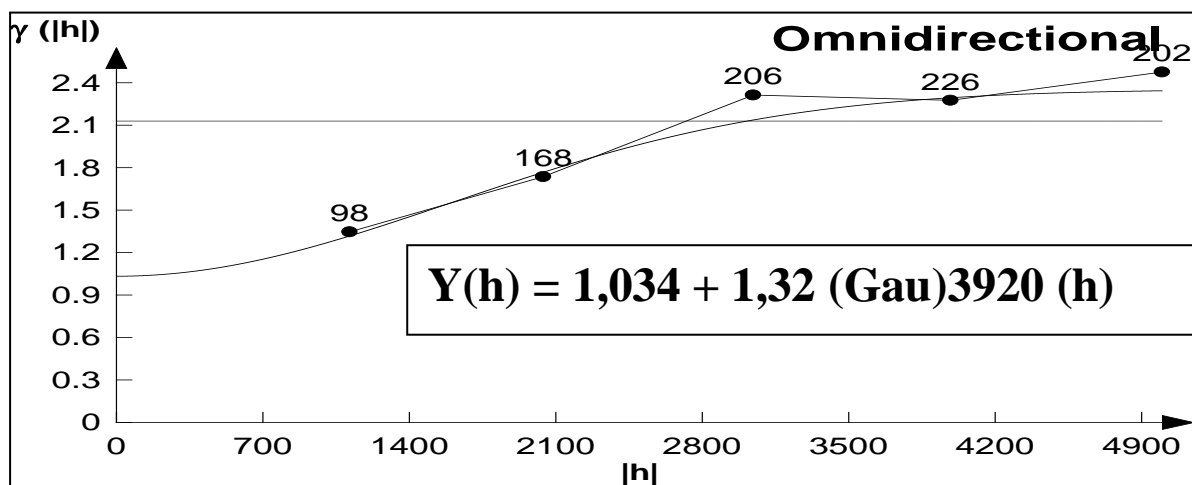


Fig.(33.b):Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D5 (Ri) .

III.8.2.2.2) Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D4 :

a) Perméabilité :

Le variogramme omnidirectionnel de la Perméabilité (k) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique avec une portée $a = 2108$ (m), d'un effet de pépité $C_0 = 4,65$ (md)² et d'un palier $C = 9,75$ (md)² Fig.(34.a).

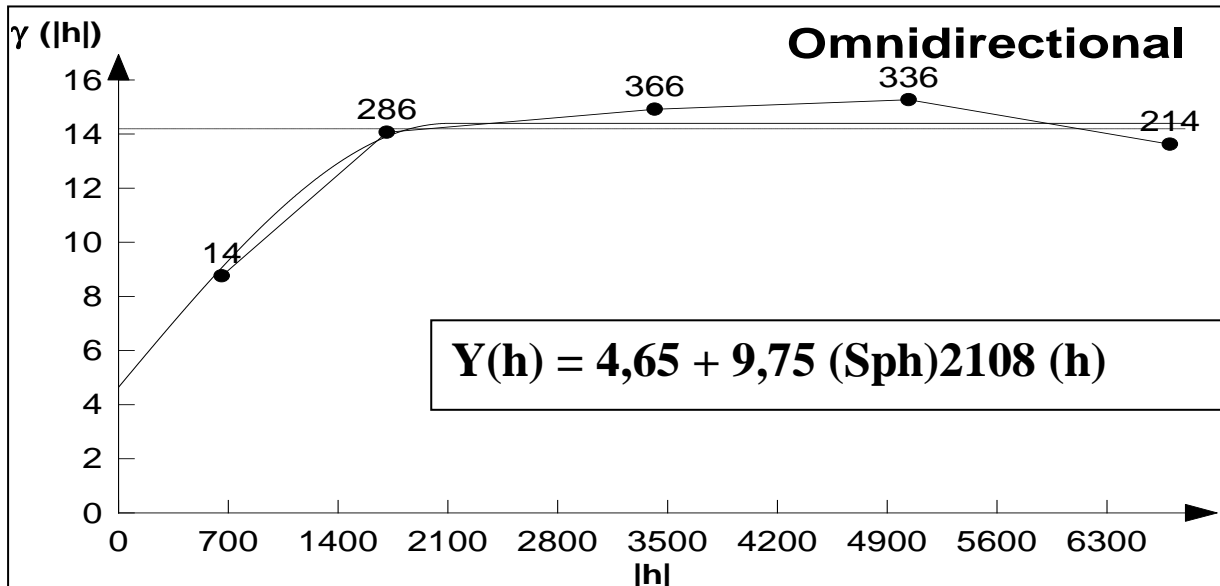


Fig.(34.a):Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D4.

b) Porosité (\emptyset) :

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (\emptyset) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique avec une portée $a = 2100$ (m), d'un effet de pépité $C_0 = 0,858$ (%)² et d'un palier $C = 2,376$ (%)² Fig.(34.b).

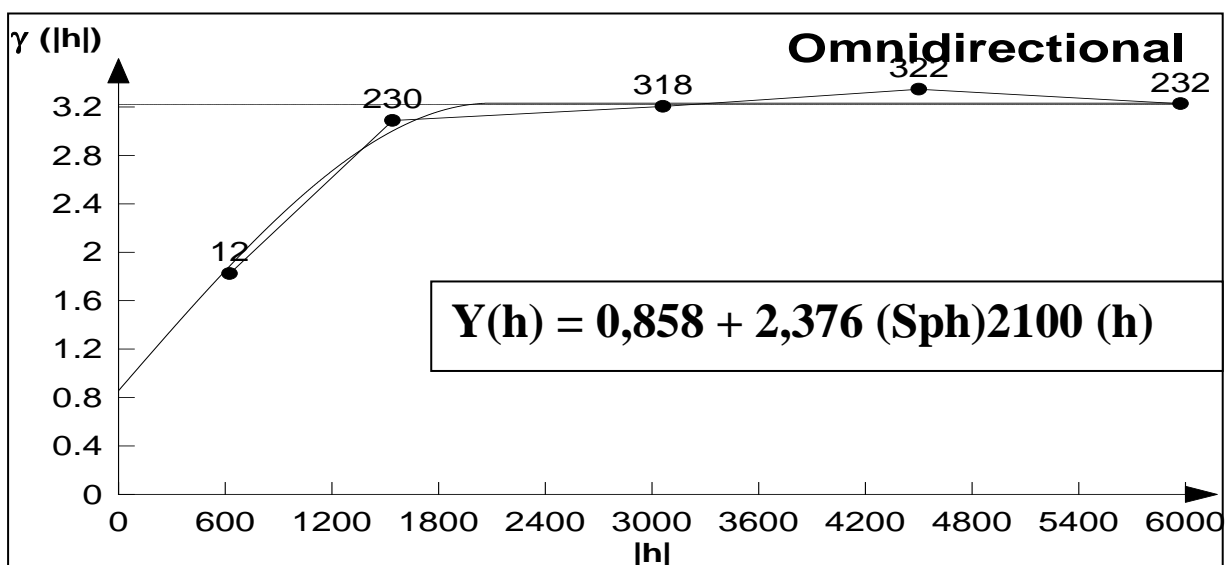


Fig.(34.b) :Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D4.

III.8.2.2.3) Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D3 :

a) Perméabilité :

Le variogramme omnidirectionnel de la Perméabilité (k) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique avec une portée $a = 2772$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 7,6485$ (mD)² et d'un palier $C = 45$ (mD)² Fig.(35.a).

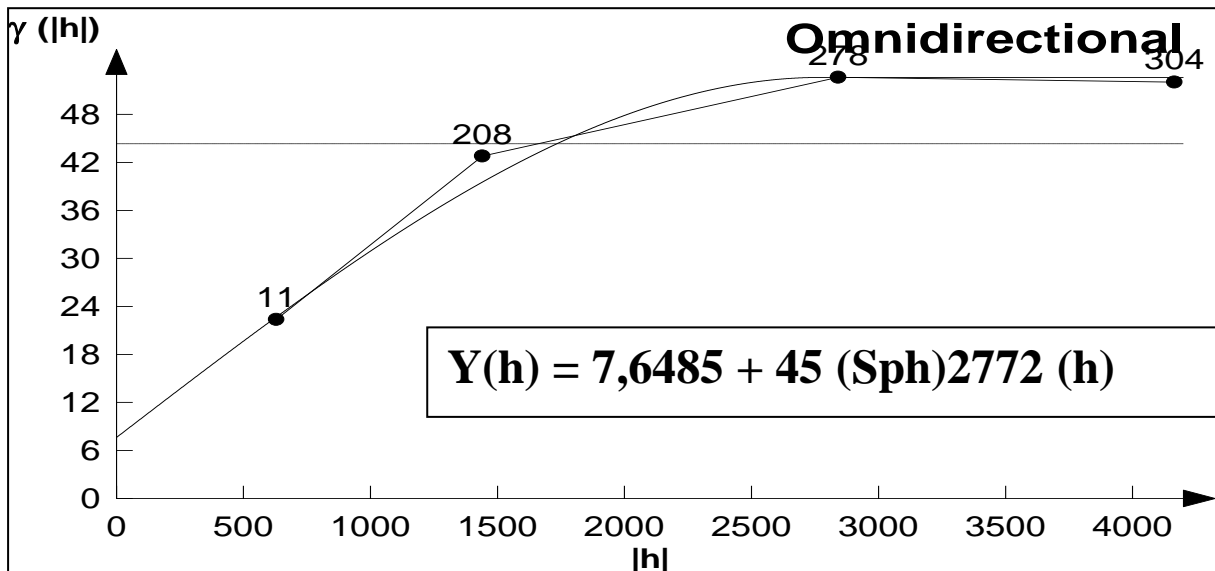


Fig.(35.a) :Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D3.

b) Porosité (\emptyset) :

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (\emptyset) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation gaussien avec une portée $a = 3632$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 0,196$ (%)² et d'un palier $C = 8,62$ (%)² Fig.(35.b).

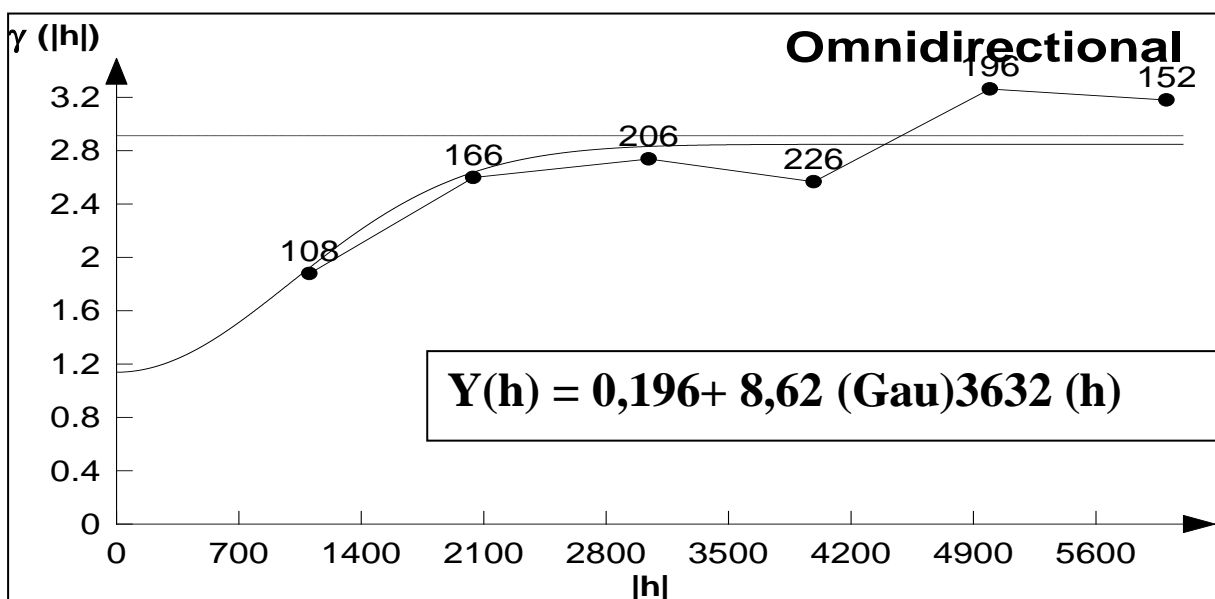


Fig.(35.b) :Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D3.

III.8.2.2.4) Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D2 :

a) Perméabilité :

Le variogramme omnidirectionnel de la Perméabilité (k) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation Exponentielle avec une portée $a = 5984$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 87,4$ (md)² et d'un palier $C = 147,2$ (md)² Fig.(36.a).

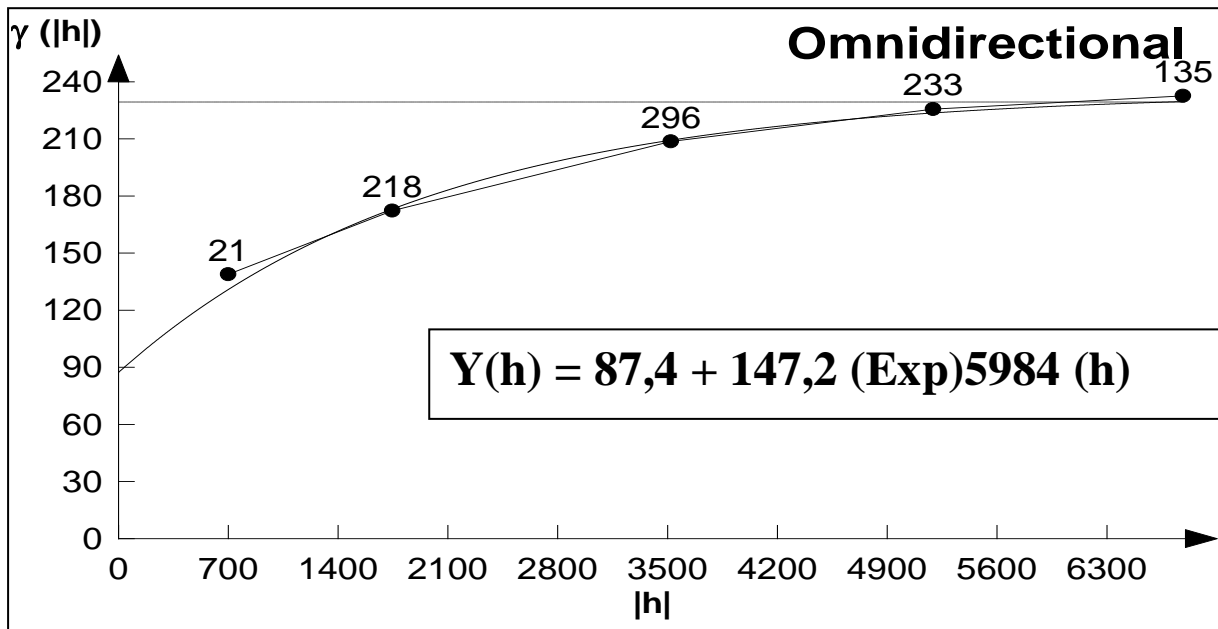


Fig.(36.a). :Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D2.

b) Porosité (\emptyset) :

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (\emptyset) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique avec une portée $a = 2400$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 1,404$ (%)² et d'un palier $C = 2,196$ (%)² Fig.(36.b).

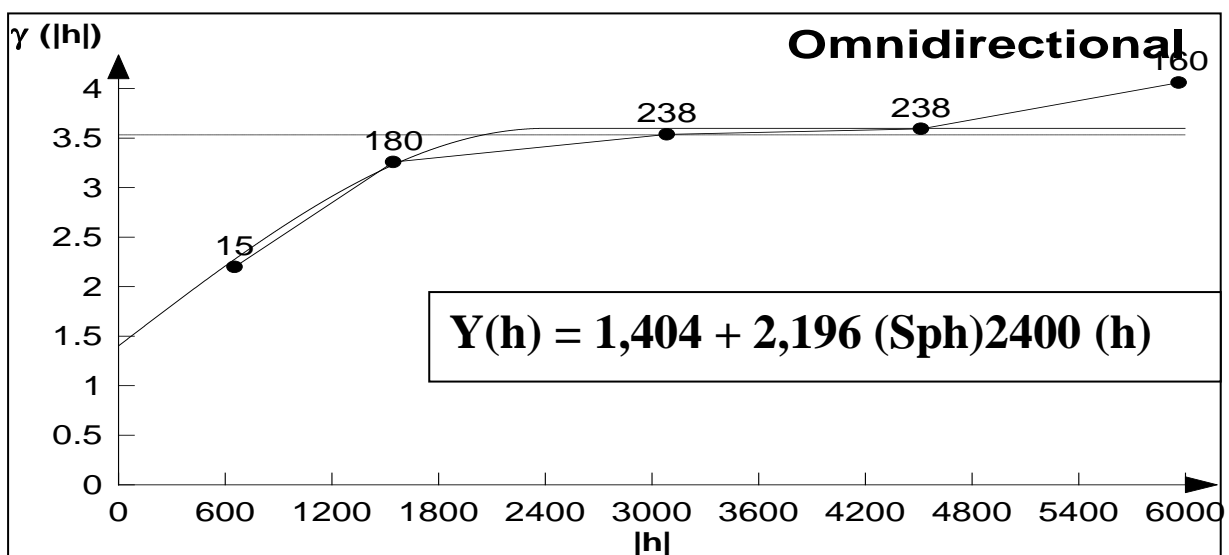


Fig.(36.b) :Graphe de variogramme de porosité (\emptyset) et son ajustement du drain D2.

III.8.2.2.5) Variographie des paramètres pétrophysiques du drain ID:

a) Perméabilité :

Le variogramme omnidirectionnel de la Perméabilité (k) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation gaussien avec une portée $a = 2100$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 5,6$ (md)² et d'un palier $C = 56$ (md)² Fig.(37.a).

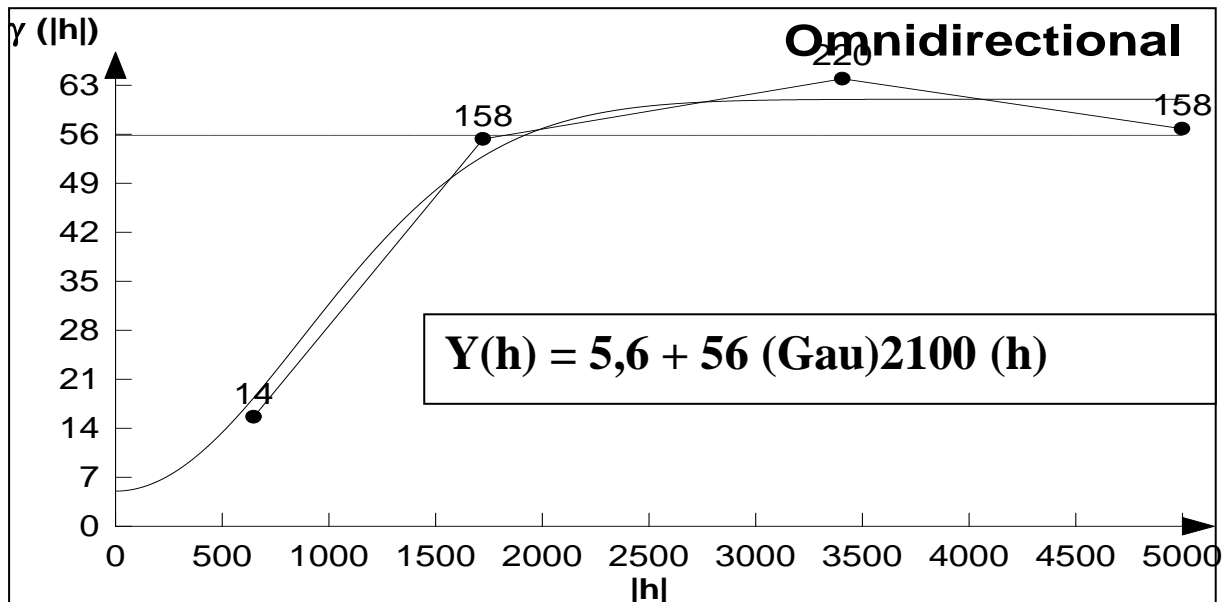


Fig.(37.a) :Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain ID.

b) Porosité (Ø) :

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (Ø) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation Exponentielle avec une portée $a = 4560$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 0,532$ (%)² et d'un palier $C = 1,634$ (%)² Fig.(37.b).

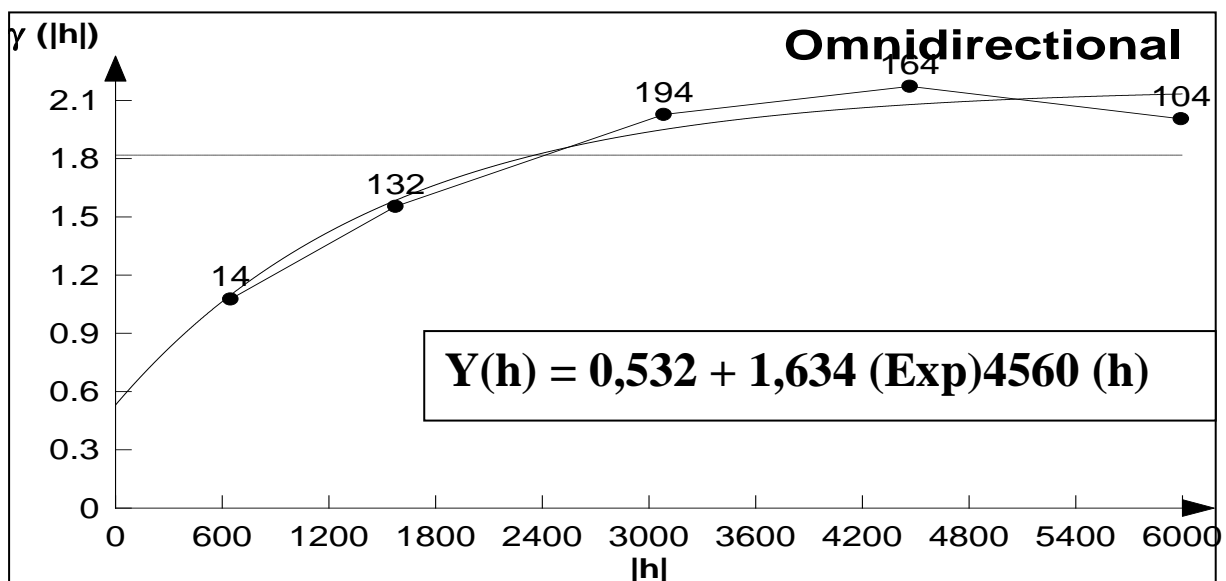


Fig.(37.b):Graphe de variogramme de porosité (Ø) et son ajustement du drain ID.

III.8.2.2.6) Variographie des paramètres pétrophysiques du drain D1 :

a) Perméabilité :

Le variogramme omnidirectionnel de la Perméabilité (k) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation gaussien avec une portée $a = 2089,87$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 1,12$ (md)² et d'un palier $C = 28$ (md)² Fig.(38.a).

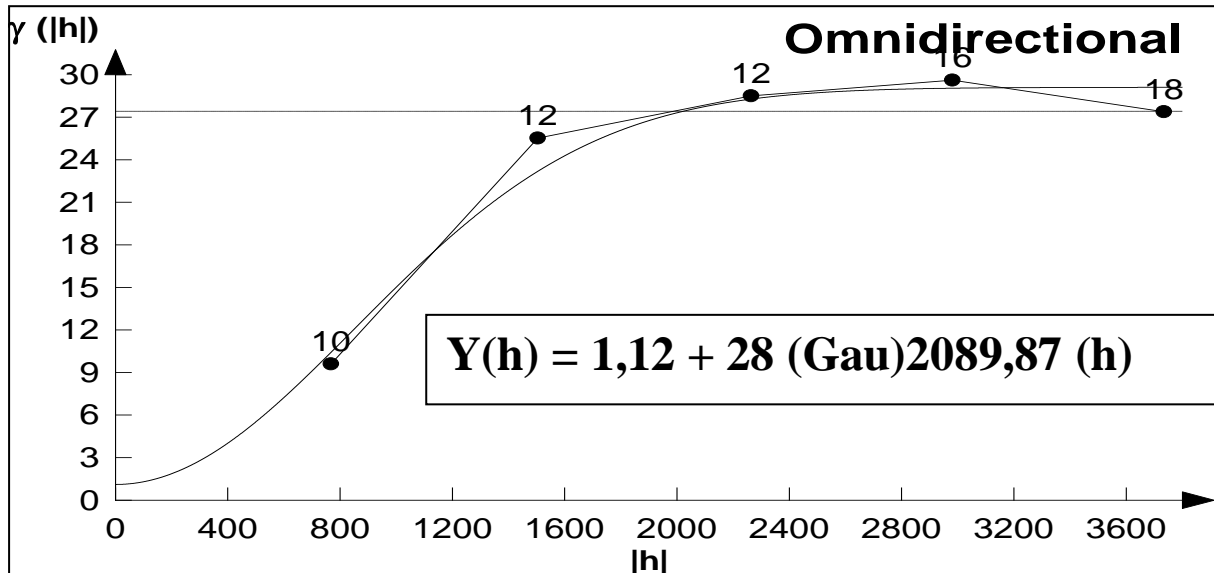


Fig.(38.a):Graphe de variogramme de Perméabilité (k) et son ajustement du drain D1.

b) Porosité (Ø) :

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (Ø) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation gaussien avec une portée $a = 2116$ (m), d'un effet de pépite $C_0 = 0,189$ (%)² et d'un palier $C = 2,1$ (%)² Fig.(38.b).

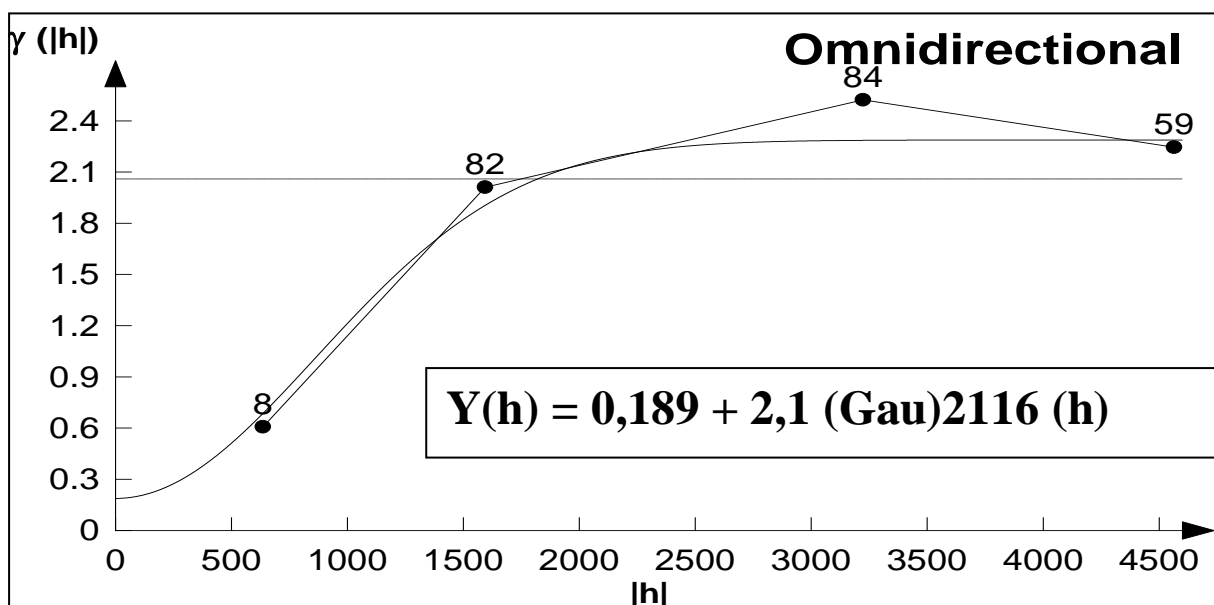


Fig.(38.b) :Graphe de variogramme de porosité (Ø) et son ajustement du drain D1.

III.8.3) Cartographie des Paramètres Pétrophysiques (k , Ø) :

III.8.3.1) Statistiques des résultats de krigeage de chaque drain :

Une étude statistique de chaque drain a été établie, afin de déterminer les paramètres statistiques des blocs krigés, et montrent les caractéristiques suivantes :

III.8.3.1.1) Perméabilité :

a) Drain D5 :

Ce drain est caractérisé généralement par une perméabilité (k) faible, elle est en moyenne dans le drain de 1,20 à 10,59 md, à l'exception des secteurs près des puits **MD282** au **NW** et **MD279** au **Sud** de l'ordre de 7,69 à 28,8 md. **Fig.(39)**

b) Drain D4 :

Sur cette carte on remarque la variabilité sur le Drain entre (2,58 à 9,51 md) : on peut observer que la distribution de la perméabilité présente une grande hétérogénéité, à l'exception de deux secteurs : **Fig.(39)**

. La valeur maximale de la perméabilité dans le secteur près des puits **MD324** au **Nord**, **MD351** au **centre**, **MD268** à l'**Ouest**, **MD279** au **Sud**, et **MD60** au **SE** d'une valeur de 7,69 à 28,82 md

. La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur aux alentours des puits **MD274** au **Centre**, **MD187** au **Sud** et **MD183** au **Nord** est de 0 à 3,98 md.

c) Drain D3 :

Sur cette carte on remarque la variabilité sur le drain entre (1.64 à 23.54 md) , on peut observer une grande variabilité de la perméabilité, à l'exception de deux secteurs : **Fig.(39)**

. La valeur maximale de la perméabilité est de 7,69 à 28,82 md enregistré près des puits **MD268** au **West**, **MD324** au **Nord**, **MD281** au **Est**, **MD274** au **Centre**, et **MD66** au **Sud**

. La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur est de 0 à 3,98 md observé près des puits **MD342** au **Nord**, **MD200** au **Centre**, et **MD279** au **Sud**.

d) Drain D2 :

La carte en iso.perméabilité du réservoir **D2** montre que la perméabilité est généralement très élevée varie de 6,18 à 28,82 md, à l'exception de deux secteurs : **Fig.(39)**

. La valeur moyenne de la perméabilité dans le secteur est près des puits **MD282** au **Nord** et **MD335** **SW** de 6,84 à 7.69.

. La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur est près des puits **MD183** au **Nord** et **MD 316** au **SW** de 5,26 à 6,84.

e) Drain ID :

Sur cette carte la perméabilité est hétérogène, elle est variée de 0 à 17,26 md. **Fig.(39)**

. La valeur maximale de la perméabilité dans le secteur est près des puits **MD2** et **MD168** au **Nord**, et **MD382** au **Centre** de 7,69 à 28,82.

.. La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur est près des puits **MD316** au **SW**, **MD274** au **Sud**, et **MD259** au **SE** de 0 à 3.98.

f) **Drain D1 :**

La perméabilité (k) sur cette carte est très variable engendré par l'anisotropie de ce paramètre, elle varie de 0 à 28,82 md. **Fig.(39)**

.La valeur maximale de la perméabilité dans la secteur est de 7,69 à 28,82 md mesurée près des puits **MD342 ,MD168** au **Nord** , **MD274** et **MD66** au **Centre**

. La valeur minimale de la perméabilité dans la secteur est de 0 à 3,98 md près des puits **MD187** au **Sud** , **MD351** au **NE** , et **MD282** au **Centre**.

III.8.3.1.2) porosité :

a) **Drain D5 :**

sur cette carte la distribution de la porosité est généralement homogène avec des valeurs très faible, elle varie de 4.47 à 6.46%. **Fig.(40)**

b) **Drain D4 :**

sur cette carte la variabilité de la porosité est entre 4.47à10.28%, et la distribution de la porosité est pseudo. homogène, à l'exception deux secteurs : **Fig.(40)**

. A l'**Est** aux alentours du puits **MD281** d'une valeur de 7,25 à 10,28 %.

. A le **Centre** aux alentours du puits**MD351**. d'une valeur de 7,25 à 10 ,28 %.

c) **Drain D3 :**

La carte en iso. porosité du D3 est varié de 4.47 à 10.28, elle montre que la zone 24 est occupée par deux zones de bonne porosité : **Fig.(40)**

. La 1^{ère} au **NE** de la zone près des puits **MD49, MD151,MD281 ,MD383, MD351 , MD259, MD311**. De l'ordre de 7,25 à 10,28%.

. La 2^{ème} au le **SW** de la zone près du puits **MD268,MD398 ,MD316.**, de l'ordre de 7,25 à 10,28%.

La valeur minimale de la porosité dans la secteur est près des puits**MD282 , MD48,MD274,MD66,MD187,MD161** au la direction **NW.SE**. De l'ordre de 4,47 à 6,46 %.

d) **Drain D2 :**

Ce drain est caractérisé par une porosité (\emptyset) , elle est en moyenne dans le drain de 4.47 à 10.28 % , et la distribution de la porosité est hétérogène et élevé, à l'exception de la secteur suivants : **Fig.(40)**

. La valeur minimale de la porosité dans la secteur est près des puits **MD282** au **Centre** ,et **MD187 MD345** au **Sud**. De l'ordre de 4,47 à 6,46%.

e) **Drain ID :**

Sur cette carte les valeurs de la porosité est varié de 4.47 à 10.28%, et la distribution de la porosité est pseudo.homogène et très élevé à l'exception deux secteurs : **Fig.(40)**

. A le **Nord** aux alentours du puits **MD2** et **MD83**. De 6,96 à 7,25 %.

. A le **Sud** aux alentours du puits **MD274, MD66, MD187**.De 6,74 à 6.96 %.

f) **Drain D1 :**

Sur cette carte la distribution de la porosité est pseudo. homogène et très élevé, elle est varié de 7.24 à 10.28 %.**Fig.(40)**

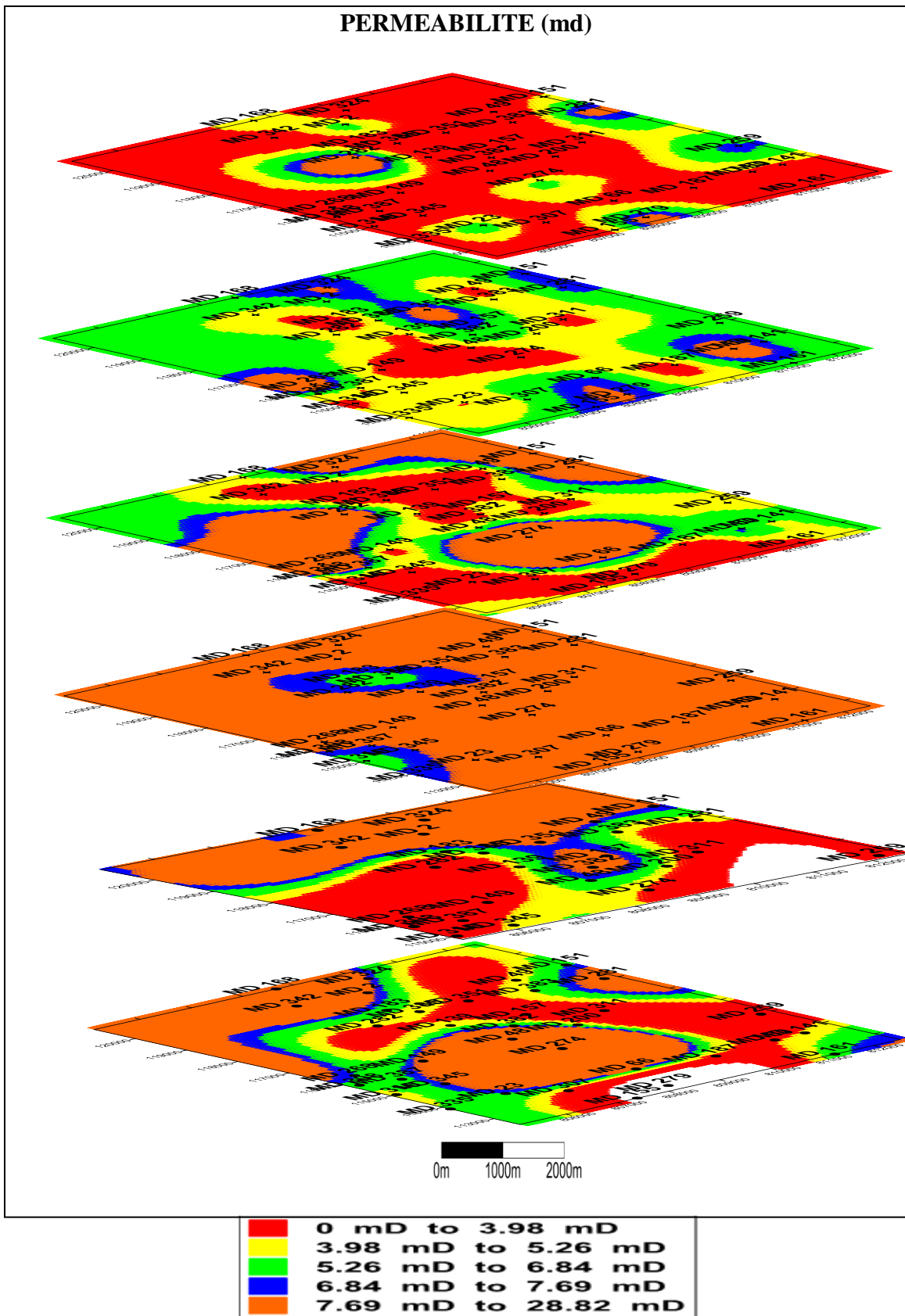


Fig.(39) : Cartographie des résultats de krigeage par drain du réservoir (Ri+Ra) de la zone 24(Champ de HMD)

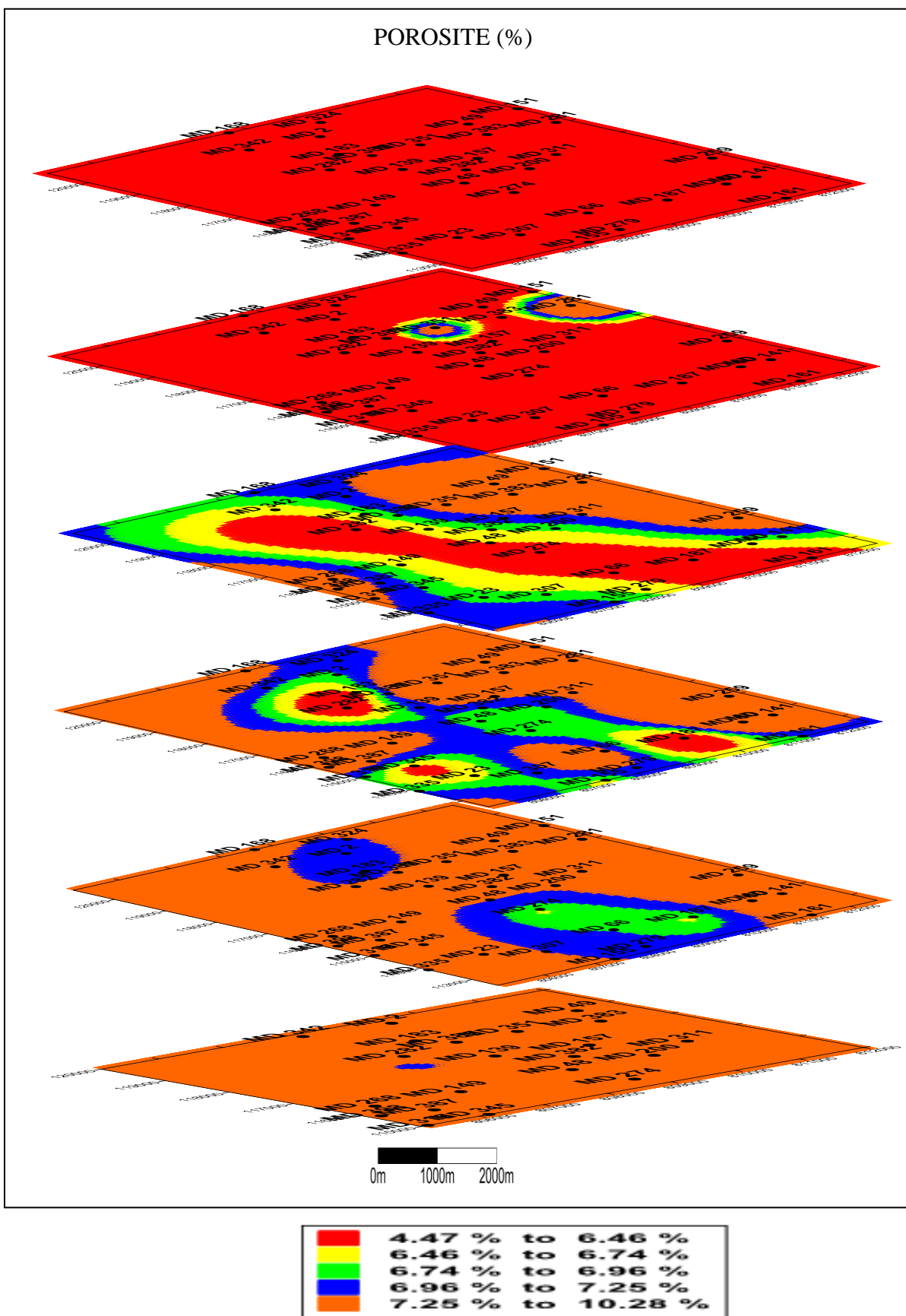


Fig.(40) : Cartographie des résultats de krigeage par drain du réservoir (Ri+Ra) de la zone 24(Champ de HMD)

IV. Conclusion :

A l'issue de ce chapitre on a dressé les cartes de variation spatiales des paramètres de perméabilité et porosité pour les six drains composant notre réservoir, le traçage de ces cartes a été fait après un traitement géostatistique des données afin d'optimiser le maximum possible de calcul et le traitement des données.

Les résultats obtenus montrent que les drains qui présentent un intérêt pétrolier sont :

- ❖ **D2** : épaisseur variée (19 à 30 m), perméabilité moyenne (13,32 md), porosité moyenne (7.44%).
- ❖ **D1** : épaisseur variée (24 à 34 m), perméabilité (10,58 md), porosité (8,85%).

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Le champ de Hassi Messaoud se situe dans la province triasique, au Nord-Est du Sahara algérien , actuellement le champ est divisé en 25 zones de production selon la pression de gisement.

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien.

Le réservoir Cambro-ordovicien de Hassi Messaoud comprend les niveaux suivants:

1- Réservoirs Ordoviens : Quartzites de Hamra, Les grés d'El Atchane.

2- Réservoirs Cambriens : (R_i+R_a+R₂+R₃).

Le traçage de ces carte à été fait après un traitement géostatistique des données afin d'optimiser le maximum possible de calcule et le traitement des données .

Les résultats obtenus montrent que les drain qui présent un intérêt pétrolière sont :

- **D2 :** épaisseur variée (19 à 30 m), perméabilité moyenne (13,32 md), porosité moyenne (7.44%).
- **D1 :** épaisseur variée (24 à 34 m), perméabilité (10,58 md), porosité (8,85%).

A la fin de cette étude ou constate que la combinaison de plusieurs aspects fondamentaux , la connaissance de la géologie et de la structure , d'une part et l'utilisation des outils de traitement de données pétrophysique tels que le géostatistique permettant de développer le plan d'exploitation du réservoir.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE :

1-BEICIP FRANLAB. (1979) : Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud, réservoir cambro-ordovicien. Rapport Interne CRD Sonatrach, 21p.

2-BEICIP FRANLAB (1995) : Révision du modèle géologique du champ de Hassi Messaoud. Rapport Interne CRD sonatrach, 26p.

3-BELAHMEUR. S ET RETMI. L(2002) : Evaluation du Réservoir et Modalisation du Réservoir sud Ouest du champ du Hassi Messaoud(zone 1b). Mémoire du sonatrach .

4-DOCUMENT SONATRACH. (2001) : géologie de Hassi Messaoud. 79p

5-FABRE.J. (2005) : Géologie du Sahara occidental et central.

6-FOUCAULT. A ET RECOULT. J F. (2001) : Dictionnaire géologique, 5eme édition

7-LEKHOUA ALLA-EDDINE. REKABI EI MOATEZ BELLAH. (2012) : Mémoire master, Caractérisation géologique, statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien (R1):- Cas de la zone -17 Champ de Hassi Messaoud (Algérie Orientale).63 .66. 69. 70. 71. 87p

8-MENACERI OMAR. (2013) : Mémoire master, Evaluation du réservoir du trias argilo-gréseux (série inferieure) gisement de Benkahla Bassin de Oued Mya. 70 . 71p

9-ROBERT P MONICARD. (1980) : Properties of réservoir rock , Core analysis (Institut français du pétrole publications) (Anglais).

10- WELL EVALUATION CONFERENCE FR. (2007) : Géologie de la Algérie. 5P