

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

**Estimation géostatistique des paramètres pétrophysique de
la zone 1B -HASSI MESSOUD-**

Présenté par

Melle .BOUHAMZA Fatima Zohra

Mme. Djeghab Sara

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	M ^{me} Beguiret Lilia	M. C. B Univ. Ouargla
Promoteur :	M ^{me} SAHRI Liela	M. A. AUniv. Ouargla
Examineur :	M. KECHICHED Rabah	M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciement.

Au terme de ce travail, nous remercions Dieu de nous avoir donné le courage et la volonté pour mener à bien ce mémoire de fin d'études.

Nous remercions, pour avoir encadré ce travail et pour ses précieuses interventions.

Je tiens à exprimer mes grandes sympathies et mes vifs remerciements à M^{me} SAHERI Leila, pour son aide sa patience, ses prodigieux conseils et pour tout le temps qu'il m'a consacré pour la réalisation de ce travail. Je tiens à exprimer mes remerciements à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à ma formation ou à mon encadrement.

Veillez recevoir l'expression de ma reconnaissance.

Dédicaces

A mes chers parents

A vous maman et papa sources de tendresse, de volonté et de patience, mes yeux à travers lesquels j'ai vu et je vois le monde. Je vous dédie ce travail en espérant que vous trouvez ici ma reconnaissance éternelle et ma profonde gratitude, mon grand respect et amour.

Je vous remercie d'être toujours à mes côtés de me soutenir, m'aimer, me protéger et pour tout ce que vous avez fait pour moi. Les mots s'épuisent mais ma reconnaissance ne se limitera jamais.

A mes adorable

Sara, Mahdi, Aness, Ilyas, Adem, Sami, Lina ,Rayan

A mes chères sœurs

Amina, Imane, Lilia et Rania ,Zineb

A mon frère

Nacer Eddine

A mon beau-frère

Belkhir

A mes proches amis

Hanane ; Souhila ;Monia ,

A mes collègues de la promotion Géologie de l'ingénieur2017/2018.

A tous ceux que j'aime

Un témoignage de gratitude et de sincères affections

Que Dieu vous récompense

*Merci **Fatima Zohra.***

Dédicaces

A mes chers parents

A vous maman et papa sources de tendresse, de volonté et de patience, mes yeux à travers lesquels j'ai vu et je vois le monde. Je vous dédie ce travail en espérant que vous trouvez ici ma reconnaissance éternelle et ma profonde gratitude, mon grand respect et amour.

Je vous remercie d'être toujours à mes côtés de me soutenir, m'aimer, me protéger et pour tout ce que vous avez fait pour moi. Les mots s'épuisent mais ma reconnaissance ne se limitera jamais.

A mon marie pour sont soutienne et l'aide

A mes chère frère et a mon adorable : AMINE.

A tous ceux que j'aime

Un témoignage de gratitude et de sincères affections

Que Dieu vous récompense

Merci

Sarah .

Sommaire

Résumé

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des annexes

IntroductionGénéral.....01

Chapitre I

But et Méthodologies

1. Objectifs de l'étude	02
2. Méthodologie	02
3. Définitions	02
3.1 La porosité	02
3.2 La perméabilité	03
3.3 La saturation en fluides.....	04
4. Presentations du logiciel.....	04
4.1 Statistica.....	04
4.2 PETREL.....	04
4.2.1 Présentation de pétrel	04
4.2.2 Description de logiciel	05
4.2.3 Avantages principaux.....	05
4.2.4 Modélisation de la zone 1B du champ de Hassi Messaoud.....	05

Chapitre II

Géologie Générale

1. Situation géographique.....	06
2. Cadre géologique	06
3. Historique des travaux	06
4. Aspect stratigraphique	08
4.1 Infracambrien.....	08
4.2 Paléozoïque.....	08
A. Cambrien	08
B. Ordovicien	08
4.3 Mésozoïque	09
4.4 Cénozoïque.....	10
5. Aspect Géodynamiques	11
5.1 Tectonique.....	11
5.2 Evolution tectonique	13
5.3 Les paléo vallées Hercyniennes.....	14
5.4 Les déformations tectoniques.....	14
5.5 Les déformations cassantes.....	15
5.6 Les intrusion intra Cambriennes	15
6. Aspect pétrolier.....	17
6.1 Roche mère.....	17
6.2 Roche couverture	17
6.3 Les piège	17
6.4 Migrations des hydrocarbures	18
7. Subdivision du champ en zone de production.....	18
8. Etude de secteur	20
8.1 Historique de production	21

Introduction.....	22
1. Définitions.....	22
2. Les méthodes d'analyse des données utilisées.....	22
2.1 Analyse monovariée.....	22
2.1.1 Paramètres de positions centrales.....	22
2.1.2 Paramètres de dispersion.....	23
2.2 Analyse bivariée.....	23
3. Résultat et interprétation	24
3.1 Analyse monovariée	24
3.1.1 Traitement statistique.....	24
3.1.2 Interprétation et discussion.....	26
3.2 Analyse bivariée.....	27
3.2.1 Les matrices de corrélations des drains.....	27
3.2.2 Interprétation et discussion.....	28
Conclusion.....	29

Introduction.....	30
1. Méthodes géostatistiques.....	30
1.1 Variographie.....	31
1.1.1 variogramme.....	31
a) Propriétés de variogramme.....	32
a.1. Anisotropie.....	32
a.1.1 Anisotropie géométrique.....	32
a.1.2 Anisotropie Zonal (stratifié).....	33
b) Modèles théorique d'ajustement des variogramme.....	34
b.1 Les modèles a palier.....	34
b.2 Les modèles sans palier	35
1.1 Le krigeage.....	36
1.2.1 krigéage ordinaire.....	36
2. Application de la géostatistique dans le domaine pétrolier.....	37
3. Résultats et Interprétations.....	38
3.1 Variographie	38
3.1.1 Variogramme de D5.....	38
3.1.2 Variogramme de D4.....	39
3.1.3 Variogramme de D3.....	40
3.1.4 Variogramme de D2.....	41
3.2 Répartition de la porosité et la perméabilité dans la zone 1b.....	43
3.3 Cartographie (isoporosité et isoperméabilité).....	45
3.3.1 Drain D5.....	45
3.3.2 Drain D4.....	46
3.3.3 Drain D3.....	47
3.3.4 Drain D2.....	48
3.4 Interprétation.....	49
Conclusion	50
Conclusion générale.....	51
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des abréviations

D:	Drain
k :	Perméabilité
Φ :	Porosité
Sw:	Saturation on eau
Ra:	Réservoir anisotrope
Ri:	Réservoir isotrope
ID:	Inter Drain
SH:	Sonatrach
EXP:	Exploration
UTM :	Universal Transverse Mercator.
MD:	HassiMessoud
CQ :	Control Qualité
ACP:	Analyse en Composante Principal

Liste des tableaux

Tableau	Titre du tableau	Page
Tab. 01.	historique de production de la zone 1B	21
Tab. 02.	Paramètres de position centrale	23
Tab. 03.	Paramètres de dispersion	23
Tab. 04.	Paramètres d'analyse bivariée	24
Tab. 05.	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D5	24
Tab. 06.	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D4	25
Tab. 07.	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D3	25
Tab. 08.	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D2	25
Tab. 09.	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D1	26
Tab. 10.	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de ID	26
Tab.11.	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D5	27
Tab.12.	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D4	27
Tab.13.	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D3	27
Tab.14.	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D2	27

Liste des figures

figure	Titre de la figure	Page
Fig. 01.	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	06
Fig. 02.	Log lithologique du champ de HASSI MESSAOUD	12
Fig.03.	Coupe transversale O-E de la structure de Hassi Messaoud au niveau du réservoir	16
Fig. 04.	Zonation du champ de Hassi Messaoud	19
Fig. 05.	Plan d'échantonnage de Hassi Messaoud	20
Fig. 06.	Répartition des variables régionalisées	30
Fig. 07.	Représentation schématique des points de mesure de la variable dans l'espace	31
Fig. 08.	Variogramme expérimental	31
Fig. 09.	Les caractéristiques du graphe $\gamma(x,h)$ en fonction de h	32
Fig.10.	Anisotropie géométrique ou elliptique	33
Fig.11.	Ellipse des portées-Anisotropie géométriques	33
Fig.12.	Anisotropie zonale	33
Fig.13.	Schéma d'un modèle sphérique	34
Fig.14.	Schéma d'un modèle exponentiel	34
Fig.15.	Schéma d'un modèle Gaussien	35
Fig.16.	Schéma d'un modèle en puissance	35
Fig.17.	Variogramme de porosité de D5	38
Fig.18.	Variogramme de perméabilité de D5	39
Fig.19.	Variogramme de porosité de D4	39
Fig.20.	Variogramme de perméabilité de D4	40
Fig.21.	Variogramme de porosité de D3	41
Fig.22.	Variogramme de perméabilité de D3	41
Fig.23.	Variogramme de porosité de D2	42
Fig.24.	Variogramme de perméabilité de D2	42
Fig.25.	la répartition de porosité dans la zone 1b en mode 3D	43
Fig.26.	la répartition de perméabilité dans la zone 1b en mode 3D	44
Fig.27.	A. Carte des iso-porosité -B-Carte des iso-perméabilité de D5	45
Fig.28.	A. Carte des iso-porosité -B-Carte des iso-perméabilité de D4	46
Fig.29.	A. Carte des iso-porosité -B-Carte des iso-perméabilité de D3	47
Fig.30.	A. Carte des iso-porosité -B-Carte des iso-perméabilité de D2	48

Liste des annexes

Annexe.1.	Tableau des paramètres petropysiques des puits filtré par drain
Annexe.2.	Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D5
Annexe.3.	Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D4
Annexe.4.	Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D3
Annexe.5.	Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D2
Annexe.6.	Cross-Section de SW au niveau de la zone 1B
Annexe.7.	Cross-Section de Porosité au niveau de la zone 1B
Annexe.8.	Cross-Section de Perméabilité au niveau de la zone 1B
Annexe.09.	Cordonné et localisation de la zone 1B (logiciel PETREL)

Introduction général

Les gisements d'hydrocarbures d'Algérie sont quasiment tous situés dans la région du Sahara où ils se répartissent dans différents bassins. Le bassin le plus prolifique demeure celui de l'Oued Mya où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud

La zone **1B** est située au Sud-Ouest, elle est limitée au Nord par les zones **1A** et **1C**, à l'Est par la zone 3 et la **2E**, elle est séparée structurellement par plusieurs failles de différents direction.

Cette zone connu par l'hétérogénéité de la distribution des paramètres petrophysiques et pétrographiques. Ainsi plusieurs techniques ont été établies pour une meilleure exploitation de l'huile emprisonnée dans le réservoir (acidification, fracturation hydraulique, short radius, ...).

Pour déterminer l'intérêt de ce secteur, une étude statistique et géostatistique ainsi le résultat de la modélisation obtenuea été réalisé sur les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) d'un certain nombre de puits, cette étude s'articule autour des quatre chapitres suivants:

1. But et méthodologie.
2. la géologie générale du HassiMessoudet la géologie locale de la région d'étude zone 1b.
3. l'étude statistique descriptive des drains suivants : D5, D4, D3, D2*.
4. l'étude géostatistique des données de 70 puits*, de calcul et de la modélisation des variogrammes ainsi que la cartographie de perméabilité et de porosité.

Ce travail s'achèvera par une conclusion générale.

Chapitre I

But & Méthodologie

1. Objectifs de l'étude

Cette étude portera sur la tendance des variations des paramètres porosité et perméabilité, Saturation ; pour pouvoir indiquer les drains les plus favorables à l'exploitation.

Pour cela nous avons utilisé les nouvelles techniques telles que la modélisation, qui vont leurs êtres très utiles pour notre prévision. Possédant un outil comme STATISTICA (chapitre statistique) Pétrel (chapitre modélisation),

2. Méthodologie

La méthodologie suivie dans cette étude est comme suit :

- L'acquisition des données (petrophysiques).
- Traitement et analyse des données:
 - Analyses statistiques des données mono-variée, bi-variée à l'aide de logiciel STATISTICA, Ces techniques ont été appliquées sur les données du réservoir cambrien (R1) de la zone 1b (Hassi Messaoud). Ce dernier à été subdivise sur la base de plusieurs drains, du bas en haut : D1, ID, D2, D3 et D5.
 - Analyse Géostatistique et modélisation (Variogramme, krigeage, Carte 3D, Carte iso-porosité et iso-perméabilité) à l'aide de logiciel PETREL
- variogramme et Interprétation.

3. Définitions

Il nécessaire de bien présenter quelques définitions avant d'entamer les chapitres en détails. Les propriétés pétro-physiques d'une roche : sont essentiellement liées à sa porosité et à sa perméabilité. Ce sont ces propriétés qui conditionnent le potentiel économique d'un réservoir. Il est donc fondamental de les déterminer.

3.1. La porosité

La porosité est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides.

On distingue plusieurs types de porosité :

- La porosité totale \emptyset_t est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche :

$$\emptyset_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p : volume des pores,

V_s : volume occupé par les éléments solides,

- V_t : volume total de la roche,
 \emptyset_t : porosité exprimée en pourcentage.

La porosité totale englobe :

- d'une part, la porosité inter-granulaire ou inter-cristalline constituant la porosité primaire \emptyset_1 , qui dépend de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement,
- d'autre part, la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fissure et de fracture, acquise mécaniquement, constituant la porosité secondaire \emptyset_2 que l'on rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques (calcaires).

La porosité totale \emptyset_t est donnée par : $\emptyset_t = \emptyset_1 + \emptyset_2$

- La porosité connectée représente le pourcentage de pores reliés entre eux. Elle peut être très inférieure à la porosité totale.
- Porosité effective : C'est la fraction des pores interconnectés accessibles aux fluides libres.

La porosité d'une roche est dite faible si elle est inférieure à 5 %, médiocre de 5 à 10 %, moyenne de 10 à 20 %, bonne de 20 à 30 % et excellente si supérieure à 30 %. Seule la porosité effective est intéressante pour déterminer le volume d'hydrocarbures "récupérable".

3.2. La perméabilité

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation ; elle est définie par la loi de Darcy qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = k \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l}$$

- Q : débit du fluide traversant la roche en cm^3/s ,
 S : surface de passage du fluide en cm^2 ,
 μ : viscosité du fluide en centpoises (viscosité dynamique),
 $\frac{\Delta P}{\Delta l}$: Gradient de pression en bar/cm,
 K : perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).

Lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores, la perméabilité mesurée est la perméabilité absolue pour ce fluide.

Lorsque plusieurs fluides sont présents dans une roche, on définit la perméabilité effective de chacun des fluides. Elle est toujours inférieure à la perméabilité absolue. Elle exprime la

Propriété d'une roche à être traversée par un fluide en présence d'autres fluides. Elle dépend de la

roche et de la saturation des différents fluides.

La perméabilité relative d'un fluide est le rapport perméabilité effective / perméabilité absolue. A cause de l'hétérogénéité des roches, la perméabilité varie suivant la direction considérée. Dans un gisement, on est amené à distinguer la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.

La perméabilité est dite faible de 1 à 10 md, médiocre de 10 à 50 md, moyenne de 50 à 200 md, bonne de 200 à 500 md et excellente si supérieure à 500 md. La perméabilité des meilleurs réservoirs pétroliers est de l'ordre de quelques darcy.

3.3. Saturation en fluides

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores.

$$S_w = \frac{\text{Volume d'eau}}{\text{Volume des pores}}$$

Par exemple, la saturation en eau S_w est :

La somme des saturations est égale à 1.

Dans le quasi totalité des réservoirs d'hydrocarbures, il existe une certaine quantité d'eau qui mouille la paroi des pores dite eau irréductible. Le pourcentage de cette eau dépend de la dimension des pores de la roche. La valeur moyenne est de l'ordre de 20 %.

4. Présentation du logiciel

4.1. STATISTICA

Statistiques avancées+solutions industrielles offre la gamme la plus large de techniques exploratoire multivariées, d'outils interactifs de modélisation linière et non-linière ainsi une gamme étendue de statistiques.

Il existe plusieurs outils interactifs de représentation pour explorer les relations et les Phénomènes structurels dans vos données (classification Moyenne, Analyse factoriel, ACP

4.2. Logiciel PETREL

4.2.1. Présentation de PETREL

Depuis quelques années les stations de travail intégrées ont fait leur apparition dans l'industrie pétrolière, grâce au développement réel de la microélectronique et de l'informatique.

En effet ces machines permettent entre autre de réaliser un certain nombre de taches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière et en particulier l'interprétation des données d'une étude sismique 3D ou 2D. Des nombreuses taches du géologue et du géophysicien ont été ainsi Simplifiées et rendues automatiques.

A cet effet la compagnie de service pétrolier *SCHLUMBERGER* a développé un logiciel de

grande performance PETREL basé sur Windows pour la visualisation 3D, cartographie 3D, la modélisation, et la simulation du réservoir 3D.

4.2.2. Description du logiciel

Le développement sur le logiciel *Petrela* commencé en 1996. Afin d'essayer de combattre les problèmes des géophysiciens spécialisés. Le résultat était un outil intégré de déroulement des opérations qui permet à des compagnies de penser en toute créativité au sujet de leur réservoir, et permettant aux géologues et géophysiciens spécialisés de travaillé ensemble avec les outils disponibles.

Le logiciel *Petrel* est maintenant une application complète de modélisation et simulation . L'interface utilisateurs est basée sur des normes de Microsoft Windows sur des boutons, des dialogues et des systèmes d'aide. Ceci, permet une familiarisation à la majorité des utilisateurs et assure l'utilisation efficace de l'application.

4.2.3. Avantages principaux

Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.

- Les possibilités de fortes visualisations vous donnent le QC (control de qualité) instantané de toutes les données en 3D.
- Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.
- Le logiciel *Petrel* à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défait/refait, et stockage des modèles...Etc., ça le rend facile à utiliser et à apprendre. (Document Schlumberger Pétrel 2015)

4.2.4. Modélisation de la zone 1B du champ de Hassi Messaoud

Le logiciel *Petrel*, avec Les différents modules qu'il contient, peut nous aider à faire toute sorte de modélisation sur notre réservoir et permettre une visualisation 3D ou bien 2D (cartes, coupes ...etc.) des résultats obtenus.

Chapitre II

Géologie général

1. Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850Km au Sud Est d'Alger, à 350Km de la frontière tunisienne et à 80 Km à l'Est de Ouargla. (**Fig. 1**).

Il est encadré par les latitudes 31°30' et 32°00' Nord et les longitudes 5°40' et 6°20' Est, sa superficie est de 4200 Km².

Le paysage de la région est constitué des ergs et des regs, le climat est désertique montrant de fortes variations de température entre jour et nuit.

Sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie :

X= [790.000-840.000] Est.

Y= [110.000-150.000] Nord.

2. Cadre Géologique (O)

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

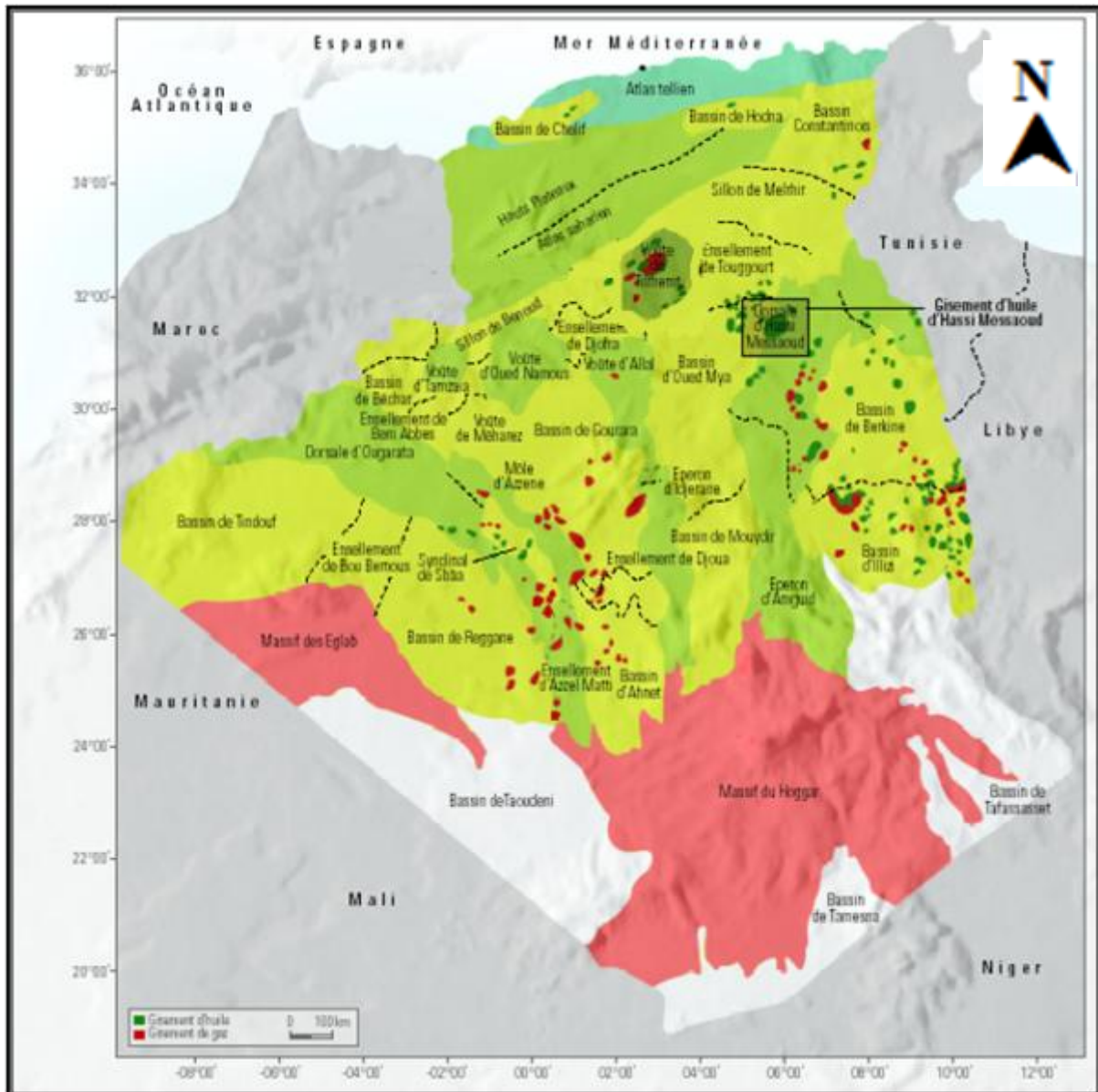
Limitée au Nord par la structure D'jamaâ-Touggourt, à l'Est par la dépression de Berkine, à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya, au sud par le horst d'Amguide El-Biod.

3. Historique des travaux

C'est en 1951 que les premiers résultats de la sismique réfraction ont été obtenus dans la région de Berriane. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens avait donc permis à la société SN- REPAL de déposer sa première demande de permis de recherche.

Le 16 Janvier 1956, la même société commençait le premier forage **MD1** (Messaoud1), implanté à la suite d'une vaste campagne sismique réfraction en complément à celle de Berriane, et cela dans le but d'étudier des grès du trias.

Et le 15 Juin 1956, le forage MD1 atteignit à 3343m de profondeur les grès du Cambrien (Présence de 9 m de grès du trias), et c'était la grande découverte du gisement de Hassi Messaoud. Le premier test réalisé ne fut pas sélectif (Trias+Cambrien), et d'ailleurs les grès du Cambrien de Hassi Messaoud ne seront connus qu'à partir du puits MD2 ayant traversé toute la série Cambrienne.



**Fig.1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.
(D'après WEC, Algérie 2007)**

En Mai 1957, à 7km au Nord- Nord Ouest de MD1, la Compagnie française du Pétrole Algérien (CFPA) confirmait l'existence de ce géant gisement par le forage OM1.

Et puis le grand permis a été partagé en deux : Hassi Messaoud Sud (SN-REPAL) et Hassi Messaoud Nord (CFPA).

4. Aspect Stratigraphique (A1)

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

4.1. Infracambrien

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 grés argileux rouges.

4.2. Paléozoïque

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

A. Cambrien

Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argileux, micacés.

On y distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3 :

- ♦ **Lithozone R3 :** Son épaisseur moyenne est de 370 m.

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

- ♦ **Lithozone R2 :** Son épaisseur moyenne est de 100m.

Elle se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciments argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

- ♦ **Lithozone Ra :** Son épaisseur moyenne est de 125m.

Elle se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques.

Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentées dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- ♦ **Lithozone Ri :** Son épaisseur moyenne est de 42m.

Elle se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciments argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

B. Ordovicien

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

- ♦ **Zone des alternances :** Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fines isométriques

- ♦ **Argiles 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 dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

- ♦ **Grés d'EL Atchane** : son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- ♦ **Quartzites de Hamra** : son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grés quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

4.3. Mésozoïque : il est subdivisé comme suit :

A. Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien au centre et, sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure.

Il est subdivisé en trois (03) unités:

- ♦ **Trias-gréseux** : son épaisseur varie de 0 à 75 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief Paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques. Il repose, localement, sur une coulée éruptive remplissant les vallées d'érosion hercynienne profondes.

- ♦ **Trias argileux** : son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun-rouges à bariolées, dolomitiques et anhydritiques et des bancs d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

- ♦ **Trias salifère** : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres.

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

B. Jurassique : son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

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

- ♦ **Lias** : son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon "B" qui est un repère sismique.

Le Lias est subdivisé en cinq (05) niveaux bien distincts s'alternant entre eux sur toute l'épaisseur.

- ♦ **Dogger** : son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (02) formations; le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- ♦ **Malm** : son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

C.Crétacé : son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages ; de la base au sommet on distingue :

- ♦ **Néocomien** : son épaisseur est de 182 m. Il comprend deux niveaux :

A la base, un terme gréseux constitué de grés et de quelques passées d'argile et des passées de grés.

Au sommet, un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- ♦ **Barrémien** : son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- ♦ **Aptien** : son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.

La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre Calcaire-Dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- ♦ **Albien** : son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grés et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

- ♦ **Cénomaniens** : son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- ♦ **Turonien** : son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire dolomitique et calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

- ♦ **Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 450 mètres.

A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

4.4. Cénozoïque : Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

5. Aspects Géodynamiques (A2)

5.1. Tectonique

Le champ de Hassi Messaoud se situe sur la grande dorsale d'El Agreb El Gassi-Hassi Messaoud séparant deux régions subsidentes :

- ♦ La synclise de l'est algérien constituée par la dépression de Dahar, bassin de Berkine et le bassin d'Illizi.
- ♦ La dépression de Mouydir et le bassin d'Oued Mya.

La structure de la dorsale comporte un système de horst et graben affectant une série plissée, suivant une direction subméridienne.

Les zones hautes et les sillons sont limités par des accidents subméridiens, un système de failles normales moins étendues de direction orthogonale recoupe transversalement la structure.

Les dimensions de cette structure atteignent 45 * 54 km avec une superficie imprégnée d'huile de 1600 km².

La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400 et 3600 mètres, la côte absolue de l'interface huile/eau est estimée à -3380 m.

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati au Sommet de direction générale Nord Est- Sud Ouest.

Les accidents affectant le réservoir sont de 2 types :

Les failles de directions subméridiennes Nord Nord- Est Sud Sud- Ouest, ainsi que d'autres Failles qui sont de direction Nord Ouest - Sud Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en horst et grabens .Ces failles se sont manifestées dès le dépôt du Cambrien jusqu'aux mouvements récents

- ♦ Les cassures avec ou sans rejet qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir Cambro-Ordovicien.
- ♦ Les rejets de failles varient de 30 à 50m environ, la fermeture structurale est d'environ 300m et le plan d'eau se situe à la côte -3380m.

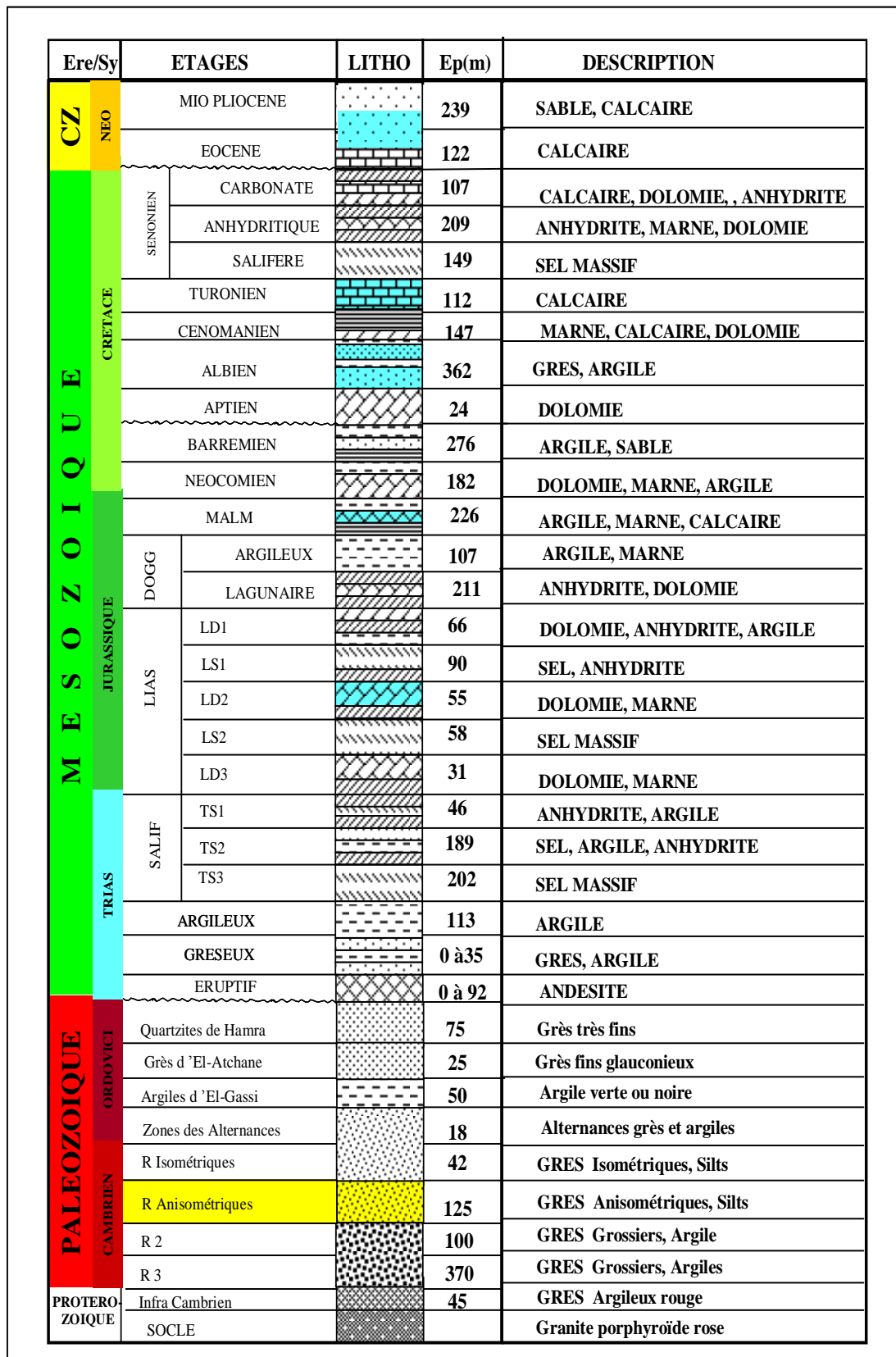


Fig (5) : Log lithologique du champ de HASSI MESSAOUD (SH, 2017-Modifier)

5.2 Évolution structurale

La plate forme saharienne a subi plusieurs phases tectoniques au cours des temps géologiques. La phase orogénique panafricaine s'est achevée au Cambrien après l'érosion des reliefs qui étaient en surrection aboutissant à la pénéplaine infra Tassilienne.

Du Cambrien à l'Ordovicien inférieur la plate forme saharienne a été soumise à une phase distansive ou rifting, qui est marquée par la présence de coulées volcaniques (intrusif), s'intercalant dans les grés du Cambrien Ri, Ra, et R2.

Cette évolution structurale au niveau du champ et de sa périphérie est le résultat des phases tectoniques suivantes :

♦ Structuration anti Cambrienne

Le champ de Hassi Messaoud se localise sur le prolongement du môle d'El Biod, ce dernier dépassant les 800 Km de longueur, à un aspect caractéristique de la structuration saharienne cette structure a subi plusieurs contraintes orogéniques.

La chronologie structurale a été résumée comme suite :

- ✓ **Phase Eo – Caledonienne précoce (phase anté- Trémadoc) :** Datée environ 500 ma, cette phase intervient à la fin de dépôt du réservoir anisométrique Ra, elle est prouvée par la transgression des grés isométriques connus sur les flancs de la structure prouvant ainsi le début d'une structuration à cette époque, plus tard il s'est produit une structuration tardive Cambrienne avec érosion et failles de direction Nord Est -Sud Ouest, et des coulées volcaniques non répondues.
- ✓ **Phase Calédonienne majeure :** Datée environ de 400 ma, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod.
- ✓ **La Phase Hercynienne :** Datée environ de 225 à 250 ma, cette phase est d'une importance considérable à l'échelle régionale et particulièrement à Hassi Messaoud, elle est responsable de la direction d'ensemble Nord Est -Sud ouest de la structure actuelle, ceci est prouvé par la série Triasique gréseuse avec 150m d'épaisseur supplémentaire entre les flancs et le top du gisement qui a joué le rôle de série de comblement.

♦ Structuration Post Triasique

Dans cette phase, nous avons l'élévation de la partie Nord Est qui a été engendré par la phase tectonique compressive de direction Nord Ouest -Sud Est créant un basculement d'environ 200 m entre la partie Sud Est et Nord Ouest du gisement.

Les structurations post triasiques sont relativement faibles à celle du Paléozoïque

- ✓ **Phase autrichienne :** Cette phase est presque synchrone avec la mise en place des

hydrocarbures, elle est datée d'environ 100 ma. La mise en place des hydrocarbures a été prouvée par des études géochimiques, indiquant qu'elle aurait eu lieu au début du Jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

Elle correspond à une phase de raccourcissement Est-Ouest.

Son influence sur le réservoir se résume à :

✚ Une accentuation de la fermeture structurale.

✚ Un jeu de décrochement dextre le long des failles Nord Est -Sud Ouest, dont

L'importance de ces déplacements se mesure au niveau de la fracturation.

- ✓ **Phase atlasique :** Par contre cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle pourrait être à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

5.3. 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 détectées au champ de Hassi Messaoud, dans certains cas les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyons étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique.

5.4. Les Déformations Tectoniques

A Hassi Messaoud, la présence de faille n'est montrée 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 vides 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, faille ou situé à proximité d'une faille MASSA 1971[1].

♦ 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 elles 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.

5.5. Les Déformations Cassantes

Le môle 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 peuvent atteindre 10 km de longueur, le rejet peut aller jusqu'à 150 m, les failles sont généralement méridiennes et ou sub méridiennes, la faille est normal, rarement inverse si les contraintes sont perpendiculaires à leur direction, ou alors en décrochement lorsqu'elles sont obliques, une faille majeure est à noter de direction Nord Est- Sud Ouest.

5.6. Les Intrusions Intra Cambriennes

- ◆ **Laccolites**

Ce sont des massifs de roches magmatiques, plutoniques en grosses lentilles de plusieurs kilomètres de longueur, à surface supérieure convexe, l'ensemble est pratiquement parallèle aux structures de l'encaissant, il est parfois nommé massif concordant, 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).

- ◆ **Les filons couches**

Ce sont des sills, correspondant à une lame de roche magmatique intrusives, parallèle aux structures de l'encaissant, l'épaisseur varie de 1 m à quelques dizaines de mètres, leur longueur atteint plusieurs kilomètres.

Les sills s'infiltrent à la faveur d'un niveau argileux écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.

- ◆ **Les dykes**

Ce sont des lames dont l'épaisseur peut atteindre 100m, se 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.

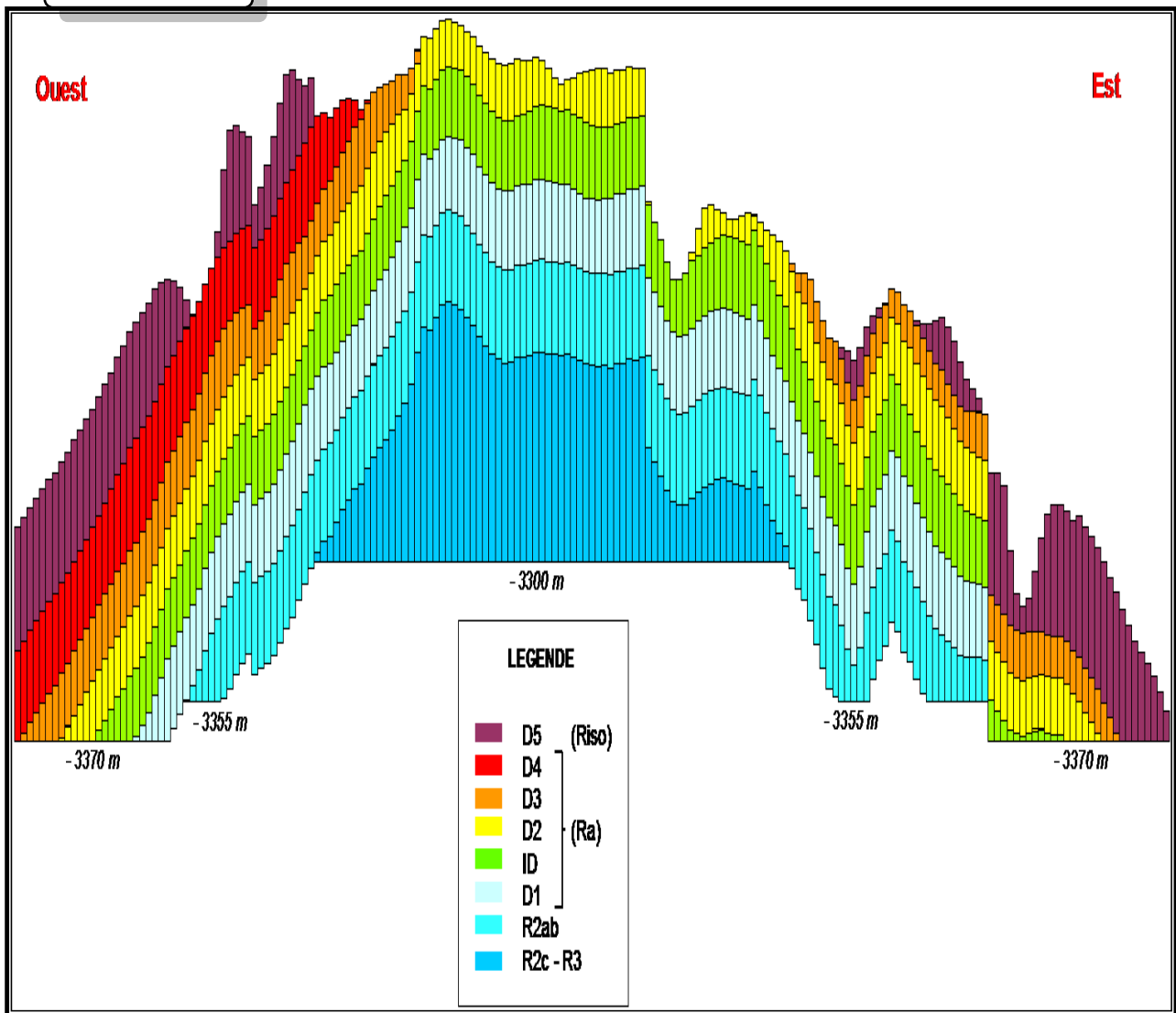


Fig.03. Coupe transversale Ouest-Est de l'Anticlinal de Hassi Messaoud

Au niveau du réservoir(Document Sonatrach 2010)

6. Aspect Pétrolier

6.1. Roche mère

Les argiles du Silurien constituent la roche mère source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées radioactives, très riches en matière organique et 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 donc son apport pétrolier.

Actuellement, on peut dire qu'après la migration 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 Sud-Ouest dans le bassin de Mouydir et à l'Est le bassin de Berkine.

6.2. Roche couverture

La couverture des réservoirs Ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries des évaporites d'âge Triasique ou Jurassique.

Les réservoirs Cambriens leur couverture est assurée par les argiles d'El Gassi donc les séries argilo-gréseuses du Lias et du Trias et à un degré moindre la série inférieure (roches éruptives) du Trias assureront l'étanchéité pour les quartzites de Hamra tandis que la série des argiles d'El Gassi et les intrusions y intercalées formeront une couverture remarquable à l'ensemble des réservoirs Cambriens.

6.3. Les 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.

D'après A.PERRODON en 1985[2], il existe trois types de piège :

- ♦ **Les pièges structuraux**

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

- ♦ **Les pièges stratigraphiques**

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

- ♦ **Les pièges mixtes**

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple les pièges contre failles 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).

6.4. Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du champ de Hassi Messaoud et de tout champ avoisinant proviennent probablement des deux bassins Oued Mya à l'ouest et Berkine (Illizi) à l'Est.

La migration primaire et l'alimentation de ces champs s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux Triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-Ordovicien affleurant à la discordance Hercynienne sont alimentés à partir des grès Triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

7. Subdivision du champ en zones de production

Le champ de Hassi Messaoud est subdivisé en plusieurs zones productrices de telle façon que chaque zone a une distribution homogène ou presque homogène des paramètres pétrophysiques mais il est important de souligner que ce critère ne peut être le seule il y a aussi l'évolution des pressions au fond des puits en fonction de la production. Il existe actuellement 25 zones de production plus ou moins étendues dans le champ (**fig.4**).

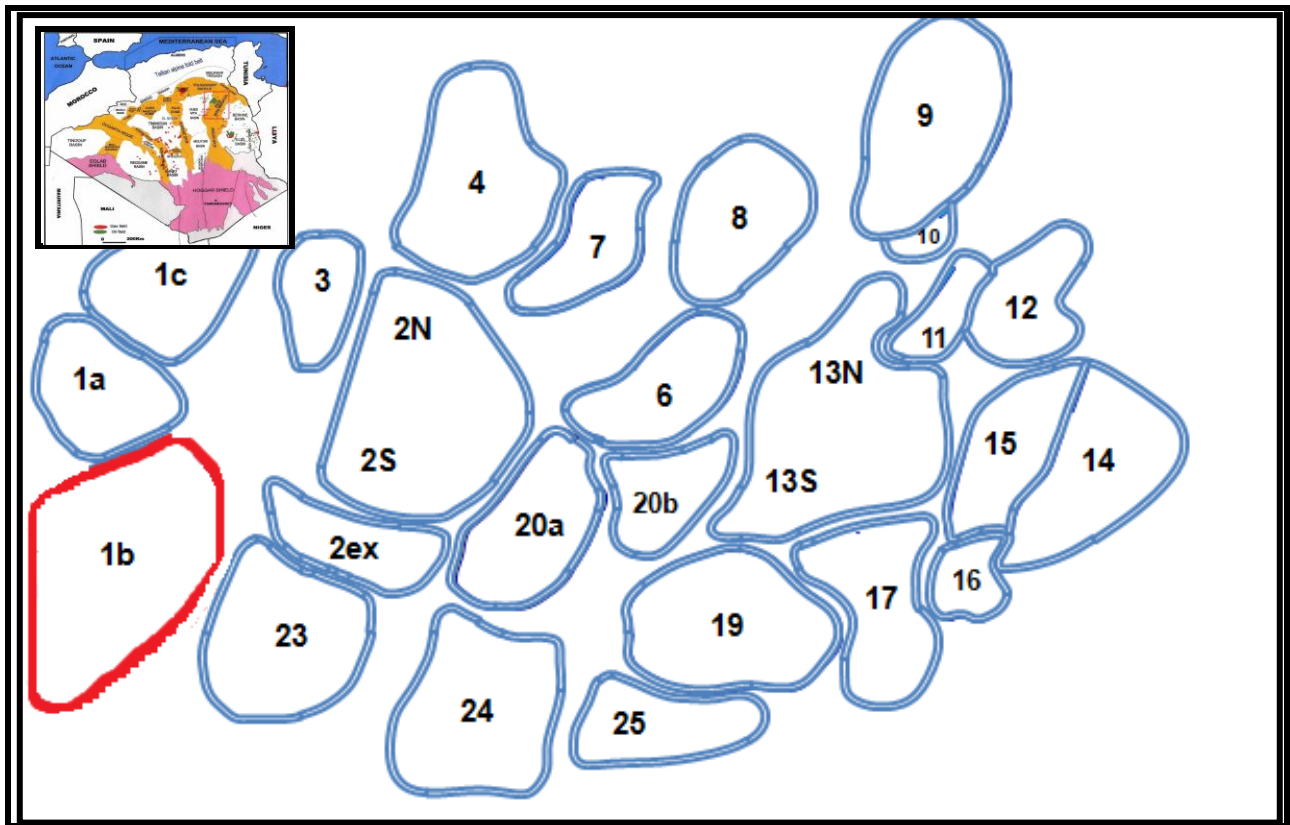


Fig.04. Zonation du champ de Hassi Messaoud

(Document Sonatrach.2018)

8. Étude de secteur

La zone **1B** est située au Sud-Ouest, elle est limitée au Nord par les zones **1A** et **1C**, à l'Est par la zone 3 et la **2E**, elle est séparée structurellement par plusieurs failles de différents direction.

L'injection d'eau qui est considérée comme mode de récupération secondaire est utilisée à Hassi Messaoud depuis une vingtaine d'année. Elle permet le balayage d'une partie des réserves encore en place et l'augmentation de la récupération, mais aussi la stabilisation de la pression.

L'injection de gaz dans cette zone a débuté en 16/03/1971, elle a pour conséquence la percée de gaz dans les puits producteurs d'huile. Cette percée à une influence considérable sur la production par la diminution du débit d'huile et la dégradation de la capacité d'écoulement.

Actuellement dans la zone 1B il ya (**Fig.05**) :

- ✓ 28 puits producteurs d'huile ouverts.
- ✓ 13 puits producteurs d'huile fermés.
- ✓ 12 puits de gaz lift ouverts.
- ✓ 04 puits injecteur de gaz fermé.
- ✓ 05 puits injecteurs d'eau ouverts.
- ✓ 1 puits producteurs d'eau ouverts.
- ✓ 07 puit sec.

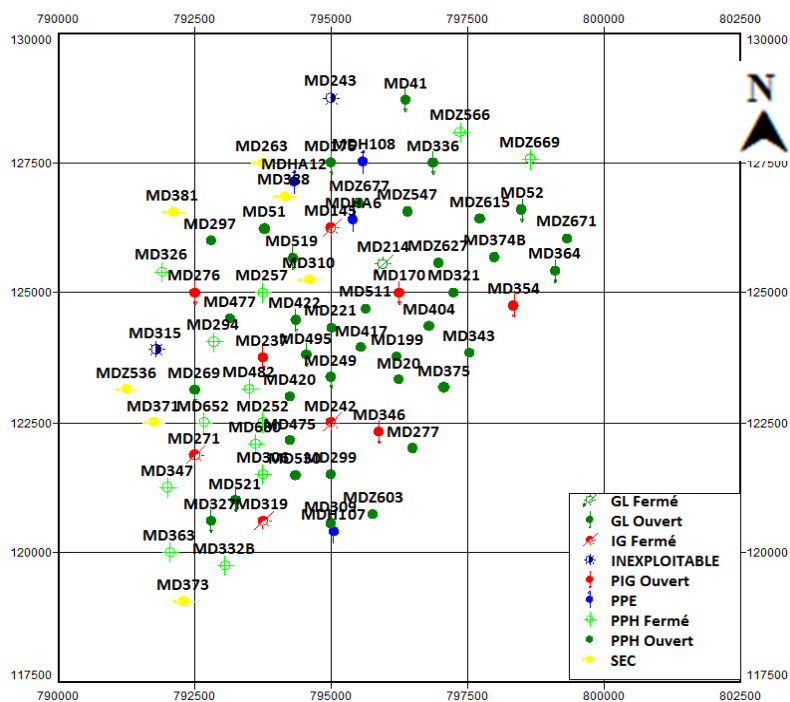


Fig.05. Répartition des puits de Hassi Messaoud(Document Sonatrach.2018)

8.1 .Historique de production

La zone 1B a commencé la production en 04/06/1959 par le puits MD20 avec une production mensuelle de 6123 St m3.

Tab. 01. Tableau des historiques de production de la zone 1B (SH, 2017).

Puits	Q actuel m3/h	Pression de gisement kg/cm	Puits	Q actuel m3/h	Pression de gisement kg/cm
MD20	1.98	309.36	MD326	4.74	380.87
MD41	0.53	237.93	MD327	0.4	224.79
MD51	5.74	394.91	MD332B	3.62	455.12
MD199	0.91	268.83	MD336	2.15	281.38
MD221	2.19	346.83	MD343	2.5	282.58
MD243	9.81	391.04	MD347	2.85	413
MD277	1.79	379.41	MD364	11.8	382.5
MD306	6.32	342.5	MD374B	11.66	298.64
MD309	1.03	335.15	MD375	6.83	311.54
MD422	1.48	309.07	MD475	4.26	378.07
MD477	2.52	298.3	MD495	2.8	353.92
MD511	2.87	274.06	MD519	3.66	328.36
MD530	2.2	299.89	MDZ615	2.2	230.01

Chapitre III

Etude statistique

Introduction

Les statistiques sont l'ensemble des méthodes et techniques utilisées dans le but d'extraire de l'information de données.

Elle présente aussi des collections de nombres présentées sous forme de tableaux ou de graphes groupant des observations relatives à un phénomène considéré (in **SAHRI.I (2010-2011)**).

1. Définitions

Variable statistique: c'est le caractère sur laquelle porte l'étude. Ce caractère peut être qualitatif : la couleur d'un minéral, ou quantitatif : les teneurs chimiques d'une série d'échantillons géologiques. Cette variabilité est dite continue si les valeurs sont très proches les unes des autres. S'il existe un certain intervalle constant ou non entre les valeurs, alors la variable est dite discrète.

Echantillon statistique : comme il n'est pas toujours possible d'étudier toute la population, l'étude statistique portera alors sur une partie de celle-ci. Cette partie de population est appelée échantillon statistique.

2. Les méthodes d'analyses des données utilisées (H)

Deux types d'approche statistiques ont été e: monovariée, bivariée.

2.1 Analyses monovariée

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées et de résumer graphiquement les caractéristiques essentielles de la distribution de chaque variable, cette analyse permet déjà d'évoquer l'homogénéité et l'hétérogénéité des données. Les paramètres étudiés sont subdivisés en deux types : paramètres de position centrale et paramètres de dispersions.

2.1.1 Paramètres de position centrale

Ces paramètres permettent de quantifier la tendance centrale des valeurs d'une série statistique, les principaux paramètres de position centrale sont la moyenne arithmétique, le mode et la médiane (Tab. 02).

Paramètres de position centrale	moyenne arithmétique (\bar{x})	x_i : variable ; N: effectif total
	le mode(M_o)	Désigne généralement par M_o , il est défini comme étant la valeur de la variable aléatoire qui a l'effectif le plus élevé.
	la médiane	Est la valeur de la variable qui correspond à un effectif cumulé de 50%.

Tab. 02. Paramètres de position centrale.

2.1.2 Paramètres de dispersion

Ces paramètres permettent de quantifier la dispersion des valeurs de la série statistique. Les principaux paramètres de dispersion sont l'étendue, la variance, l'écart type et le coefficient de variation (Tab. 03).

Paramètres de dispersion	l'étendue(ET)	ET=Max-Min
	la variance (σ^2)	
	l'écart type (σ)	
	le coefficient de variation (C_v)	$C_v = \frac{\sigma}{\bar{x}} \times 100$

Tab. 03. Paramètres de dispersion.

2.2 Analyses bivariées

Le traitement statistique bivarié consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux. Il existe plusieurs paramètres quantifiant cette relation: la covariance, le coefficient de corrélation simple et la droite de régression linéaire simple (Tab. 04).

La covariance (Cov)	
Le coefficient de corrélation linéaire (r)	
Droit de régression linéaire(y)	\bar{x}_y : moyenne en y ; \bar{x}_x : moyenne en x

Tab. 04. Paramètres d'analyse bivariée.

3. Résultats et interprétation

3.1 Analyses monovariées

3.1.1 Traitements statistiques

Les statistiques des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation) des drains: D5, D4, D3, D2, ID, D1 ont été effectuées à l'aide de logiciel « STATISTICA ».

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Sw (%)	45	35.8	33.6	18.1	91.7	0,018	0,135	/
Φ (%)	45	8.5	7.3	1.4	64.6	0,008	0,087	0,258822
k (mD)	45	2,491	0,683	0,011	30,292	28,462	5,335	13,161416

Tab.05. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D5

La moyenne de porosité est de l'ordre 8.5%, elle présente une porosité moyenne

Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v), indiquent une distribution homogène

La moyenne de perméabilité est de l'ordre de 2.491mD, elle présente une perméabilité médiocre.

Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v) indiquent une distribution hétérogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Sw (%)	44	27.2	22.3	8.2	89.9	0,032	0,178	/
Φ (%)	44	5.7	5.8	1.9	10.3	0,000	0,017	0,090989
k (mD)	44	1,177	0,437	0,023	10,050	4,499	2,121	5,418957

Tab.06. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D4

La moyenne de porosité est de l'ordre 5.7 %, elle présente une faible porosité.
Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v), indique une distribution homogène

La moyenne de perméabilité est de l'ordre de 1.177mD, elle présente une faible perméabilité.
Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v) indiquent une distribution homogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Sw (%)	26	40.5	33.3	17.4	86.7	0,034	0,185	/
Φ (%)	26	7.2	7.7	3	12.6	0,001	0,023	0,118566
k (mD)	26	3,559	0,534	0,034	69,734	184,995	13,601	30,761908

Tab.07. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D3

La moyenne de porosité est de l'ordre 0.072 %, elle présente une moyenne porosité.
Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v), indique une distribution homogène

La moyenne de perméabilité est de l'ordre de 3.559mD, elle présente une bonne perméabilité.
Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v) indiquent une distribution hétérogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Sw (%)	16	34.4	26.7	9.3	93.5	0,056	0,236	/
Φ (%)	16	6.8	6.5	2.5	15.8	0,001	0,030	0,127578
k (mD)	16	1,721	0,555	0,045	13,890	11,910	3,451	8,622878

Tab.08. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D2

La moyenne de porosité est de l'ordre 0.068 %, elle présente une porosité moyenne
Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v), indique une distribution homogène

La moyenne de perméabilité est de l'ordre de 1.721mD, elle présente une perméabilité médiocre.
Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v) indiquent une distribution hétérogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
Sw (%)	3	27.1	27.4	24.2	29.8	0,001	0,028
Φ (%)	3	9.6	9.9	8.7	10.2	0,000	0,008
k (mD)	3	28,384	10,734	1,883	72,536	1 481,621	38,492

Tab.09. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de D1

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type
Sw (%)	8	33.2	31	15.5	62.4	0,021	0,146
Φ (%)	8	7.4	7.3	5.7	9.4	0,000	0,012
k (mD)	8	1,466	1,374	0,476	3,146	0,762	0,873

Tab.10. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de ID

3.1.2 Interprétation et discussion

D'après ces statistiques on remarque que les drains ID et D1 contient un nombre de valeur moins de 10 (D1 : 03 valeurs, ID : 08 valeurs) due au manque des données ; pour cette raison et pour donner plus de fiabilité a notre étude nous avons éliminé ces derniers.

Les paramètres de dispersions (σ , σ^2 , C_v)

$\sigma^2 > 2\sigma^+ (\bar{x})$ —————> plusieurs population

$\sigma^2 < 2\sigma^+ (\bar{x})$ —————> une seule population

-Porosité :

La porosité moyenne de D5 (0,085%) est supérieure par rapport au D4, D3, D2. Avec une valeur moyenne maximale d'environ (0,646 %)

Les paramètres de dispersions :

- ♦ **D5** : 0,008 < 0,258822 une seule population
- ♦ **D4** : 0,000 < 0,090989 une seule population
- ♦ **D3** : 0,001 < 0,118566 une seule population
- ♦ **D2** : 0,001 < 0,127578 une seule population

-Perméabilité :

La perméabilité moyenne de D3 (3,559 mD) est supérieure par rapport au D4, D5, D2. Avec une valeur moyenne maximale d'environ (69,734mD)

Les paramètres de dispersions :

- ♦ **D5** : 28,462 > 13,161416 plusieurs population

- ♦ **D4** : $4,499 < 5,418957$ un seul population
- ♦ **D3** : $184,995 > 30,761908$ plusieurs population
- ♦ **D2** : $11,910 > 8,622878$ plusieurs population

-Saturation :

La saturation moyenne en eau est de (0,272%) dans le D4 tandis que les autres drains cette valeur augmente jusqu'à (0.405%) dans le D5 pour atteindre une valeur moyenne maximal de (0,935%) dans le D2

3.2 Analyses bivariées

3.2.1. Les matrices de corrélations des drains

Variable	Sw (%)	Φ (%)	k (mD)
Sw (%)	1	-0,05	-0,14
Φ (%)		1	-0,02
k (mD)			1

Tab.11. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D5

Variable	Sw (%)	Φ (%)	k (mD)
Sw (%)	1	-0,76	-0,3
Φ (%)		1	0,72
k (mD)			1

Tab.12. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D4

Variable	Sw (%)	Φ (%)	k (mD)
Sw (%)	1	-0,58	0,14
Φ (%)		1	0,5
k (mD)			1

Tab.13. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D3

Variable	Sw (%)	Φ (%)	k (mD)
Sw (%)	1	-0,67	-0,24
Φ (%)		1	-0,02
k (mD)			1

Tab.14. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de D2

3.2.2 Interprétation et discussion

D'après les matrices de corrélation on remarque que la corrélation entre la perméabilité et la saturation en eau est négative dans les drains (D5, D4, D2) ce qui explique que ces drains ont un bon intérêt pétrolier.

Par contre, il existe une corrélation entre la perméabilité et la saturation en eau est positive dans le drain D3. La porosité a une forte corrélation négative avec la saturation en eau dans tous les drains.

La corrélation négative entre la perméabilité et la porosité dans les drains D5 et D3 indique la présence d'argile dans ces drains.

Conclusion

Le traitement statistique effectué sur les variables (Φ , K) des cinq drains : (D5, D4, D3, D2) montre que:

- ♦ **D5** : présente une distribution hétérogène (deux populations)

Et une corrélation des paramètres pétrophysiques (Φ , K) négative avec la saturation en eau (S_w). Qui indique que le D5 est peut être rentable.

- ♦ **D4**: présente une distribution homogène, un seul faciès Gréseux et une corrélation des paramètres pétrophysiques (Φ , K) négative avec la saturation en eau (S_w), donc le D4 est rentable.

- ♦ **D3**: présente une distribution hétérogène (deux population): Argile, Gris
Et une corrélation des paramètres pétrophysiques (Φ , K) positive avec la saturation en eau (S_w). Qui indique que le D3 est non rentable.

- ♦ **D2** : présente une distribution hétérogène (deux population): Argile, Gris
Et une corrélation des paramètres pétrophysiques (Φ , K) négative avec la saturation en eau (S_w). Qui indique que le D2 est peut être rentable.

Chapitre IV

Modélisation Géostatistiques

Introduction

La géostatistique est une science physique (Chauvet, 1999), c'est l'étude des phénomènes naturels répartis dans l'espace (phénomènes régionalisés) et/ou dans le temps (minéralisation).

La géostatistique permet le traitement de données spatiales ou temporelles à partir de l'utilisation de modèles probabilistes. Les nombreuses méthodes de cette discipline trouvent des et environnementaux. L'application de ces méthodes en science de la terre permet de traité de nombreux problèmes. applications dans des champs disciplinaires aussi variés que les domaines miniers, pétroliers

1.Méthodes géostatistiques (A3, C et J)

Soit un phénomène régionalisé mesurable dans chacun des points x_i de l'espace de définition (Fig.06):

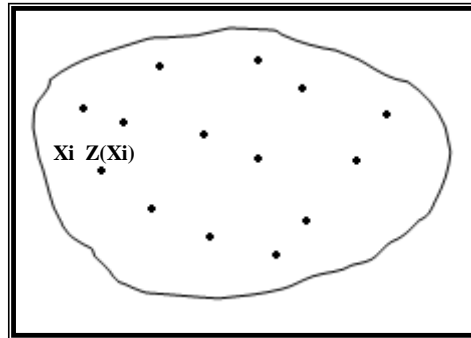


Fig. 06. Répartition des variables régionalisées.

- ♦ Si en x_i , la variable régionalisée $Z(x_i)$ est considérée comme valeur unique (valeur vraie): la géostatistique étudiera la corrélation spatiale de cette variable et leur structure dans l'espace: c'est la **Géostatistique dite Transitive, le modèle primaire**(Chauvet,1999).
- ♦ Si au point x_i , $Z(x_i)$ est une variable aléatoire, plusieurs réalisations sont alors possibles et chaque valeur $Z(x_i)$ est une réalisation particulière de $Z(x_i)$. L'ensemble des variables aléatoires formerait la fonction aléatoire (F.A.) $Z(X)$. La géostatistique des fonctions aléatoire est dite **Géostatistique Intrinsèque** modèle **topo-probabiliste** (Chauvet, 1999).

Le phénomène naturel étudié par la géostatistique peut être stationnaire ou non. Les moyennes des variables aléatoires aux différents points x_i de l'espace de définition sont égales, alors on dit que le phénomène naturel est **stationnaire**.

1.1 La variographie

1.1.1 Le variogramme

Soit une variables aléatoire, $z(x)$ et $z(x+h)$ mesurées en 2 points « x » et « $x+h$ », la variabilité entre ces deux points (Fig.07) se caractérise par une fonction notée $2\gamma(h)$ appelée variogramme (Journel et Huijbregts, 1978).

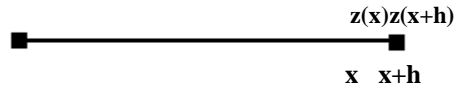


Fig. 07. Représentation schématique des points de mesure de la variable dans l'espace.

Le variogramme théorique est défini comme étant l'espérance quadratique de la variable aléatoire $[z(x) - z(x+h)]$ soit:

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

En général, le variogramme $\gamma(h)$ (ou semi-variogramme) est une fonction à la fois du point x et du vecteur h mais l'estimation de ce variogramme nécessite plusieurs réalisations.

Cependant, nous ne disposons que d'une réalisation soit le couple $[z(x), z(x+h)]$ de mesures effectuées aux points x et $x+h$ d'où l'introduction de l'hypothèse intrinsèque "le variogramme ne dépend que du vecteur h en module et en direction non pas du point x ". En admettant cette hypothèse, le variogramme sera estimé par la formule :

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

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

Le nombre de couples $[z(x), z(x+h)]$ est séparé par une distance h suivant une direction 0° (Fig.08).

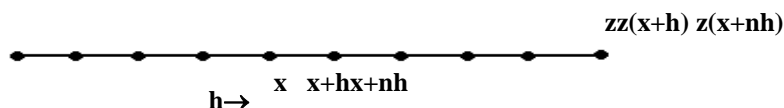


Fig. 08. Variogramme expérimental.

a) Propriétés du variogramme

En général, le variogramme peut être présenté sous forme graphique: Le graphe de $\gamma(h)$ a les caractéristiques suivantes (Fig. 09):

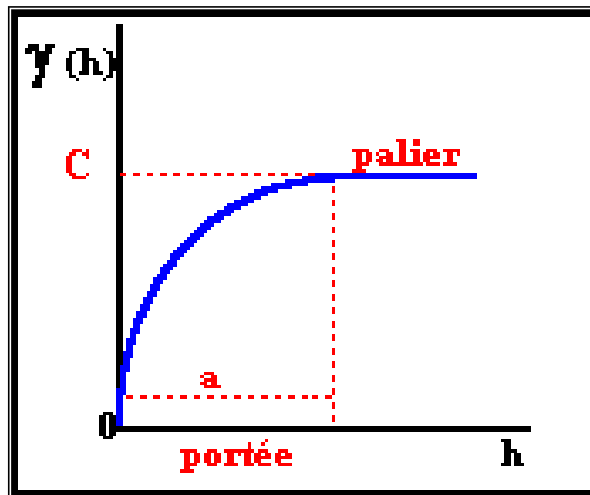


Fig. 09. Les caractéristiques du graphe $\gamma(x,h)$ en fonction de h .

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

Lorsque la distance h dépasse la portée, il n'y a plus de corrélation entre les échantillons séparés par cette distance h . La portée du variogramme fournit une définition plus précise de la notion de **zone d'influence**.

a.1 Anisotropies

Lorsque le variogramme est calculé pour tout couple de points, dans certaines directions, il révèle parfois des différences de comportement : c'est-à-dire des paliers différents et/ou des portées différentes, il y a dans ce cas une anisotropie.

On en distingue deux principaux types: l'anisotropie géométrique et l'anisotropie zonale.

a.1.1 Anisotropie géométrique (Elliptique)

Dans le cas de deux variogrammes directionnels qui ont les mêmes paliers et des portées différentes (Fig.10), on dit qu'il y a une anisotropie géométrique. Pour déterminer une éventuelle

présence anisotropie géométrique, on trace l'ellipse des portées (Fig.11).

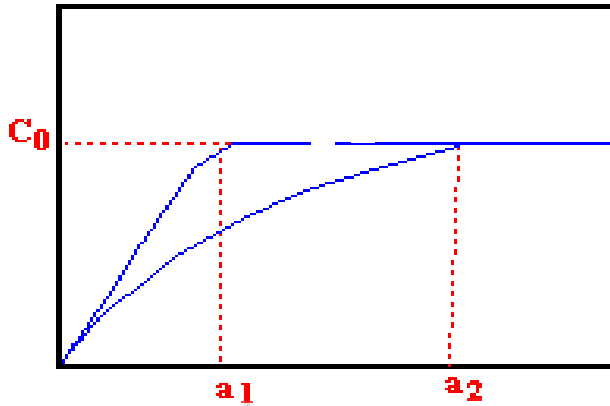


Fig. 10. Anisotropie géométrique ou elliptique.

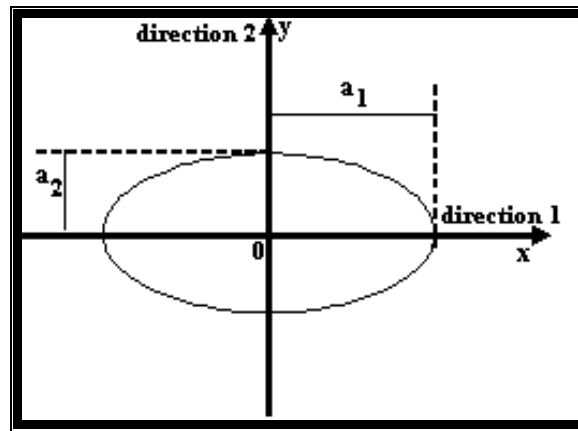


Fig. 11. Ellipse des portées-Anisotropie géométriques.

a.1.2 Anisotropie zonale (stratifiée)

On dit qu'il y a une anisotropie zonale lorsque deux variogrammes directionnels ont des paliers et des portées différentes (Fig.12).

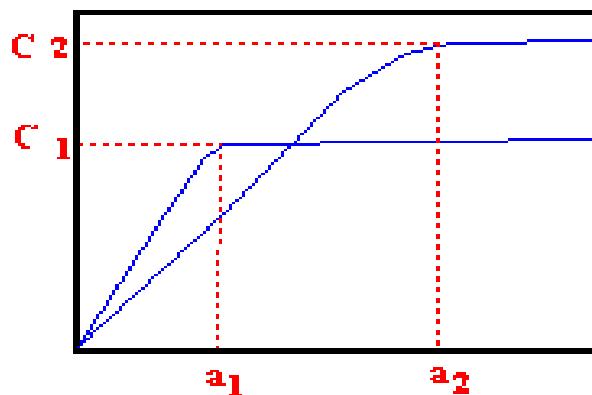


Fig.12. Anisotropie zonale.

b) Modèles théoriques et ajustement des variogrammes

Une fois le variogramme expérimental calculé, il faut alors déterminer un modèle mathématique qui lui correspond tout en étant opérationnel et simple à l'emploi.

C'est l'ajustement du variogramme expérimentale. Les modèles théoriques d'usage courant sont classés en modèles avec ou sans palier (Journel et Huijbregts, 1978).

b.1 Les modèles à palier : il existe ceux avec comportement linéaires à l'origine et ceux avec comportement paraboliques à l'origine.

- ♦ Comportement linéaires à l'origine:

$$\text{-Modèle Sphérique : } \gamma(h) = C \left[\frac{3|h|}{2a} - \frac{1}{2} \left(\frac{|h|^3}{a^3} \right) \right]$$

Sa forme correspond bien à une croissance presque linéaire jusqu'à une certaine distance, puis une stabilisation. La tangente à l'origine rencontre la droite du palier à un point d'abscisse $h = 2a/3$ (Fig.13).

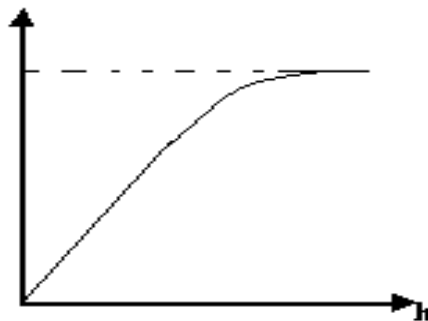


Fig. 13. Schéma d'un modèle sphérique.

$$\text{-Modèle Exponentiel: } \gamma(h) = C \left[1 - \exp\left(-\frac{|h|}{a}\right) \right]$$

La tangente à l'origine rencontre la droite du palier à l'abscisse a. (Fig.14)

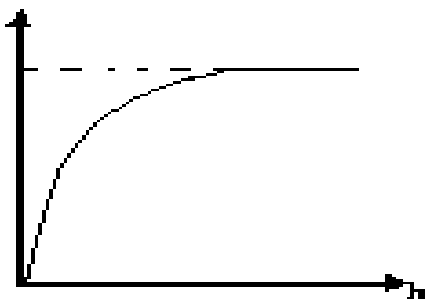


Fig. 14. Schéma d'un modèle exponentiel.

- ♦ Comportements paraboliques à l'origine :

-Modèle Gaussien: $\gamma(h) = C \left[1 - \exp\left(-\frac{|h|^2}{a^2}\right) \right]$

Le modèle gaussien représente un phénomène extrêmement continu (Fig. 24).

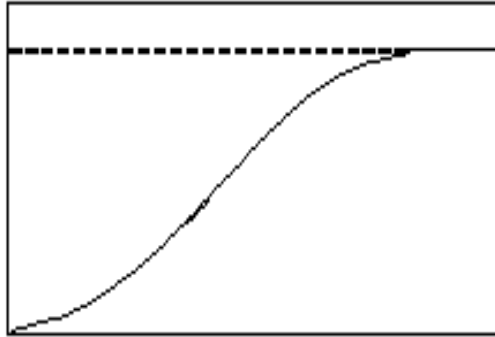


Fig. 15. Schéma d'un modèle Gaussien.

b.2 les modèles sans palier

-Modèle en puissance: $\gamma(h) = h^\lambda$ avec $0 < \lambda < 2$

La croissance de ce modèle ne présente pas de palier, du moins dans les limites $h < b$ (Fig.16).

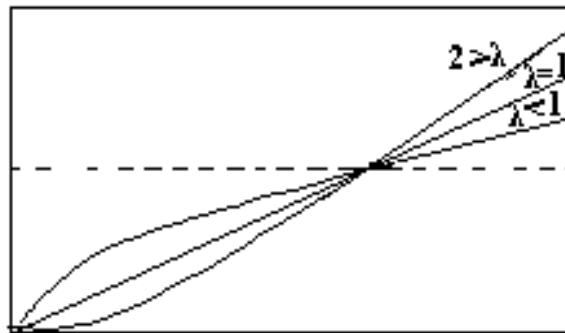


Fig.16. Schéma d'un modèle en puissance.

L'utilisation de ces approches nécessite bien entendu une analyse rigoureuse des données afin de choisir le modèle le plus adéquat et ainsi estimer empiriquement les paramètres de ce modèle.

1.2 Le krigeage

Le krigeage est une méthode d'estimation et/ou d'interpolation spatiale fournissant la meilleure estimation linéaire possible d'une caractéristique inconnue $Z(x)$ (ou Z_v) à partir de l'information disponible Z_i (expérimentale) et l'information structurale (variogramme ou covariance) de la F.A. représentative de la régionalisation des variables étudiées.

Les pondérateurs sont calculés à l'aide de la procédure géostatistique de krigeage: en fonction de la quantité, la configuration de Z_i et surtout de la caractéristique structurale: variogramme.

La variance d'estimation de $Z(x)$ (ou Z_v) est minimale : elle est fonction de la continuité spatiale telle qu'exprimée par le variogramme, de la configuration et de la quantité de l'information disponible.

En géostatistique linéaire on a trois principaux types de krigeage:

1. **Krigeage ordinaire**: variable stationnaire de moyenne inconnue.
2. **Krigeage simple**: Variable stationnaire de moyenne connue.
3. **Krigeage universel**: variable non stationnaire.

1.2.1 Le Krigeage Ordinaire

Dans le cas où la F.A est stationnaire $E\{z(x)\} = m$, m : moyenne inconnue.

Le formalisme de Lagrange (μ) permet de minimiser la variance d'estimation et le système de

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

En calcul les pondérateurs λ_i de Z_v : $Z_v = \sum_{i=1}^N \lambda_i Z_i$

Le non-biais est vérifié par la condition : $\sum_{i=1}^N \lambda_i = 1$

La variance de krigeage ordinaire est de la forme suivante:

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

Un système à $N+1$ équations et $N+1$ inconnues qui sont les N pondérateurs λ_i et le paramètre de Lagrange μ .

2. Application de la géostatistique dans le domaine pétrolier

- ✓ **Modélisation géométrique:** cela consiste à interpoler les surfaces qui serviront de limites ou de surfaces de référence pour les unités en tenant compte de toutes les informations disponibles: côtes des toits mesurées aux puits, données de pendage et d'orientation, contraintes d'inégalités, facteurs de forme donnés par les couvertures sismiques. L'interpolation de ces surfaces géologiques doit pouvoir utiliser les données provenant de sondages déviés (ou horizontaux) et prendre en compte la structure géologique.
- ✓ **Caractérisation de réservoir:** il s'agit ici d'élaborer des méthodes de simulations conditionnelles des variables pétrophysiques (porosité, perméabilité) en accord avec la géologie.

3. Resultats et interprétations

3. 1. Variographie

Les variogrammes expérimentaux des données pétophysiques (k, ϕ, S_w) des Dains (D5, D4, D3, D2, D1, ID) ont été calculés et modelisés.

3.1.1 Variogramme de D5:

➤ Variogramme Porosité :

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique :

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.17) : $\gamma(h) = 0.375 + 0.625(Sph_{35.617})$

- **Porté:** $a_1 = 35.617$ m
- **Effet de pépite:** $C_{0,1} = 0.375$ (mD)².
- **Palier:** $C_1 = 0.625$ (mD)².

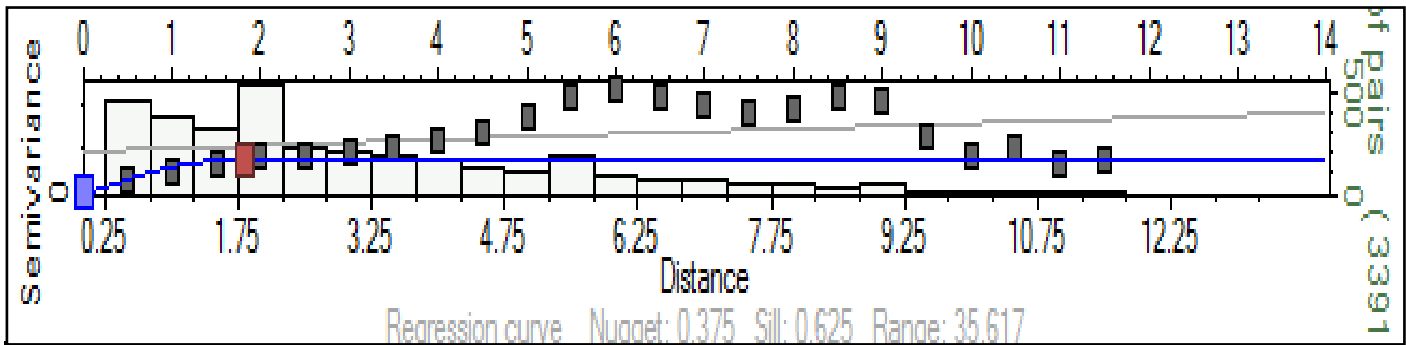


Fig.17. Variogramme de porosité de D5

➤ Variogramme Perméabilité :

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.18) : $\gamma(h) = 0.401 + 0.598(Sph_{57.5})$

- **Porté:** $a_1 = 57.5$ m.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1} = 0.401$ (mD)².
- **Palier:** $C_1 = 0.598$ (mD)².

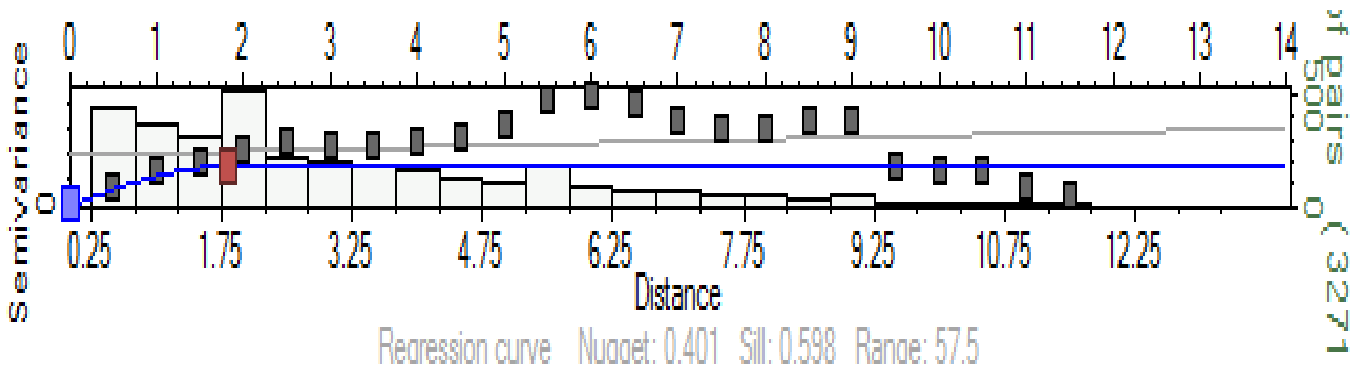


Fig.18.Variogramme de perméabilité de D5

3.1.2) Variogramme de D4:

➤ Variogramme Porosité :

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.19) : $\gamma(h) = 0.188 + 0.812(Sph_{62.5})$

- **Porté:** $a_1 = 62.5$ m.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1} = 0.188$ (mD)².
- **Palier:** $C_1 = 0,812$ (mD)²

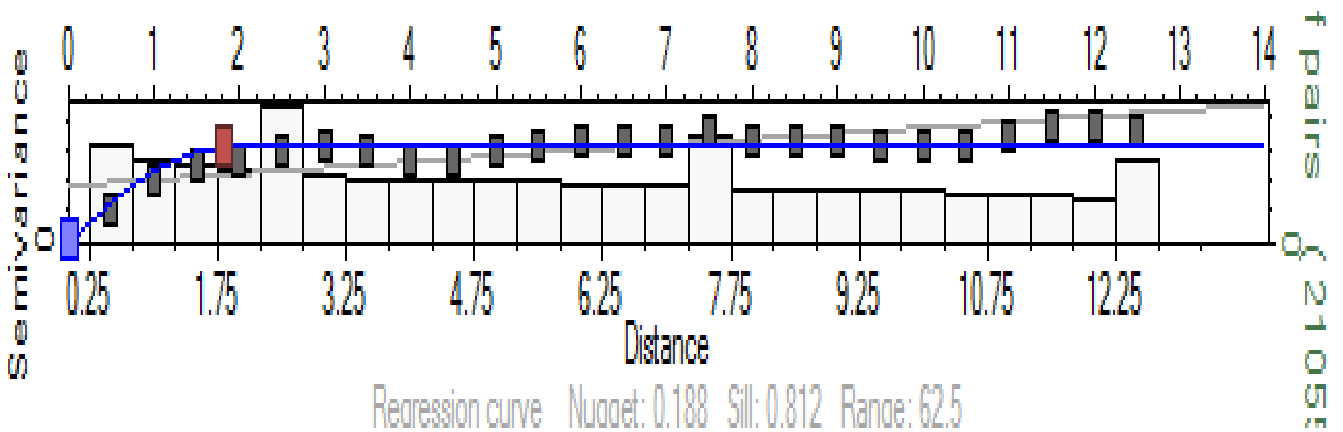


Fig.19.Variogramme de porosité de D4

➤ **Variogramme Perméabilité :**

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.20) : $\gamma(h) = 0.318 + 0.682(Sph_{48.396})$

- **Porté:** $a_1 = 48.396$ m.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1} = 0.318$ (mD)².
- **Palier:** $C_1 = 0.682$ (mD)².

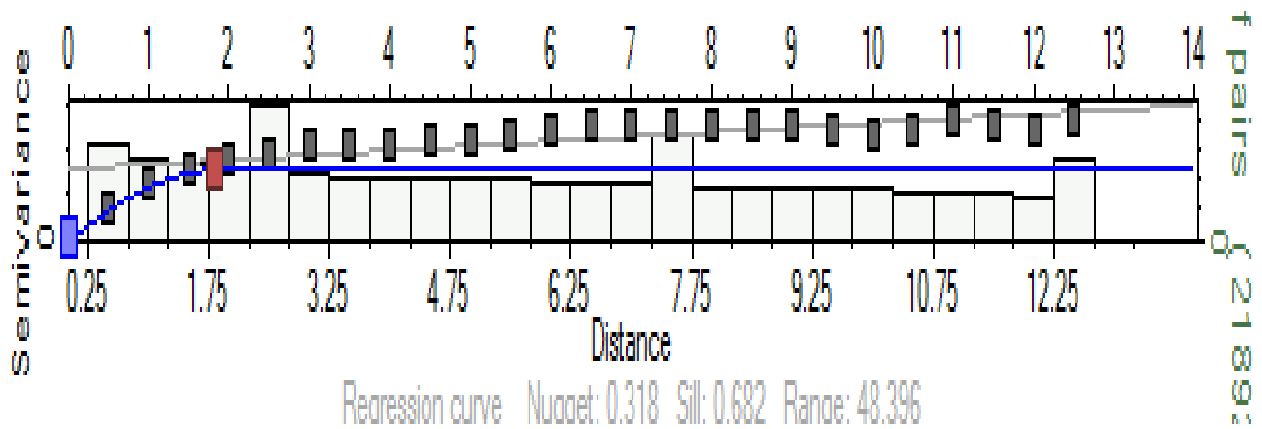


Fig.20. Variogramme de perméabilité de D4

3.1.3) Variogramme de D3:

➤ **Variogramme Porosité :**

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.21) : $\gamma(h) = 0.344 + 0.655(Sph_{61.631})$

- **Porté:** $a_1 = 61.631$ m.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1} = 0.344$ (mD)².
- **Palier:** $C_1 = 0.655$ (mD)².

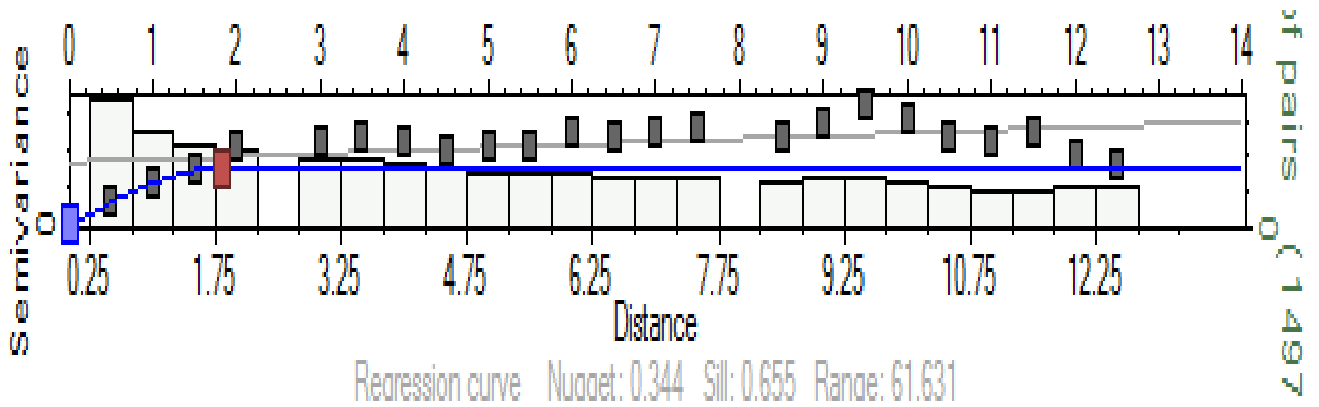


Fig.21. Variogramme de porosité de D3

➤ **Variogramme Perméabilité :**

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.22): $\gamma(h) = 0.281 + 0.718(Sph_{62.5})$

- **Porté:** $a_1 = 62.5m$.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1} = 0.281 (mD)^2$
- **Palier:** $C_1 = 0,718 (mD)^2$.

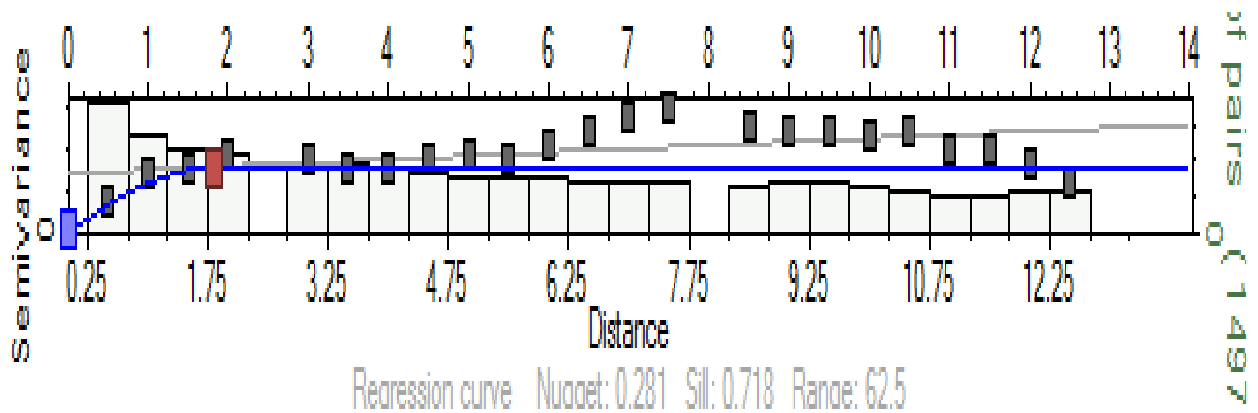


Fig.22. Variogramme de perméabilité de D3

3.1.4) Variogramme de D2:

➤ **Variogramme Porosité :**

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.23) : $\gamma(h) = 0.227 + 0.772(Sph_{62.5})$

- **Porté:** $a_1=62.5$ m.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1}=0.227$ (mD)².
- **Palier:** $C_1= 0.772$ (mD)².

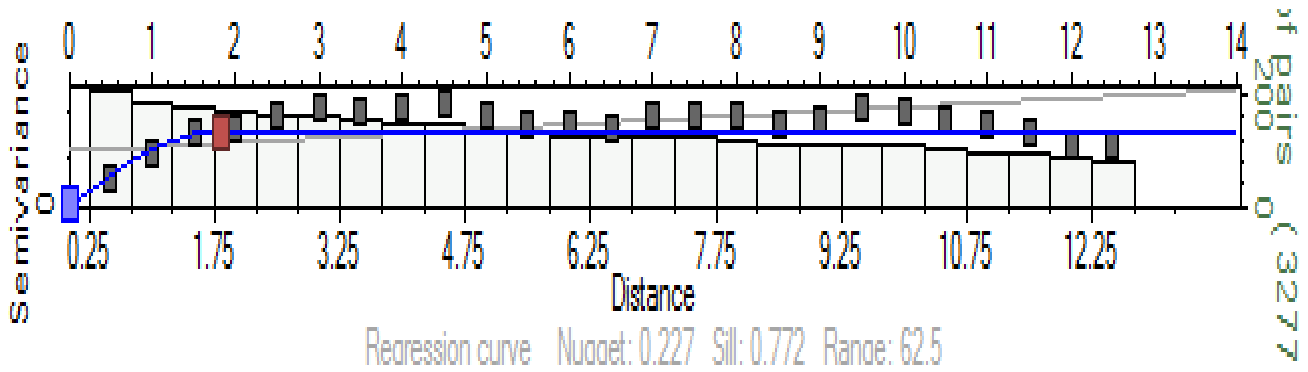


Fig.23.Variogramme de porosité de D2

➤ **Variogramme Perméabilité :**

Le variogramme vertical a été calculé et ajusté à un modèle Sphérique

$$\gamma(h) = C_0 + C(Sph_a)$$

Suivant le variogramme (Fig.24) : $\gamma(h) = 0.298 + 0.701(Sph_{62.5})$

- **Porté:** $a_1=62.5$ m.
- **Effet de pépite:** $C_{0,1}=0.298$ (mD)².
- **Palier:** $C_1= 0,701$ (mD)².

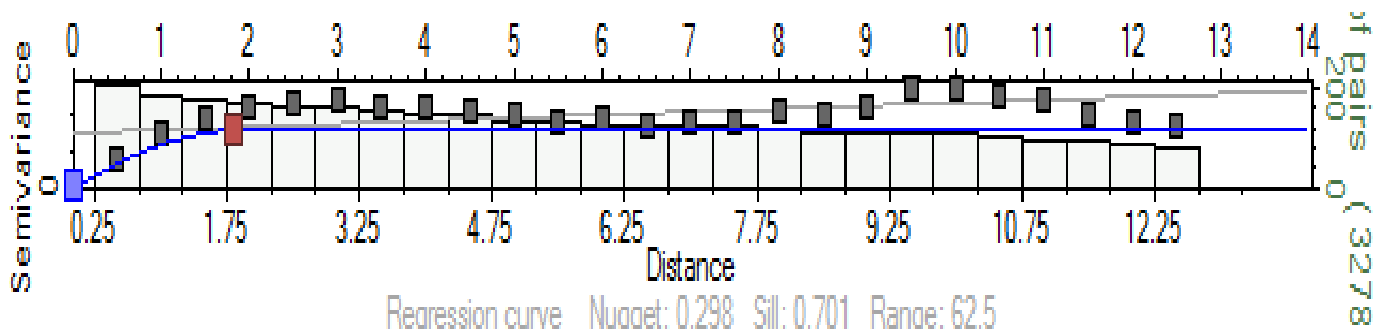


Fig.24.Variogramme de perméabilité de D2

3.2. Répartition de la porosité et la perméabilité dans la zone 1b

On note d'après le mode 3D (modélisation géologique pétrel) que :

La porosité de notre zone d'étude (Fig.25) est presque très bonne en générale, la valeur estimée entre [0.06 % à 0.08%],

La perméabilité de notre zone d'étude (Fig.26) est faible a médiocre, la valeur estimée entre [0mD à 0.3mD] (Anisotropie).

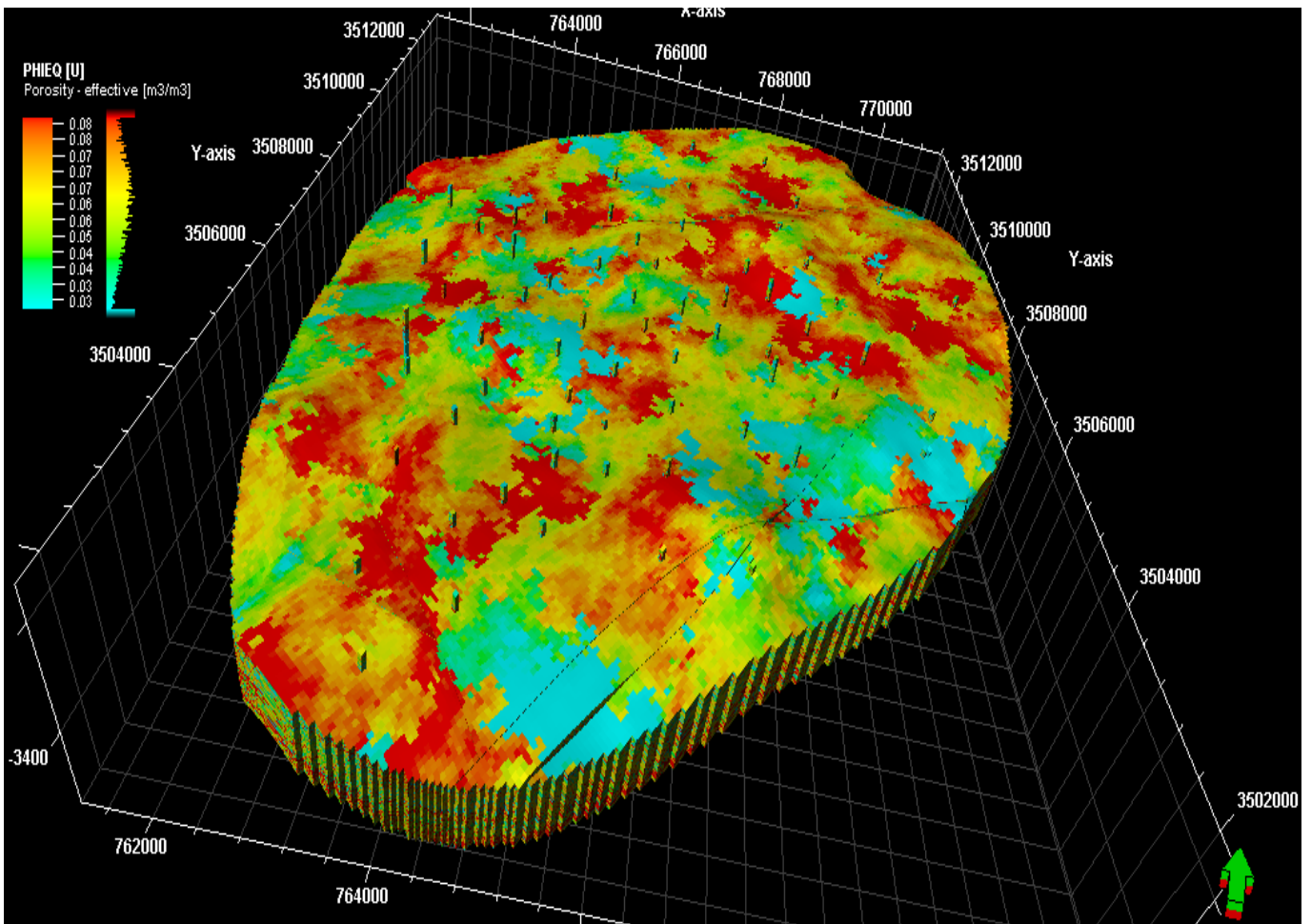


Fig.25. la répartition de porosité dans la zone 1b en mode 3D

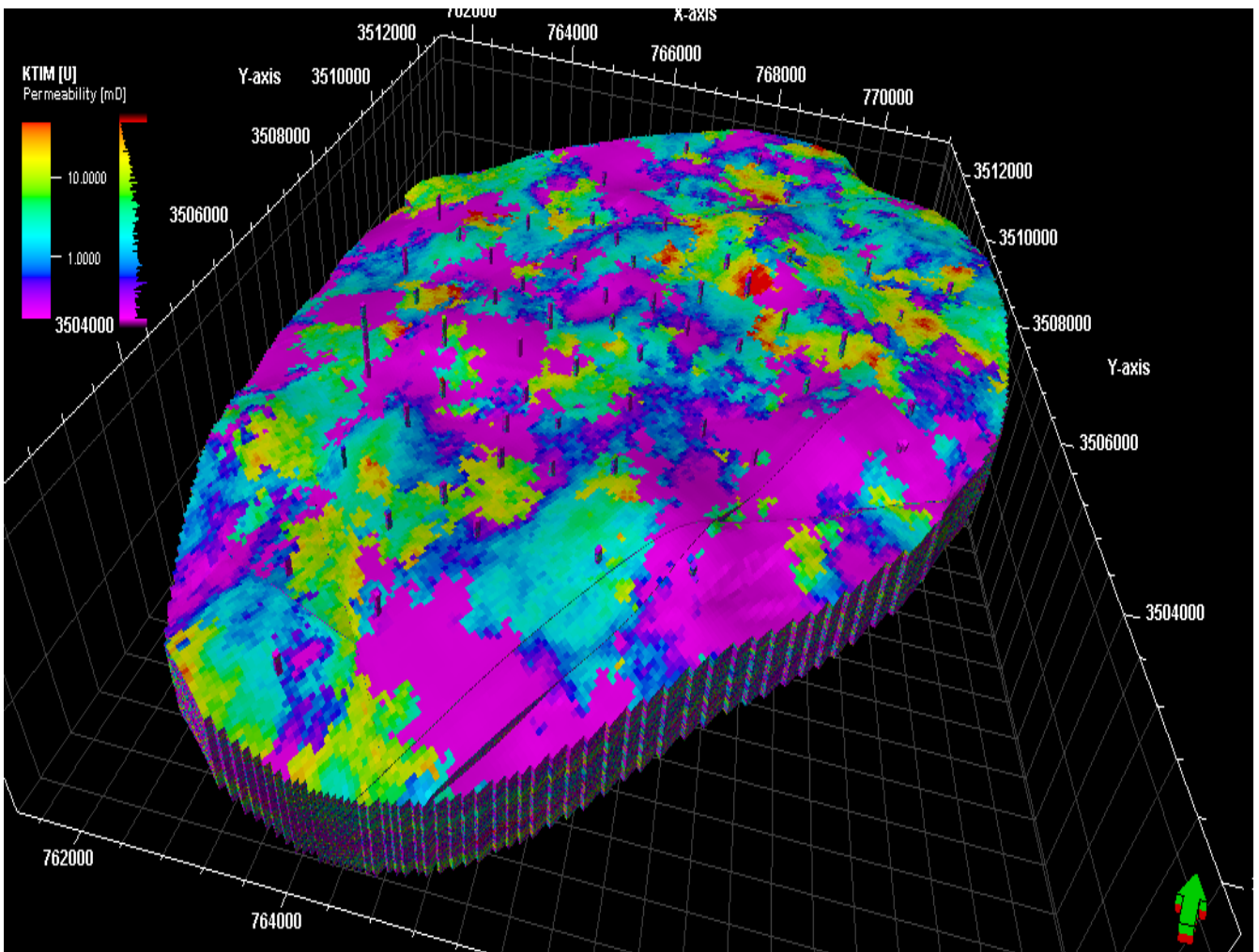


Fig.26. la répartition de perméabilité dans la zone 1b en mode 3D

3.4. Interprétation

Interprétation de la carte des iso-porosités et iso-perméabilité de D5 (Fig.27)

✚ La carte en iso-porosité (A) montre une mauvaise à moyenne porosité.

Une très bonne porosité se trouve dans la partie Est-Nord-Est. Où on trouve une Excellente porosité Au niveau du puits MD354.

✚ La carte en iso-perméabilité (B) montre une bonne perméabilité.

Une très bonne perméabilité se trouve dans les puits MD354, MD495, MD315.

Interprétation de la carte des iso-porosités et iso-perméabilité de D4 (Fig. 28)

✚ La carte en iso-porosité (A) montre une moyenne à bonne porosité.

Une très bonne porosité se trouve dans les puits MD343, MD354, MD315.

✚ La carte en iso-perméabilité (B) montre une moyenne à bonne perméabilité.

Une très bonne perméabilité se trouve dans la partie Est –Nord-Est les puits MD354, MD343. Et dans la partie Ouest-Nord-Ouest où se trouve le puits MD315

Interprétation de la carte des iso-porosités et iso-perméabilité de D3 (Fig. 29)

✚ La carte en iso-porosité (A) montre une moyenne porosité .Sauf dans le puits MD354, MD364 où se trouve une très bonne a excellent porosité.

✚ La carte en iso-perméabilité (B) montre un faible à moyenne perméabilité

Une perméabilité bonne a très bonne se trouve dans la partie Est –Nord-Est où on remarque une excellent perméabilité dans le puits MD354.

Interprétation de la carte des iso-porosités et iso-perméabilité de D2 (Fig. 30)

✚ La carte en iso-porosité (A) montre une moyenne porosité.

Une très bonne porosité se trouve seulement dans les puits MD354, MD364.

✚ La carte en iso-perméabilité (B) montre un faible à moyen perméabilité dans le centre.

Une très bonne perméabilité se trouve seulement dans les puits MD354, MD364.

3.3 Cartographie (isoporosité et isoperméabilité)

3.3.1. Drain D5 :

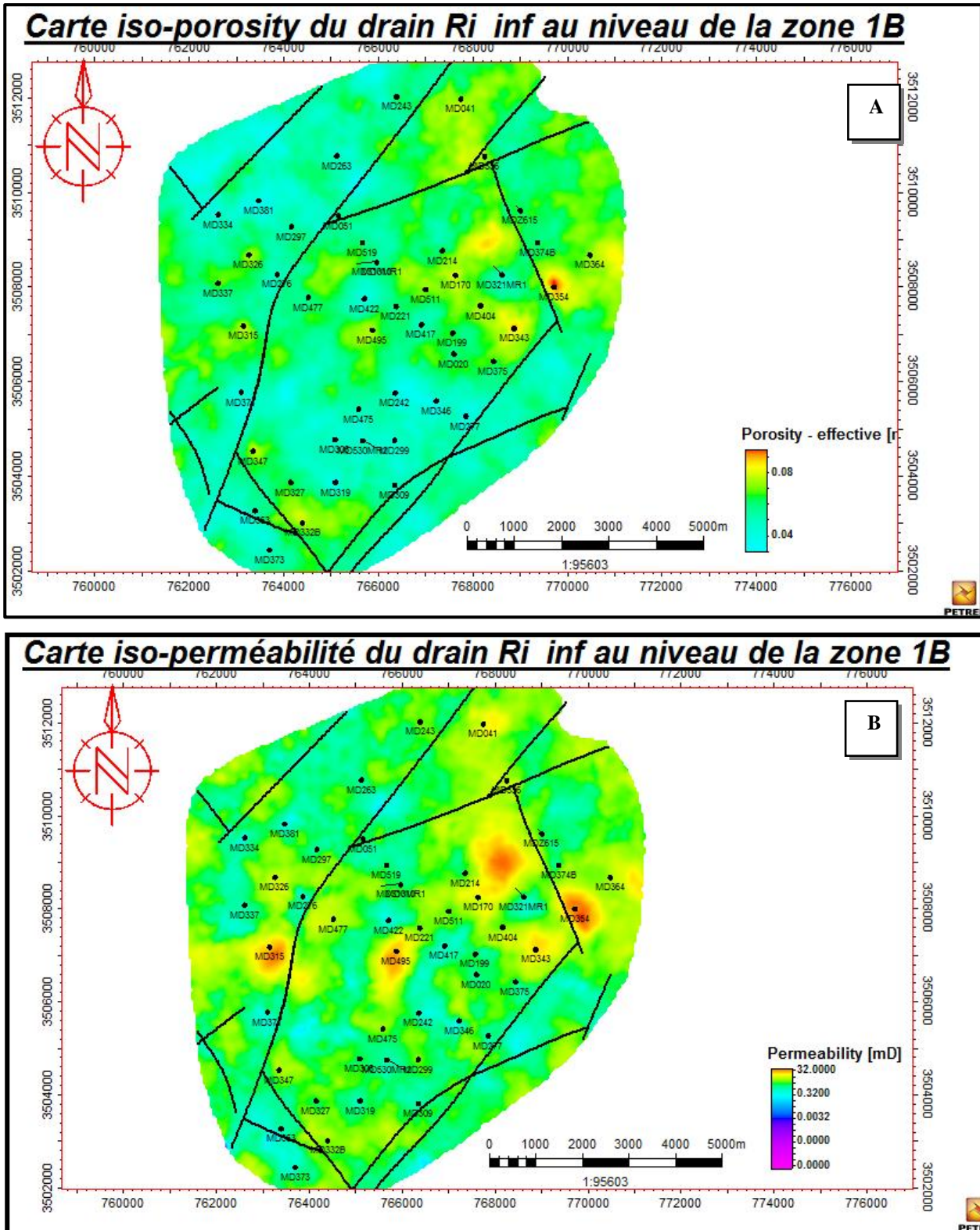


Fig. 27. A. Carte des iso-porosité -B- Carte des iso-perméabilité de D5

3.3.2.

Drain

D4 :

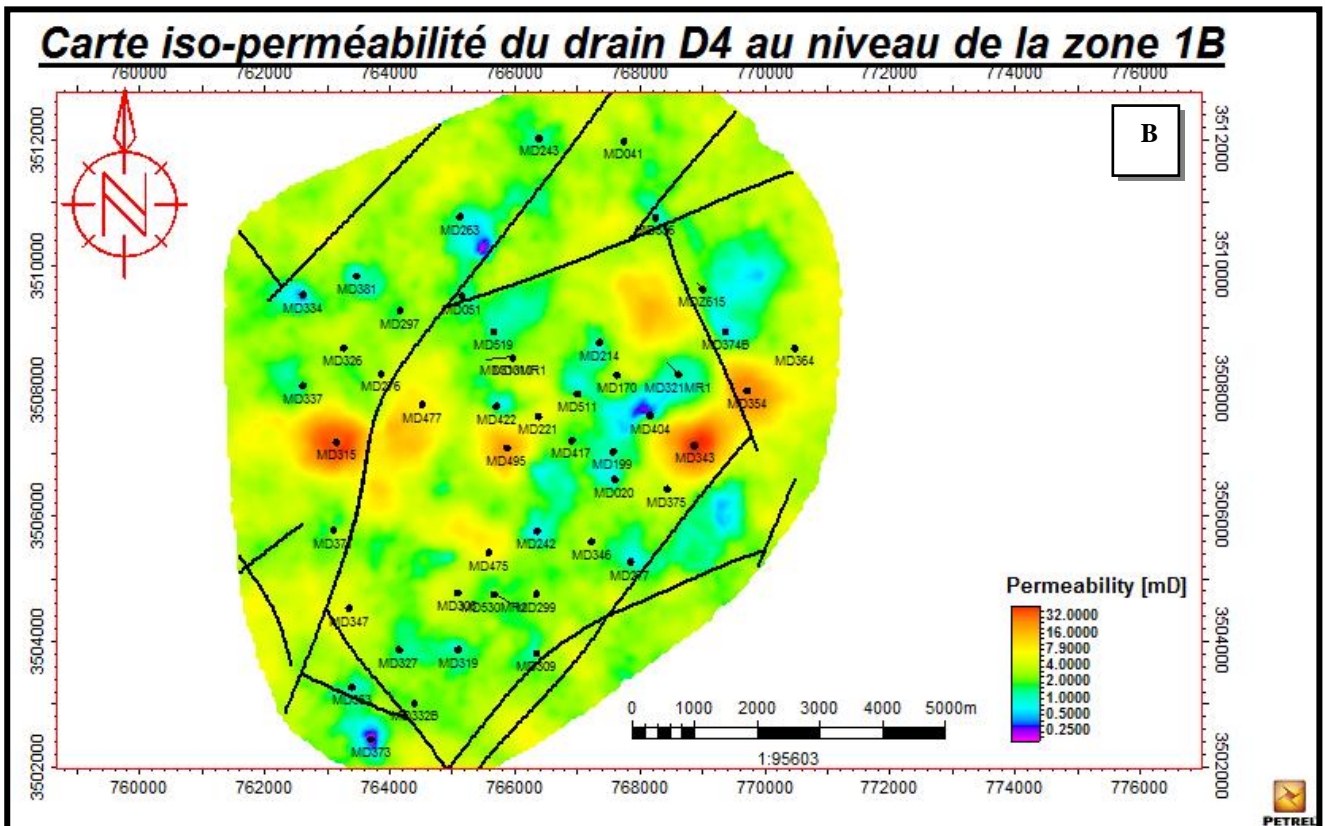
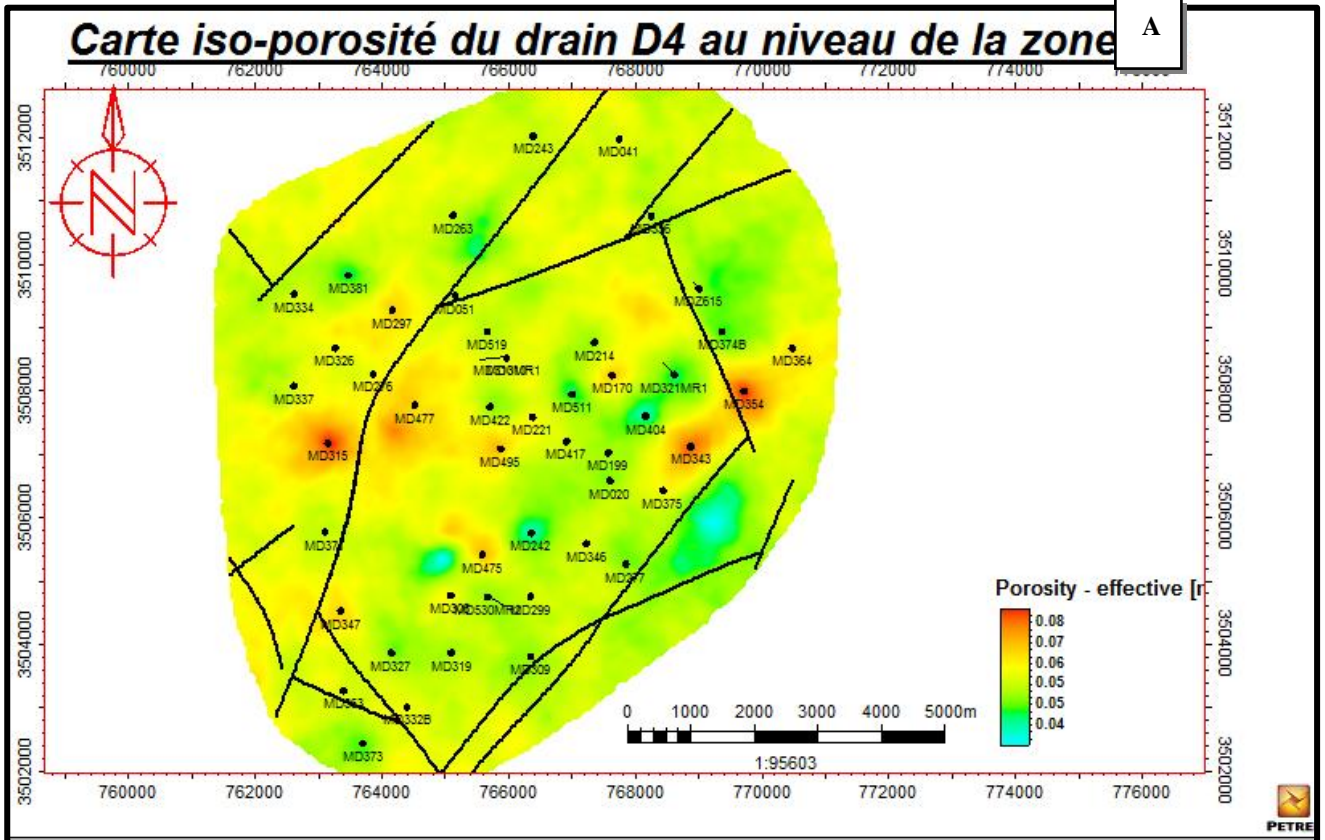


Fig.28. A. Carte des iso-porosité -B- Carte des iso-perméabilité de D4

3.3.3. Drain D3 :

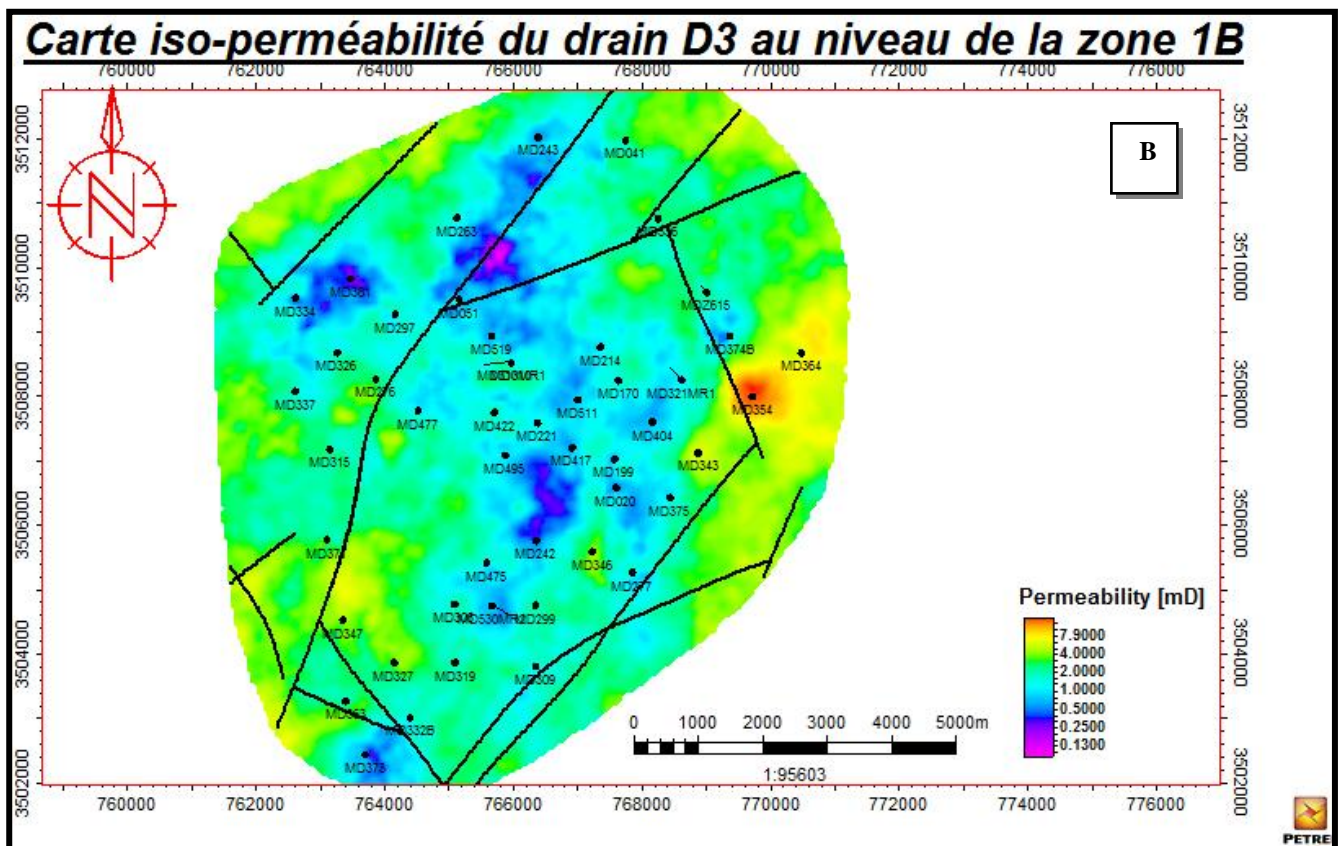
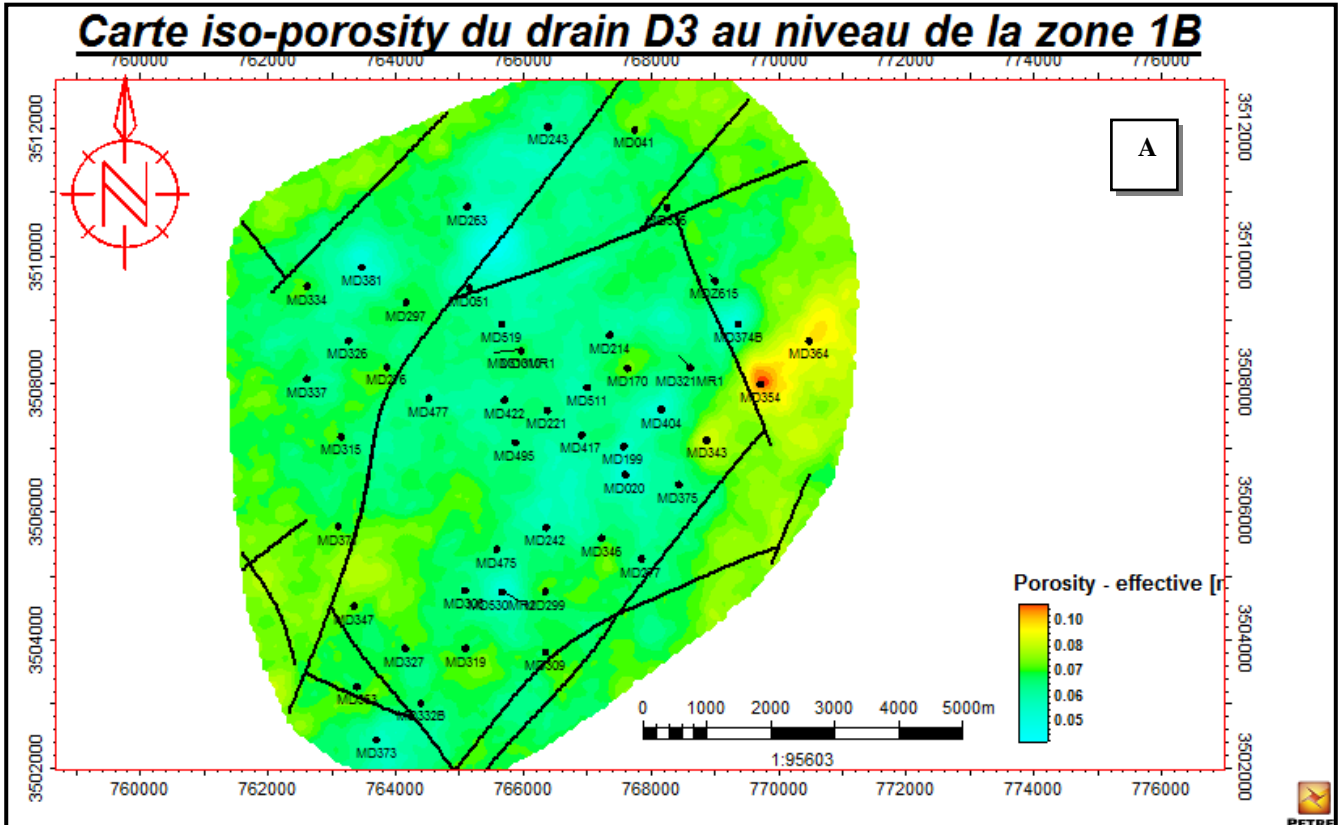


Fig.29. A. Carte des iso-porosité -B- Carte des iso-perméabilité

3.3.4. Drain D2 :

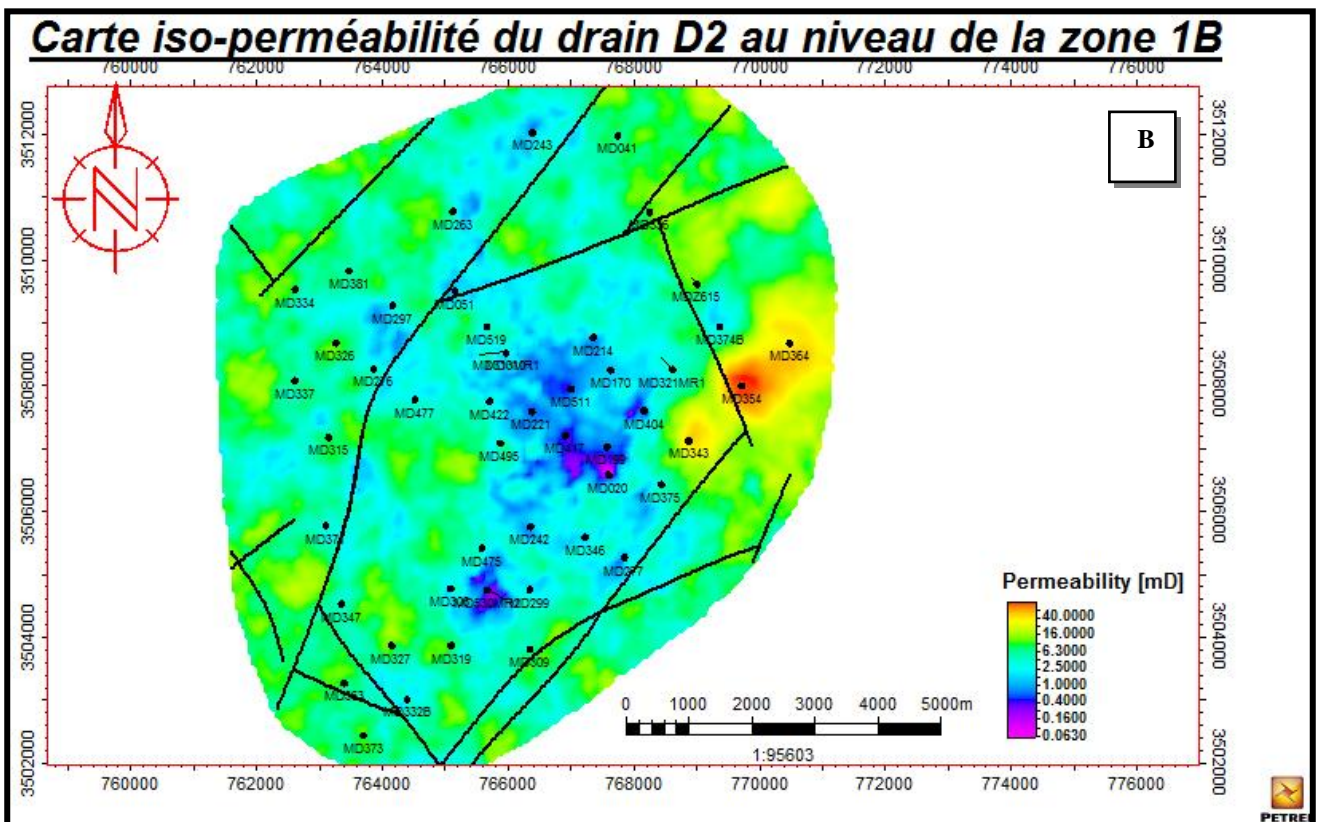
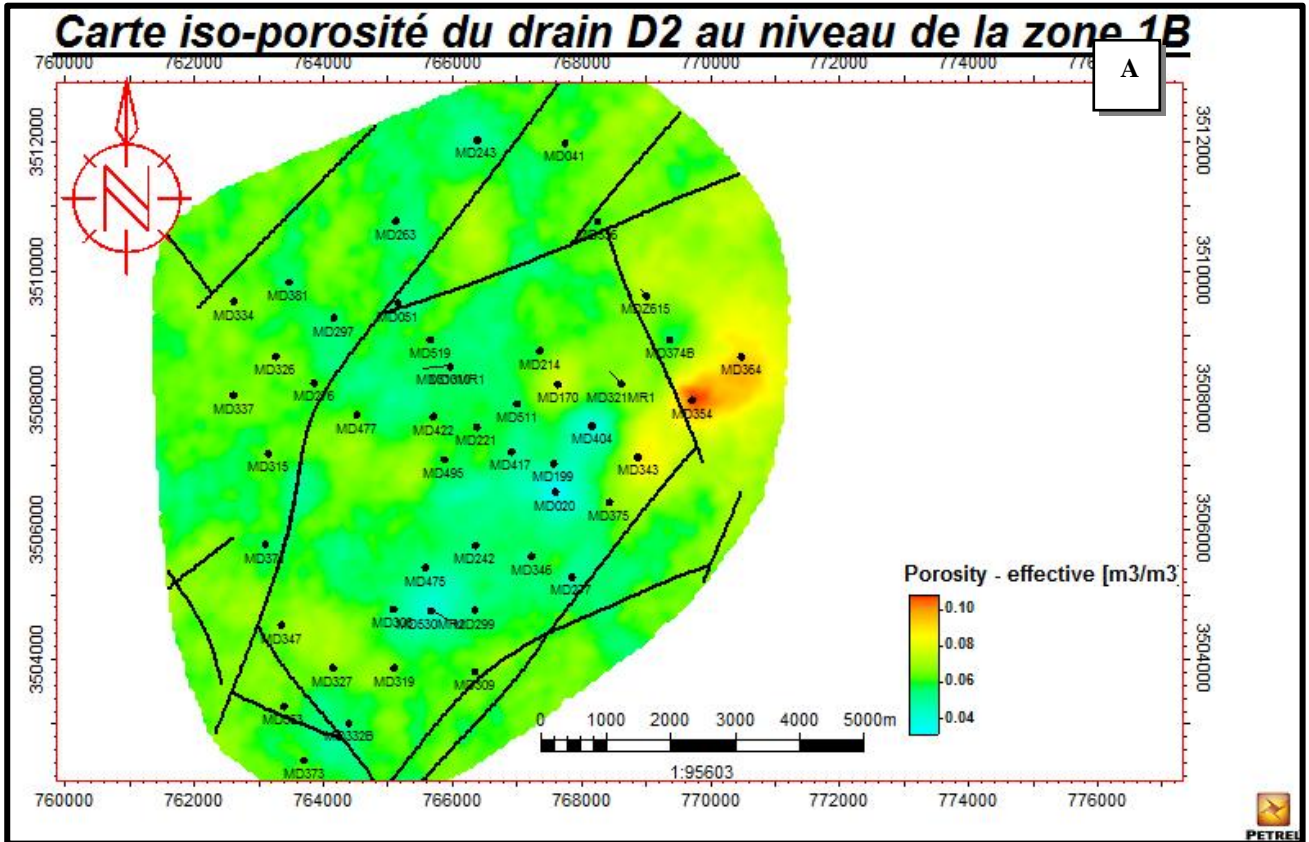


Fig. 30. A. Carte des iso-porosité -B- Carte des iso-perméabilité de D2

Conclusion

L'analyse des paramètres pétrophysiques au niveau de la zone 1b a permis de déduire que :

- La porosité est généralement moyenne à bonne, tel que le D5 et D3 présente faible a moyenne porosité, par contre drains D4, D2 présente une meilleure porosité.
- la perméabilité est généralement faible à médiocre, les drains D5, D4, D3 montre une moyenne perméabilité par rapport au D2 qui est faible.
- les puits MD343, MD354, MD315, MD364 montrent les meilleurs caractéristiques petro physiques.
- La valeur minimal de l'effet de pépite de porosité se trouve dans le drain D4 (0.188) où il indiquel'erreur est minimal.
- La valeur minimal de l'effet de pépite de perméabilité se trouve dans le drain D3 (0.281) où il indiquel'erreur est minimal
- L'orientation de la majorité des failles est de SSW-NW, on a remarqué que les puits qui sont proches de ces failles ont une faible paramètres petrophysique ex.MD334, MD375, MD243, ça c'est peut-être dû au phénomène de silicification.par contre les puits qui sont proche du faille qui a une direction mineur ESE-ENE ont des meilleures paramètres petrophysique tel que MD343, MD354, MD364.

Conclusion général

Cette étude a permis de faire une étude statistique de et modélisation du réservoir cambrien (base de Ra-Ri) – zone 1b.

Les résultats obtenus en l'occurrence ont montré que :

✓ le drain de réservoirs D4 est les plus promoteurs. Car ce drain est caractérisé comme suite : Une bonne porosité Φ (%) modéré [0,057], bonne perméabilité k (mD) [1,177], un seul facies [gréseux] , corrélation de poroposité et la perméabilité est négative avec Saturation en eau ainsi que effet de pépité est [$C_0 \Phi = 0.188 / C_{0,k} = 0.318$] ; où il indiquel'erreur est minimal.

✓ Le drain de réservoirs D3 est le moins producteur. Car ce drain est caractérisé comme suite : Une faible porosité Φ (%) modéré [0,072], moyenne perméabilité k (mD) [3,559], deux facies [argileux-gréseux] , corrélation de poroposité et la perméabilité est positive avec Saturation en eau ainsi que effet de pépité est ($C_0, \Phi = 0.344 / C_{0,k} = 0.281$) où il indiquel'erreur est minimal.

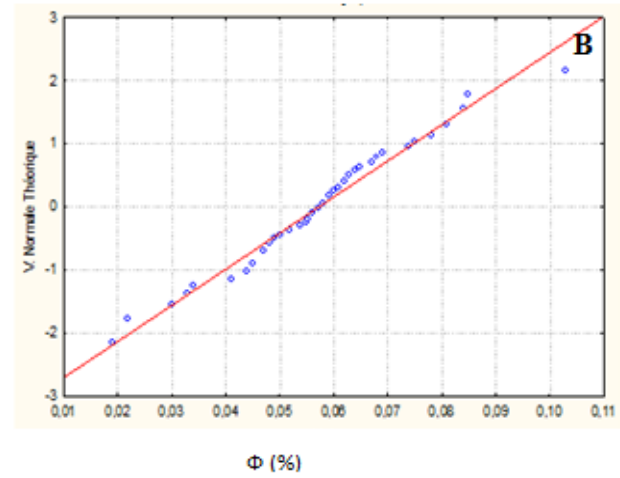
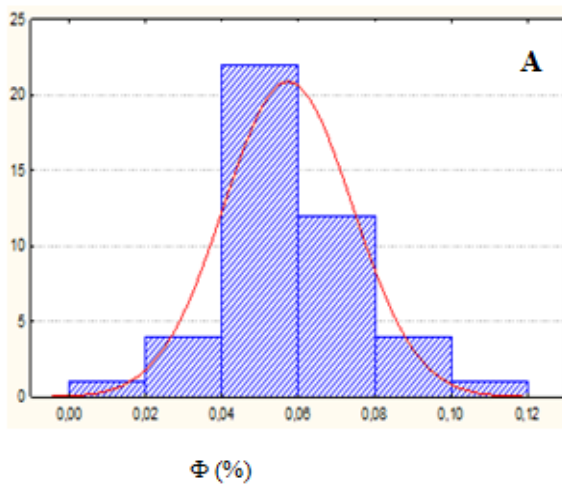
✓ Les puits MD343, MD354, MD315, MD364 montrent les meilleurs caractéristiques petro physiques.

Annexes

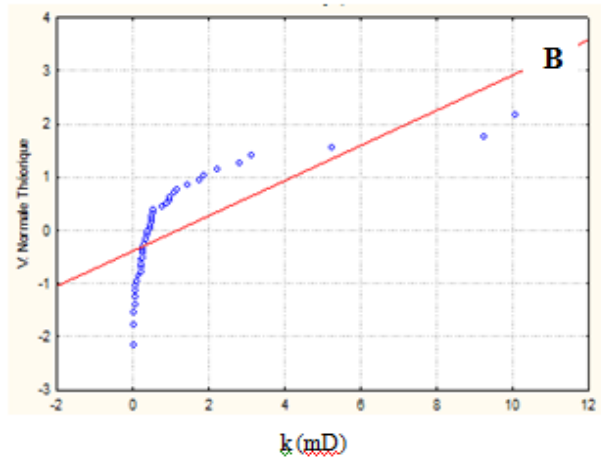
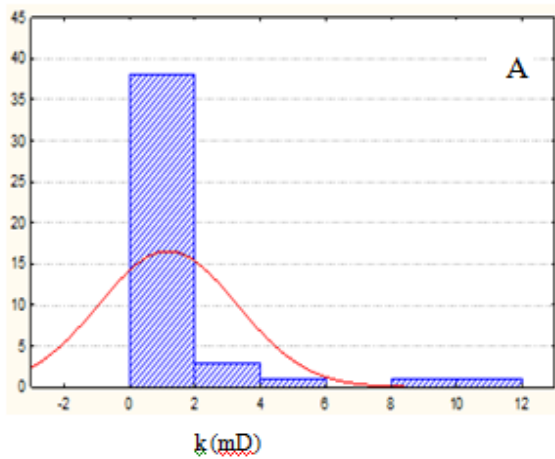
puits	Drains	SW	PHIT	PERM	puits	Drains	SW	PHIT	PERM
	D5	0.3418	0.073	0.619	309	D5	0.351	0.073	0.245
	D4	0.219	0.062	0.47		D4	0.354	0.045	0.083
	D3	0.478	0.073	0.53		D3	0.314	0.077	0.221
175	D2	0.265	0.075	1.133	310	D5	0.275	0.089	13.683
	D5	0.32	0.07	0.459		D4	0.221	0.057	1.103
	D4	0.249	0.049	0.28		D3	0.404	0.091	0.985
	D3	0.321	0.065	0.344	315	D5	0.34	0.08	2.385
	D2	0.239	0.059	13.89		D4	0.202	0.085	9.243
199	ID	0.423	0.065	0.548	319	D5	0.336	0.068	0.212
	D5	0.303	0.075	0.563		D4	0.265	0.048	0.158
	D4	0.231	0.045	0.289	321	D5	0.269	0.08	0.183
	D3	0.306	0.08	0.641		D4	0.295	0.047	0.092
	D2	0.293	0.061	0.686		D3	0.356	0.079	0.537
214	ID	0.363	0.057	0.476		D2	0.244	0.076	0.511
	D5	0.269	0.073	1.365		ID	0.342	0.077	1.202
252	D4	0.157	0.075	1.177	326	D5	0.305	0.071	0.373
	D5	0.248	0.091	2.1		D4	0.225	0.056	0.237
	D4	0.114	0.078	1.449	327	D5	0.268	0.078	0.524
257	D3	0.174	0.084	1.146		D4	0.2	0.05	0.248
	D5	0.336	0.0843	0.435	332B	D5	0.413	0.071	0.996
263	D4	0.287	0.0553	0.343		D4	0.378	0.047	0.469
	D5	0.181	0.076	10.71	336	D5	0.265	0.09	5.101
269	D4	0.131	0.052	0.519		D4	0.219	0.074	3.12
	D5	0.302	0.0831	2.111		D3	0.485	0.031	0.088
271	D4	0.224	0.054	0.404	343	D5	0.217	0.096	1.826
	D5	0.437	0.646	0.499		D4	0.082	0.084	2.805
276	D4	0.294	0.059	0.507		D3	0.22	0.099	0.509
	D5	0.295	0.085	0.206		D2	0.093	0.095	0.958
	D4	0.219	0.059	0.288		ID	0.155	0.094	0.995
277	D3	0.324	0.084	0.591	346	D5	0.295	0.071	0.205
	D5	0.333	0.074	1.396		D4	0.131	0.058	0.366
	D4	0.182	0.081	5.254		D3	0.276	0.081	0.931
294	D3	0.551	0.126	69.734		D2	0.269	0.064	0.334
	D5	0.373	0.079	0.655	347	D5	0.342	0.079	1.948
	D4	0.31	0.06	0.494		D4	0.229	0.064	1.757
297	D3	0.609	0.075	0.622	354	D5	0.233	0.09	0.819
	D5	0.211	0.089	1.48		D4	0.155	0.068	0.564
	D4	0.101	0.063	0.791		D3	0.236	0.094	1.05
	D3	0.244	0.095	1.591		D2	0.138	0.086	3.691
299	D2	0.14	0.158	0.098		ID	0.202	0.085	1.546
	D5	0.226	0.073	3.814		D1	0.2423	0.1018	1.883
	D4	0.118	0.067	1.861	363	D5	0.425	0.063	0.315
306	D3	0.218	0.083	0.305		D4	0.347	0.047	0.294
	D5	0.351	0.073	0.245	371	D5	0.358	0.069	0.789
	D4	0.354	0.045	0.083		D4	0.296	0.061	0.99
309	D3	0.314	0.077	0.221					

	D5	0.425	0.063	0.315	373	D5	0.637	0.064	0.142
363	D4	0.347	0.047	0.294		D4	0.899	0.022	0.03
	D5	0.449	0.056	0.683		D3	0.844	0.03	0.197
	D4	0.305	0.044	0.212		D2	0.935	0.025	0.045
364	D3	0.337	0.08	8.804	374	D5	0.294	0.069	0.278
	D2	0.193	0.072	3.702		D4	0.238	0.041	0.121
	ID	0.27	0.07	1.958		D3	0.329	0.059	0.19
	D1	0.298	0.087	10.7335		D2	0.185	0.056	0.599
						ID	0.277	0.076	1.854
						D1	0.274	0.099	72.536

Annexe. 1.Tableau des paramètres petrophysiques des puits filtré par drain

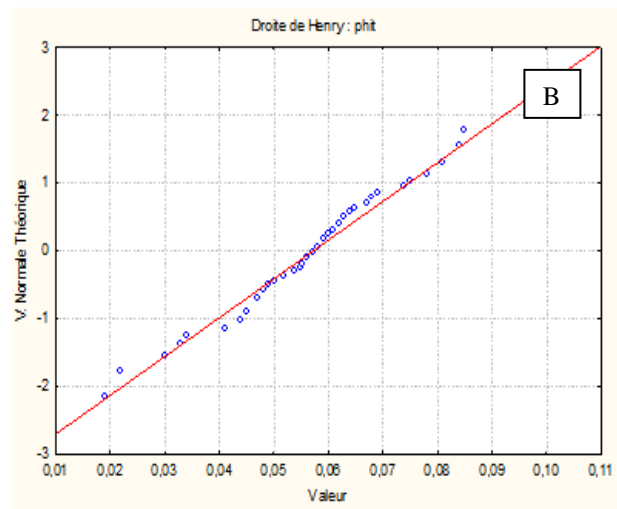
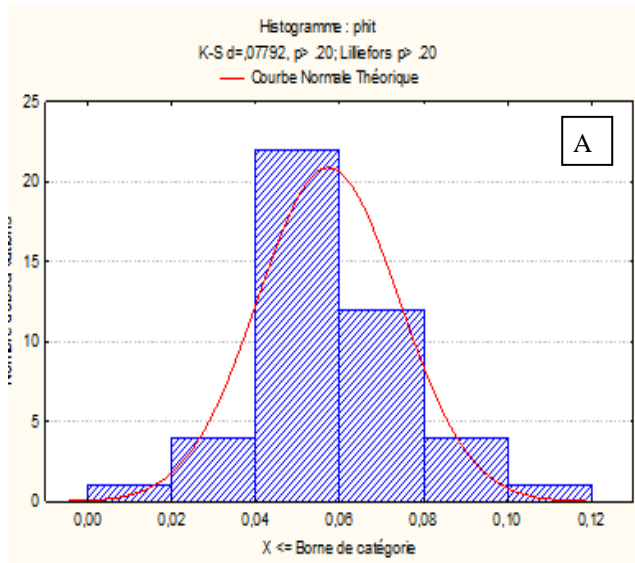


A.-Histogramme et B-Grphe de probabilité des teneures de porosité de D5

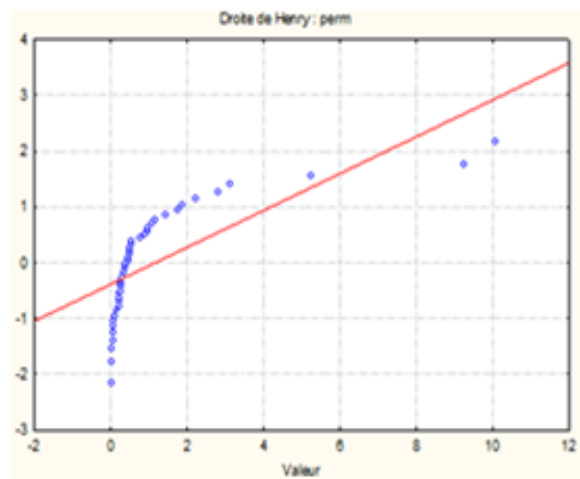
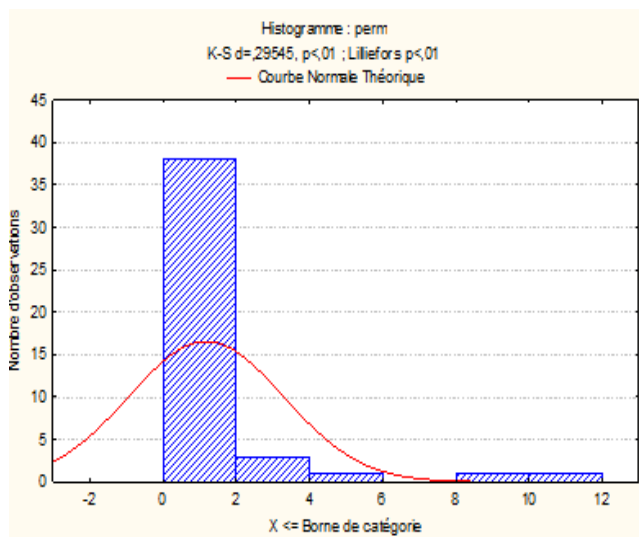


A.-Histogramme et B-Grphe de probabilité des teneures de perméabilité de D5

Annexe. 2.Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D5

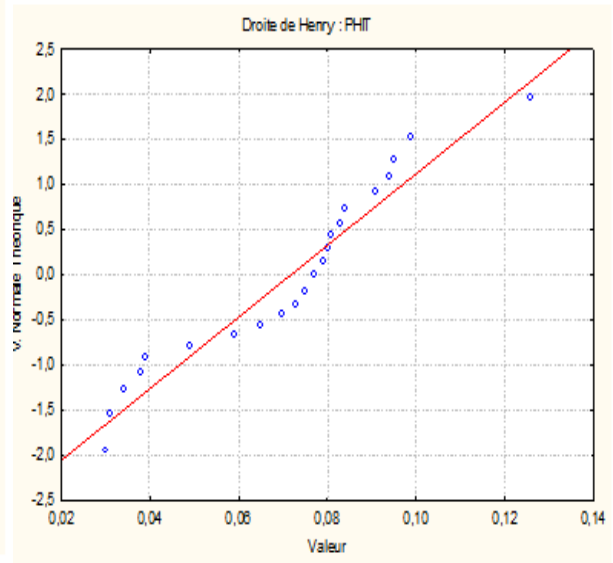
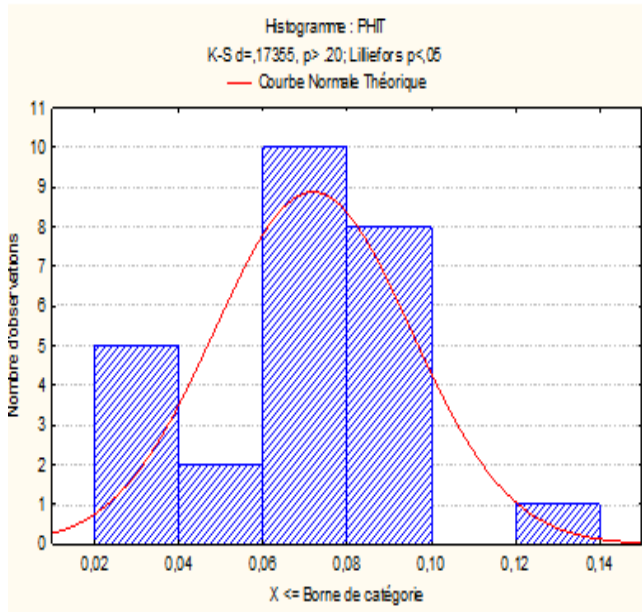


A.-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneures de porosité de D4

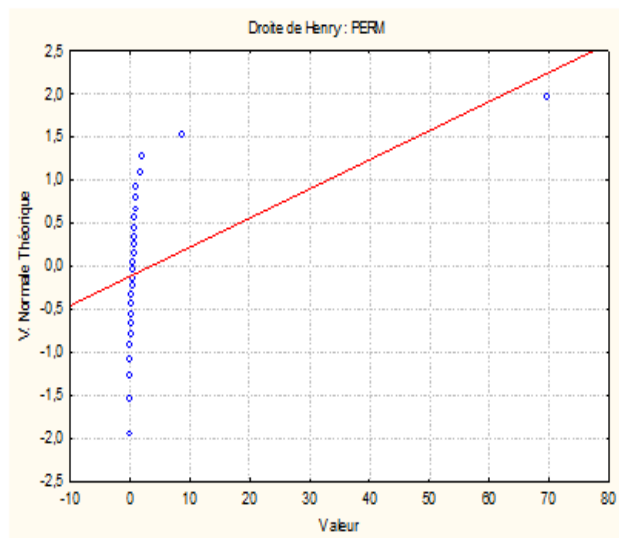
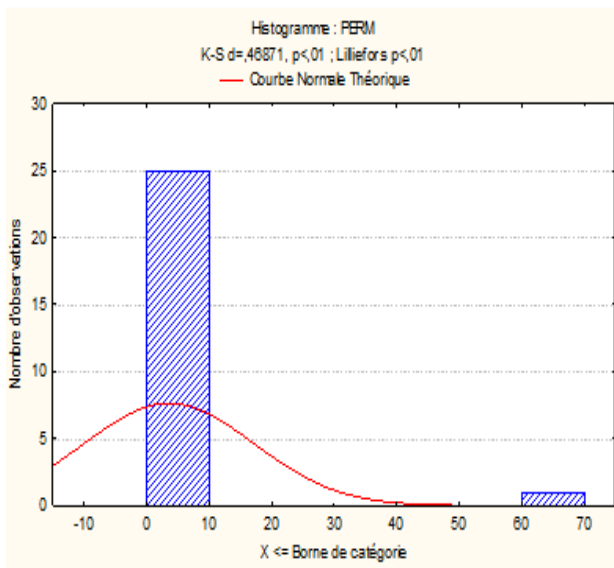


A.-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneures de perméabilité de D4

Annexe. 3..Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D4

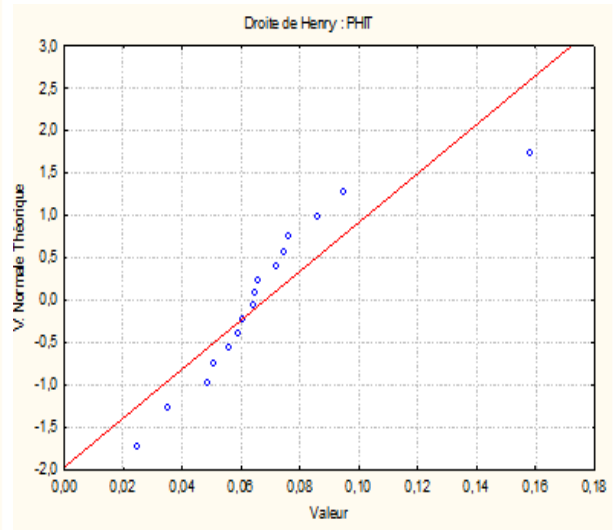
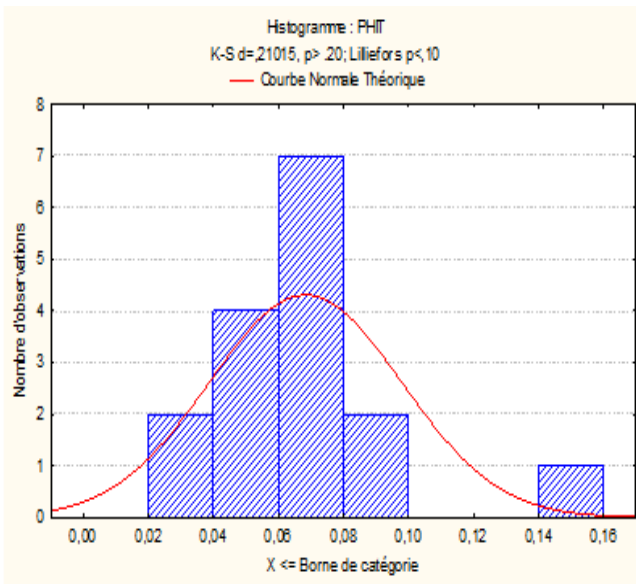


A.-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneurs de porosité de D3

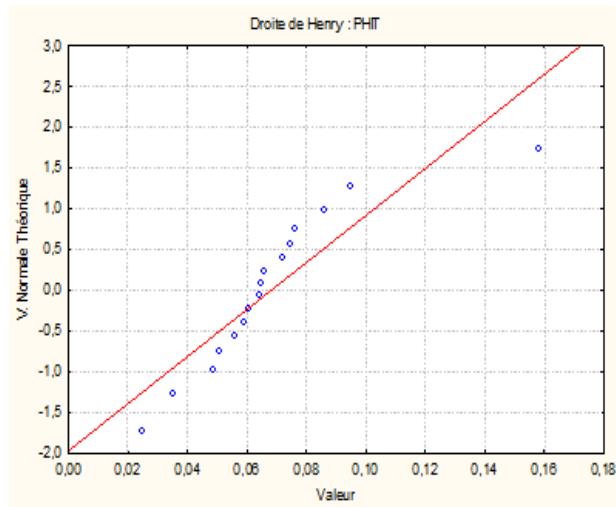
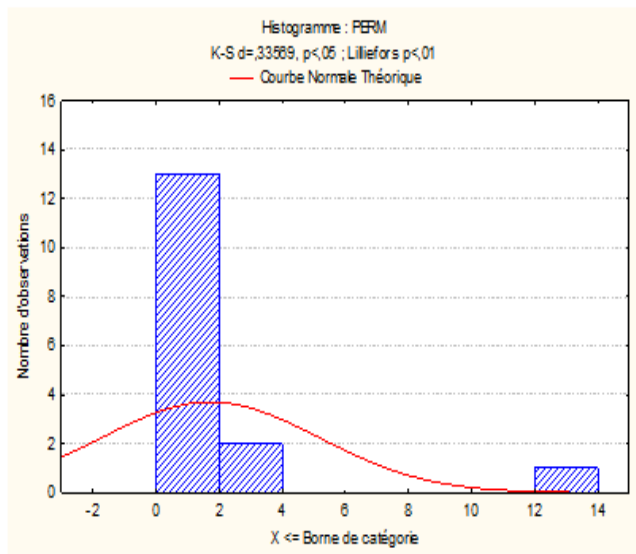


A.-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneurs de perméabilité de D3

Annexe. 4..Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D3

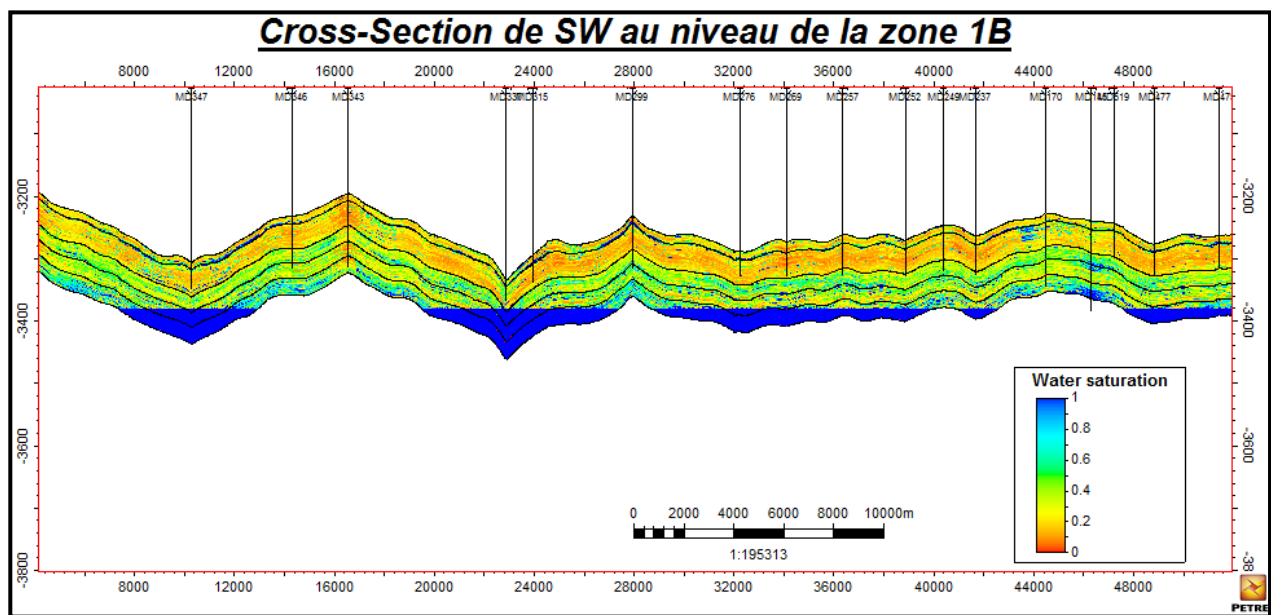


A.-Histogramme et B-Grphe de probabilité des teneures de porosité de D2

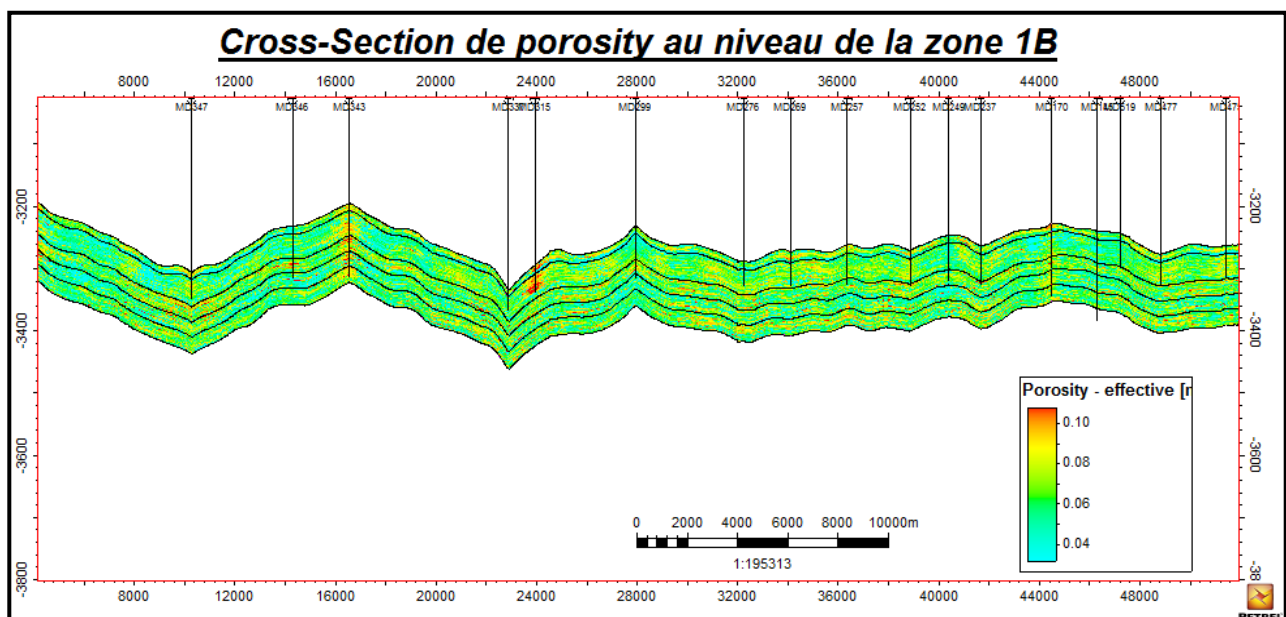


A.-Histogramme et B-Grphe de probabilité des teneures de perméabilité de D2

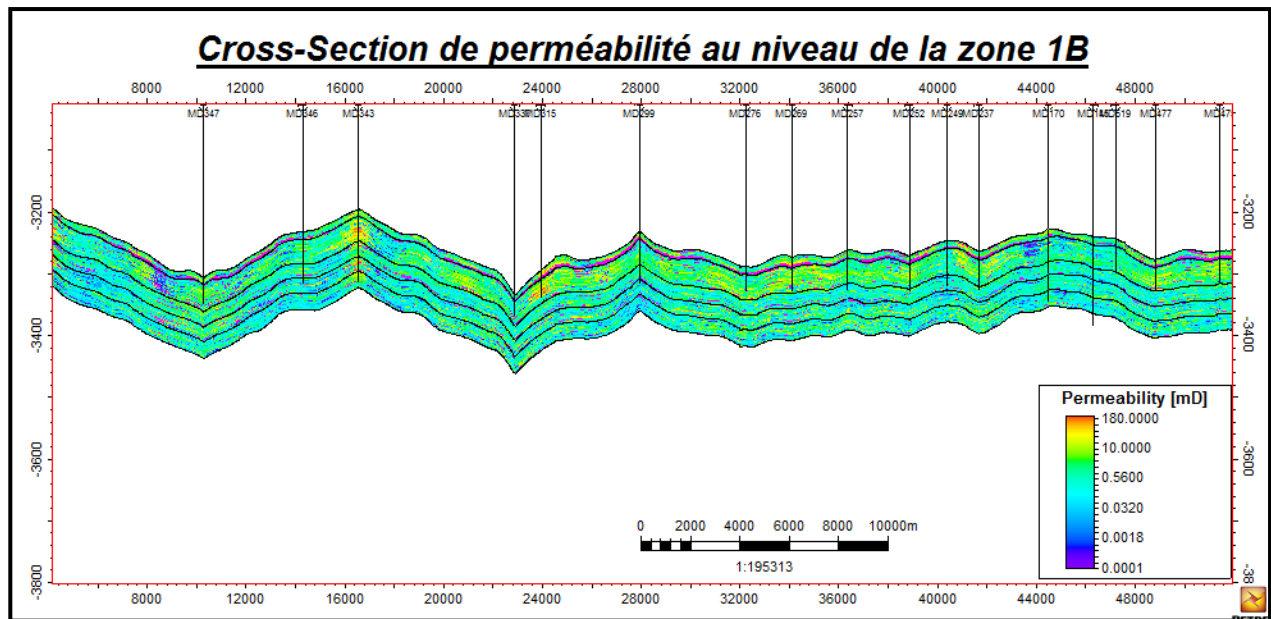
Annexe. 5. Histogramme et graphe de probabilité de porosité et perméabilité de D2



Annexe. 6. Cross-Section de SW au niveau de la zone 1B.SH.2018



Annexe. 7. Cross-Section de Porosité au niveau de la zone 1B.SH.2018



Annexe. 8. Cross-Section de Perméabilité au niveau de la zone 1B SH.2018

Settings for '500 1B Polygon'

fx Operations Calculations

Q Edit rectangles Quality attributes Structural analysis

Style Info Statistics Histogram Colors

Axis	Min	Max	Delta
X	761417.00	771222.93	9805.93
Y	3501742.05	3513145.73	11403.68
Elevation de...	-3000.00	-3000.00	0.00
Lat	31°37'16.65...	31°43'34.81...	0°06'18.1607"
Long	5°45'21.064...	5°51'44.171...	0°06'23.1069"

Description	Value
Number of polygons:	1
Number of closed polygons:	1
Number of open polygons:	0
Number of points:	165
Number of segments:	165
Sum length in 2D:	33792.32

Type of data:	Continuous
Min:	-3000.00
Max:	-3000.00
Delta:	0.00
Number of defined values:	165
Mean:	-3000.00
Std. dev.:	0.00
Variance:	0.00
Sum:	-495000.00

Copy to output sheet: List 1 List 2 Reset

Apply OK Cancel

Annexe. 09.Cordonné et localisation de la zone 1B (logiciel PETREL)

A

A1.ASKRI.H, BELMECHRI.A, BENRABAH.B, BOUJEMA.A, BOUMENDJEL.K, DAOUDI. M, DRID.M, GHALEM.T, DOCCA.A, GHANDRICHE.H, GHOUMARIA, GUELLATI.N, KHENOUS.M, LOUNICI.R, NAILI.H, TAKHERIST.D, TERMANI.M. (1995). Petroleum Geology of Algeria ; Well Evaluation Conference-WEC Algeria.

A2.ASKRI.H, BELMECHRI.A, BENRABAH.B, BOUJEMA.A, BOUMENDJEL.K, DAOUDI.M, DRID.M, GHALEM.T, DOCCA.A, GHANDRICHE.H, GHOUMARIA, GUELLATI.N, KHENOUS.M, LOUNICI.R, NAILI.H, TAKHERIST.D, TERMANI.M.(1995) .Géologie de l'Algérie Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement. WEC1995.

A.3.ARMSTRONG.M, CARIGNAN.K (1997). Géostatistique linéaire: Application au domaine minier.Presse. Ecole des Mines.

C

CHAUVET, (1999). Aide mémoire de géostatistique linéaire application du domaine minier. Les presses de l'école des mines de Paris.

H

HALIMI.F (juin2005). Traitement et interprétation statistique et géostatistique de la campagne de prospection géoclimatique-sol du secteur Oum Ali-région d'ELTARAF-Nord Est d'ALGERIE. Université BADJI MOLHETA-ANNABA-Département de géologie. Mémoire d'ingénieur s'état en géologie minière.

J

JOURNAL.A, HUIJBREGTS.G (1978). Mining geostatistics, Academic Press, London, U.K.

JEAN PAUL CHIELES (MARS 2004).La Modélisation géostatistiques de la variabilité spatiale et ses applications. Académie de Paris, Université PIERRE et MARIE CURIE.

O

OUZENADJI.R, NAFTOGAZ(2006). Géologie générale.

S

SAHRI LEILA (2005). Etude géologique et géostatistique du champ filonien aurifère s'ISSELFANE (HOGGA Occidentale-Algerie), Université de HOUARI BOUMEDIENE-ALGER, Thèse de magister spécialité Géologie Minière.

SAHRI LEILA (2010-2011). Cours de géostatistique. Université KASDI MERBAH.

SCHLUMBERGER (2015). PETROPHYSICAL MODELING

الملخص

تقع منطقة خزان النفط 1B في جنوب غرب حاسي مسعود . هذا الحقل يحتوي على 70 بئراً غير اننا اعتمدنا في دراستنا على 49 بئراً فقط يسمح تسجيل الدياغرافي في هذه الآبار بقياس العديد من المعلومات البتروفيزيائية (المسامية ، النفاذية ، تشبع الماء) تم تطبيق تحليل دراسة احصائية ذات المتغير الأحادي والمتغير الثنائي على بيانات الخزان الكمبري (R1) التي أظهرت لنا حسب تقسيم هذا الاخير اساسه الدراسة الرسوبية (حجم و شكل الحبيبات) لعدة مستويات الانتاج البترولي حسب الترتيب من الاعلى الى الاسفل D;ID1;D2;D3;D4;D5 استخلصنا مدى تجانس كل مستوى وكذا نوعية الترابط . بواسطة النمذجة الجيواحصائية و باستخدام خرائط ثنائية وثلاثية الأبعاد تاكدنا ان D4 يحتوي علمعايير بتروفيزيائية جيدة و ان الابار MD343, MD354, MD315 MD364 تعتبر ملائمة لتراكم الهيدروكربونات

الكلمات المفتاحية: النمذجة ، الصرف ، المسامية ، النفاذية ، تشبع الماء ، الإحصاء ، الجيواحصائية

RESUMÉ

Le réservoir d'hydrocarbure de la zone **1B** est située au Sud-Ouest de HassiMessoud, cette zone renferme a 70 puits ; notre étude est basé sur 49 puits seulement. Les diagraphies effectuée dans ces puits ont permis de mesuré plusieurs paramètres pétrophysiques (porosité ,perméabilité, saturation en eau),L'analyse des statistiques des données mono-varie et bi-varie a été appliquées sur les données de réservoir cambrien (R1) ce dernier a été subdivisé sur la base de l'étude sédimentologie (granulométrique) en plusieurs drain de base en haut : D1, ID, D2, D3, D4 et D5 qui nous a montré l'homogénéité de chaque drains ainsi que la corrélation porosité et perméabilité avec la saturation en eau .Des cartes 2D et 3D faite par La modélisation géostatistique a l'aide de krigeagequi permettre de confirmé que les puits MD343, MD354, MD315, MD364 sont les plus favorable a l'accumulation des hydrocarbures et que le drain D4 renferme de bon critères pétrophysiques.

Mots-Clés : Modélisation, Drain, Porosité, Perméabilité, Saturation en eau, Statistique, Géostatistique

ABSTRACT

The hydrocarbon reservoir of zone **1B** is located southwest of HassiMessoud, this zone contains 70 wells; our study based only on 49 wells only logging performed in these wells allowed to measured several petrophysical parameters (porosity, permeability, water saturation), the analysis of the statistics of mono-varies and bi-varie data were applied on give them Cambrian reservoir (R1) the latter was subdivided on the basis of the study sedimentology (granulometric) into several bottom-up drain: D1, ID, D2, D3, D4 and D5 showed us the homogeneity of each drains as well as the correlation of porosity and permeability with water saturation. 2D and 3D maps made by geostatistical modeling using kriging enabled us to confirmed that wells MD343, MD354, MD315, MD364 are the most favorable for the accumulation of hydrocarbons and that the drain D4 contains good petro physical criteria.

Keywords: Modeling, Drain, Porosity, Permeability, Water saturation, Statistics, Geostatistics