

UNIVERSITEKASDIMERBAH–OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET DES
SCIENCESDELATERREET DEL’UNIVERS
DEPARTEMENTDESSCIENCESDELATERREETDEL’UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre de l'Univers

Filière: Géologie

Spécialité: Géologie Pétrolière

THEME

Evaluation Des Paramètres Pétro-physiques De La Zone 04 Du Champ De Hassi Messaoud

Présenté par :

- BENMIR ABDELAL
- BENMIR MOHAMED ERRABIA

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	LAMINI ABD ALLAH	M.C.B Univ. Ouargla.
Promoteur :	MEBROUKI NASSIRA	Prf Univ. Ouargla.
Examineur :	BELAAOUAR ABD ELAZIZ	M.C.A Univ. Ouargla.

Année Universitaire : 2023/2024

REMERCIEMENT

En préambule à ce mémoire, nous souhaitons d'abord remercier **ALLAH**, et ensuite les personnes qui nous ont apporté leur aide et qui ont contribué au développement de cette thèse et à la réussite de cette merveilleuse année universitaire.

C'est tout naturellement que nous adressons nos remerciements plus sincères aux membres du jury qui ont accepté de juger notre travail ainsi qu'à tous les enseignants du département Sciences de la Terre et de l'Univers

Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre promotrice Mlle.

Mabroki Nasira, de nous avoir suivi, qu'elle veuille bien trouver l'expression de notre profonde gratitude pour l'aide scientifique et morale.

Nous remercions Mr. **Zakor Othmane** chef de département de géologie de **DP SONATRACH** de nous avoir accepté parmi eux pour la réalisation de ce travail au sien de leur entreprise.

Nos sincères remerciements vont aussi à Mr. **Masri Tarek** (ingénieur de géologie **DP SONATRACH** (qui nous a porté une grande aide durant notre stage.

En fin nous adressons nos plus sincères remerciements à nos parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience. Et tous ceux et celles qui nous n'ont pas cessé d'encourager durant cette période

Contents

Remerciement.....	
Sommaire.....	
REMERCIEMENT.....	2
LISTE DE FIGURES.....	7
Introduction Générale.....	9
Chapitre I: Géologie de champ du Hassi Messaoud.....	1
1) Introduction.....	2
2) Localisation géographique.....	2
3) Situation géologique.....	3
4) Zonage de champ Hassi Messaoud.....	4
5) Nombre de puits.....	5
6) Tectonique et évolution Structural.....	5
6.1 Structuration anté-Triasique.....	6
6.1.1 La phase Panafricaine.....	6
6.1.3 La phase Calédonienne majeure.....	7
6.1.4 La phase Hercynienne.....	7
6.2 Structurations Post-triasique.....	7
6.2.1 La phase Autrichienne.....	7
6.2.2 La phase Atlasique.....	8
6.3 Structuration actuelle.....	8
7) Stratigraphy.....	9
7.1 Le Socle.....	10
7.2 Infracambrien.....	10
7.2.1 Le Paléozoïque.....	10
7.2.2 Le Mésozoïque.....	11
7.2.3 Le Cénozoïque.....	14
8) Environnements de dépôt et diagenèse.....	15
9) Système pétrolier.....	17
9.1 Roche mère.....	17
9.2 Roche réservoir.....	17
9.3 Roche couverture.....	18

Sommaire

9.4	Les pièges	19
9.4.1	Les pièges structuraux	19
9.4.2	Les pièges stratigraphiques	19
9.4.3	Les pièges mixtes	19
Chapitre II :Notions générales sur l'évaluation des paramètres pétro-physiques		20
1)	Introduction	21
2)	Diagraphies	21
2.1	Diagraphie de résistivité	21
2.1.1	Les Macro dispositifs	21
2.1.2	Les Micro dispositifs	21
2.2	Diagraphie Radioactive.....	22
2.2.1	Définition.....	22
2.2.2	Diagraphie des rayons gamma "GR".....	22
2.3	Diagraphie radioactive provoquée.....	22
2.3.1	Diagraphie de densité.....	22
2.3.3	Diagraphie sonique.....	23
3)	Notions fondamentales sur les paramètres pétro-physiques	23
3.1	Notions générales.....	23
3.1.1	Réservoir	23
3.1.2	Composition de la roche	24
3.2	Les paramètres pétro-physiques.....	25
3.2.1	La porosité	25
3.2.2	La résistivité de formation	29
3.2.3	La saturation	29
3.2.4	La perméabilité	31
3.2.5	Détermination du volume d'argile.....	31
Chapitre III : Analyse structurale de la zone 04		35
1)	Présentation de la zone d'étude	36
1.1.	Zonation de la zone d'étude.....	36
1.2.	La position des puits étudiés et les réseaux des failles	36
2)	Analyse les coupes géologiques de la zone 04	37
2.1.	La coupe géologique N-S	38
2.2.	Corrélation par diagraphie de N-S :	38

2.3. Coupe géologique O-E :	39
2.4. Corrélation par diagraphie E-O :	39
3) Aspect structural des drains de réservoir	40
4) Analyse des cartes en iso-épaisseur	40
4.1. Analyse carte en iso-épaisseur de D3	41
4.2. Analyse carte en iso-épaisseur de D2	42
4.3. Analyse carte en iso-épaisseur de ID	43
4.4. Analyse carte en iso-épaisseur de D1	44
4.5. Conclusion.....	44
Chapitre IV : Evaluation des paramètres pétro-physiques de la zone 04	45
1) Evaluation des paramètres pétro-physique du Réservoir	46
1.1. Introduction	46
1.2. Interprétation des paramètres pétro-physique de D3	46
1.2.1. La carte en iso-porosités	46
1.2.2. La carte en iso-perméabilité	47
1.2.3. La carte en iso-SW	48
1.2.4. La carte en iso-Vsh.....	48
1.3. Interprétation des paramètres pétro-physique de D2	49
1.3.1. La carte en iso-porosités.....	50
1.3.2. La carte en iso-perméabilité.....	50
1.3.3. La carte en iso-SW	51
1.3.4. La carte en iso-Vsh.....	53
1.4. Interprétation des paramètres pétro-physique de ID	54
1.4.1. La carte en iso-porosités.....	54
1.4.2. La carte en iso-perméabilité.....	55
1.4.3. La carte en iso-SW	56
1.4.4. La carte en iso-Vsh.....	57
1.5. Interprétation des paramètres pétro-physique de D1	58
1.5.1. La carte en iso-porosités.....	58
1.5.2. La carte en iso-perméabilité.....	59
1.5.3. La carte en iso-SW	60
1.5.4. La carte en iso-Vsh.....	61
1.6. Histogramme de porosité effective (PHIE) de (D3, D2, ID et D1).....	61

Sommaire

1.7. Histogramme de perméabilité (K) de (D3, D2, ID et D1)	62
1.8. Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité de (D3, D2, ID et D1)	63
1.9. Conclusion.....	63
Conclusion Générale.....	64
LISTE DES ABREVIATIONS	66
Résumé	67
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	67

LISTE DE FIGURES

N°	NOM DE FIGURE	Page
Fig1	Cadre géographiquedechampdeHassiMessaoud(WEC 2007) .	3
Fig2	Cadre géologiquedechamp deHassiMessaoud(SONATRACH 2004).	4
Fig3	Schémadeszones duchampdeHassi-Messaoud (SONATRACH 2004).	4
Fig4	DécoupageetNomenclaturesdespuitsduHassi Messaoud.	5
Fig5	Carte des élément tectoniques montrant la concordance entre la présence de brèches de faille.	6
Fig6	Carte en isobathes à la discordance Hercynienne.	8
Fig7	Coupe géo-structural transversale régionale(WEC,2007).	9
Fig8	Lesdifférentesphases tectoniques affectant le Bassin de HassiMessaoud	15
Fig10	Formation de gisement de Hassi Messaoud (1976) .	16
Fig11	Le Découpage de réservoir Cambrien de Hassi Messaoud (SONATRACH 2007).	18
Fig12	Différent mode de distribution de l'argile et leur représentation volumique (Document Schlumberger)	25
Fig13	Forme cylindrique des Pores	30
Fig14	Forme variable des pores.	31
Fig15	Les zone de champ Hassi Messaoud avec image satellitaire.	36
Fig16	La position des puits étudiés et les réseaux des failles .	37
Fig17	Les coupes géologiques de la zone 04 .	37
Fig18	Coupe géologique N-S .	38
Fig19	Corrélation par diagraphie de N-S.	38
Fig20	Coupe géologique O-E .	39
Fig21	Corrélation par diagraphie E-O .	39
Fig22	Carte en iso-bathe de top de réservoir.	40
Fig23	Carte en iso-épaisseur de D3.	41
Fig24	Carte en iso-épaisseur de D2.	42
Fig25	Carte en iso-épaisseur de ID.	43
Fig26	Carte en iso-épaisseur de D1.	44
Fig27	Carte en iso-porositésde D3.	46
Fig28	Carte en iso-perméabilitéde D3.	47
Fig29	Carte en iso-SWde D3.	48
Fig30	Carte en iso-Vshde D3.	49

Fig31	Carte en iso-porositésde D2.	50
Fig.32	Carte en iso-perméabilitéde D2 .	51
Fig.33	Carte en iso-SWde D2 .	52
Fig.34	Carte en iso-Vshde D2 .	53
Fig.35	Carte en iso-porositésde ID.	54
Fig.36	Carte en iso-perméabilitéde ID.	55
Fig.37	Carte en iso-SWde ID	56
Fig.38	Carte en iso-Vsh de ID	57
Fig.39	Carte en iso-porosités de D1	58
Fig.40	Carte en iso-perméabilité de D1	59
Fig.41	Carte en iso-SW de D1	60
Fig.42	Carte en iso-Vsh de D1	61
Fig.43	Histogramme de porosité effective (PHIE) de (D3, D2, ID et D1)	62
Fig.44	Histogramme de perméabilité (K) de (D3, D2, ID et D1)	62
Fig.45	Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité de (D3, D2, ID et D1)	63

Introduction Générale

INTRODUCTION

Dans le cadre de la collaboration de faculté des sciences et de la terre et l'univers de l'université **KasdiMerbah** Ouargla et la **SONATRACH** (Devisions Production), nous avons été affecté au la Direction des Opérations Production (Hassi Messaoud), où il nous a été proposé un sujet de mémoire de fin d'études saévaluationdesparamètrespéto-physique de la zone **04** du champ de Hassi Messaoud.

Le gisement d'huile légère de Hassi Messaoud a été découvre en **1956** par le forage **MD1** qui a traversé les réservoirs de grés du Cambro-Ordovicien à **3337** mètres de dimensions 40 x 40 km, est situé dans le Sahara algérien, à **800** km au sud d'Alger.

Le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du paléozoïque.

Faisantpartiedes25zonesdeproductiondeHassiMessaoud,lazone**04**situantau**Nord-Ouest** duchamppétrolierd'Hassi-Messaoudquiaétémisenproductionen1959.Dansnotrecas d'étude, évaluation des paramètre péto physiquesdu réservoir Ra, a pour but la construction des coupesgéologiquesà l'aide du logiciel Pétrel. En recueillant des informations géologiques et péto-physiques disponibles pourfairecartographierladistribution des donnéesstatique telle quela porosité et données dynamiques telles que la perméabilité, la saturation, et le taux d'argile. L'analyse de la répartition des propriétés péto-physiques et d'argiles révèle les intérêts pétroliers des différents drains constituant le réservoir. Pour savoir l'effet de la tectonique sur le réservoir étudié on a eu recours aux données des essais de puits représentant un outil puissant pour une caractérisation dynamique des fissures et des failles affectant annoterle réservoir (indice de productivité).

Le mémoireproposéeststructuré selonQuatreparties:

- **Le premier chapitre :** Géologie de champ du Hassi Messaoud.
- **Le deuxième chapitre :** Notions générales sur l'évaluation des paramètres péto-physiques.
- **Le troisième chapitre :** Analyse structural de la zone **04**.
- **Le quatrième chapitre:** évaluationdesparamètrespéto-physique du réservoir de la zone **04**.

Chapitre I: Géologie de champ du Hassi

Messaoud

1) Introduction

Avec une superficie de 4200km², le champ de Hassi Messaoud (HMD) est considéré parmi les grands gisements du monde.

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies distinctes ; CFPA au niveau de la partie Nord du champ (OM, ON) ; la SN. Répal au niveau sud du champ.

En 1946, La SN. Répal avait commencé sa recherche à travers le Sahara Algérien, trois années plus tard, débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, premier tir sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à la SN. Répal et son associé la CFPA, de déposer leur première demande de permis de recherche.

Le champ de Hassi-Messaoud découvert le 16 Janvier 1956 par la SN. Répal dont le premier forage (MD1) est amorcé et implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction.

Le 15 Janvier de la même année, ce forage permet de découvrir les grés du cambrien productif d'huile à 3338m de profondeur.

En Mai 1957, à 7 Km au Nord-Ouest de MD1, la CFPA confirma l'existence d'un gisement par le forage OM1.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation. Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre des forages n'a pas cessé de se multiplier, pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par an.

Le gisement a d'abord connu une phase de développement des « zones de production » par forages verticaux jusqu'à 2000, et une phase de développement des zones structurellement complexes ainsi que des réservoirs de faibles propriétés matricielles (R2 supérieur) par forages non conventionnels, depuis 1997.

La production s'est accompagnée de plusieurs problèmes, notamment de dépôts de sels d'as phalènes, ainsi que de percées de gaz et d'eau d'injection. Les installations de surface consistent en deux complexes industriels permettant de traiter la totalité des fluides produits et des fluides d'injection.

2) Localisation géographique

La partie Est de la province pétro-gazifière de l'Algérie contient un gisement considéré comme étant le plus grand gisement dans le monde, c'est le champ Hassi Messaoud superficie de 4200 Km², avait été octroyée le 1^{er} Novembre 1961 à l'association SN REPAL- CFP(A), ces réserves ont une superficie de dimension 40*40 km. Il contribue pour plus de 50% de la production algérienne, Il se situe à 650 km Sud-Sud-Est du capital Alger, à 350 km

De la frontière Algéro-tunisienne, et à 80 Km à l'Est d'Ouargla.

Sa localisation en coordonnées LAMBERT est la suivante :

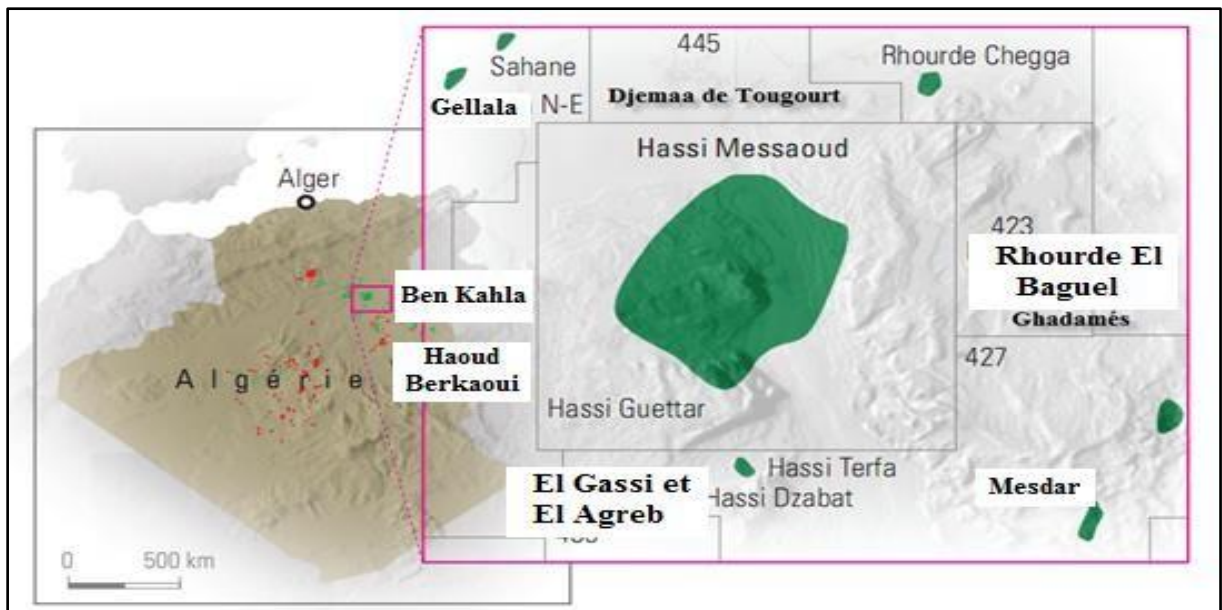
X = 790.000– 840.000 Est

Y = 110.000– 150.000 Nord

Pour les coordonnées géographiques en cadré par les latitudes $31^{\circ}.30'$ et $32^{\circ}.00'$ et les longitudes $5^{\circ}.40'$ et $6^{\circ}.20'$.

Il est limité:

- Au Nord par Rhourde Chagga.
- Au Sud par El Gassi, et El Agreb.



- À l'Est par les gisements Rhourde El Baguel.
- À l'ouest par Haoud Berkaoui.

Fig 1: Cadre géographique de champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

3) Situation géologique

La structure de Hassi Messaoud forme la partie centrale de la province triasique avec d'autres ensembles de structures, résultat d'une paléotectonique intense affecte ce gisement, elle correspond au prolongement du modèle d'Amguid-El Biod vers le Nord.

Ce gisement est limité par:

- Au Nord, par la structure Djemâa-Touggourt.
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- À l'Est, par les dépressions de Dahar et de Ghadamès.
- À l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.

5) Nombre de puits

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

- **Champ Nord:** comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omo38.

O: majuscule, permis d'Ouargla.

m: minuscule, Superficie de la zone à huile est de 1600 km².

n: minuscule, Superficie de la zone à huile est de 100 km². 3 : abscisse, et 8 : ordonnée.

- **Champ Sud:** Elle est principalement chronologique, exemple: MD1, MD2, MD3,

Remarque: pour les puits horizontaux, leur nomenclature contient (**Z**), exemple: OMK**Z**303, OMK**Z**202

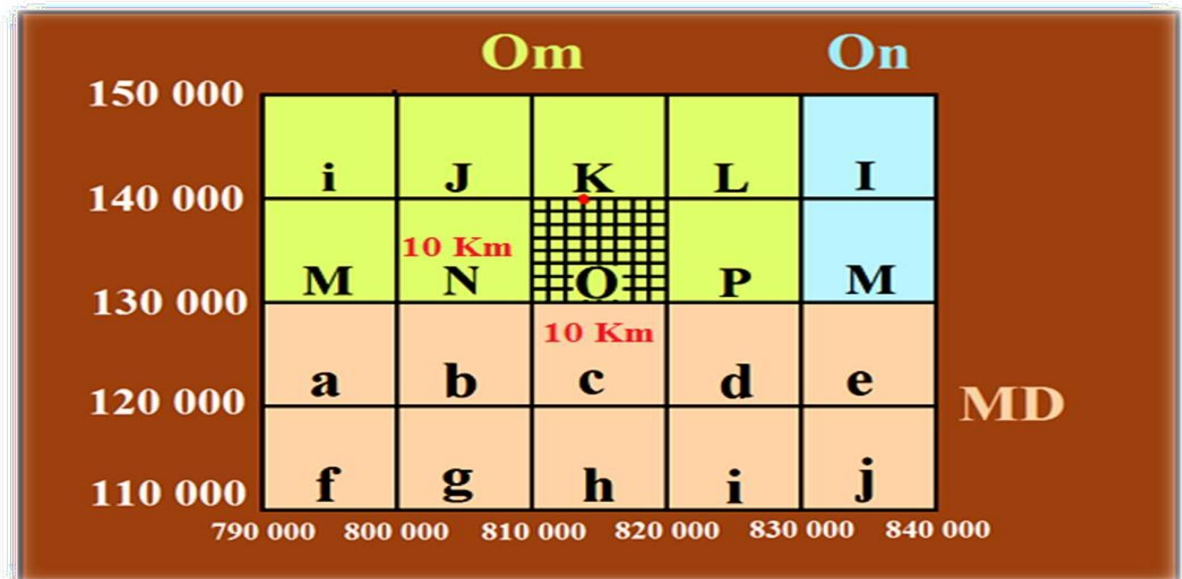


Fig4: Découpage et Nomenclatures des puits du Hassi Messaoud.

6) Tectonique et évolution Structural

Hassi Messaoud a une structure d'un vaste dôme anticlinal aplati, avec direction générale NE-SO, structurellement, deux types d'accidents affectent le réservoir :

- Les failles de directions subméridiennes N.NE -S.SO ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction NO-SE, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets ou flexures qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir et donc les paramètres pétrographiques de réservoir.

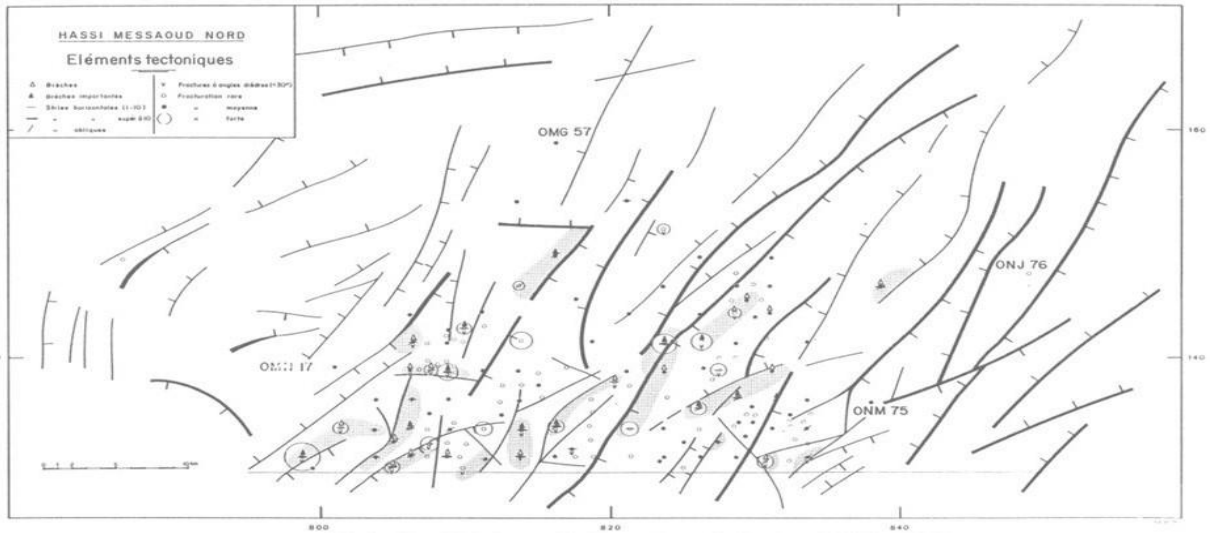


Fig5 : Carte des élément tectoniques montrant la concordance entre la présence de brèches de faille .

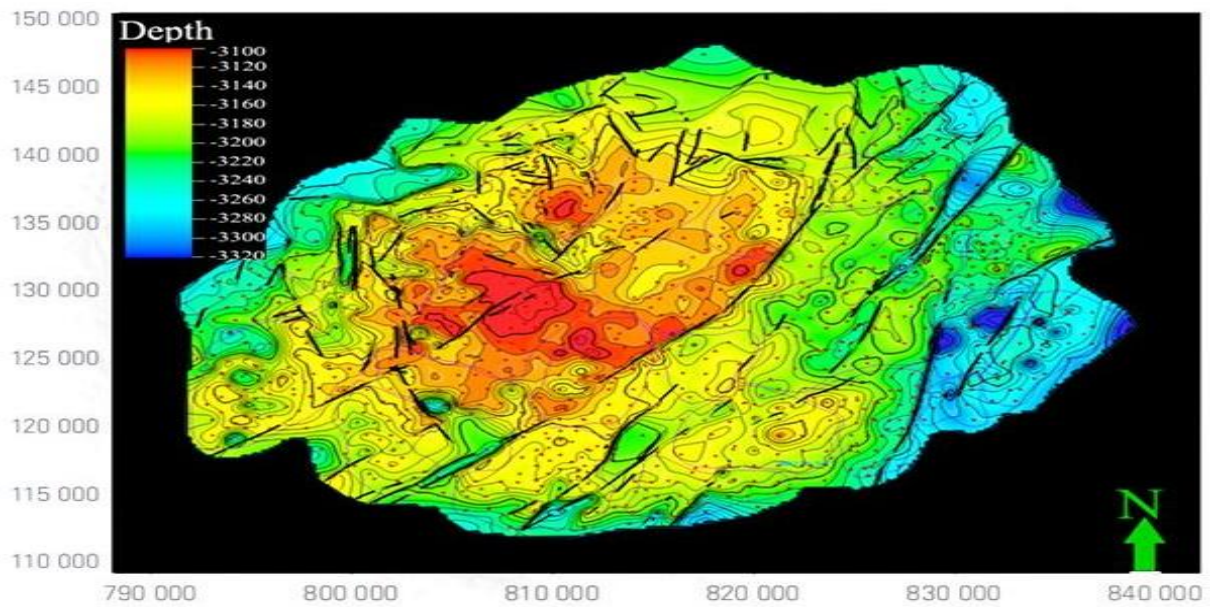


Fig6:CarteenisobathesàladiscordanceHercynienne
(BEICIPFRANLAB2006 export modèle de Hassi Messaoud).

La structuration de champ de Hassi Messaoud est résultat de plusieurs phases tectoniques, chronologiquement sont :

6.1 Structuration anté-Triasique

6.1.1 LaphasePanafricaine

C'est une phase compressive de direction E-O, due a une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertand et R.Caby 1978), provoquant unetectoniquecassante,représentéeparunréseaudefaillesdedirectionsNE-SO, NO-SE suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation

d'une surface de péniplication appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Au Cambro-Ordovicien Des mouvements distensifs de directions NO-SE interviennent, qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidencetectonique et plus tard thermique, cette distension provoque un jeu de faille normales (NE- SO) préexistant dans le socle accompagné de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

6.1.2 Laphase Eo-Calédonienne précoce ou Anté-triassique

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 NE-SO et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

6.1.3 La phase Calédonienne majeure

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence des 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).

6.1.4 La phase Hercynienne

Datée de 225 à 280 Ma, cette phase est responsable d'un grand bombement de direction NE-SO 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 NO-SE, c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.

6.2 Structurations Post-triassique

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100m de fermeture structurale (2950-3050m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le NO d'environ 200m entre la partie SE et NO, ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture N-S est beaucoup plus importante que la fermeture O-E et pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression NNO-SSE. (Beicip/Franlab 1979).

6.2.1 Laphase Autrichienne

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement E-O, 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.

6.2.2 La phase Atlasique

C'est une phase dont la compression est de direction NNE-SSO, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

6.3 Structuration actuelle

Cette structuration montre une fermeture de 300m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement N-S, elle a subi un faible réajustement tectonique. Cette dernière a un allongement général NE-SO, 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 80m. (Beicip/Franlab).

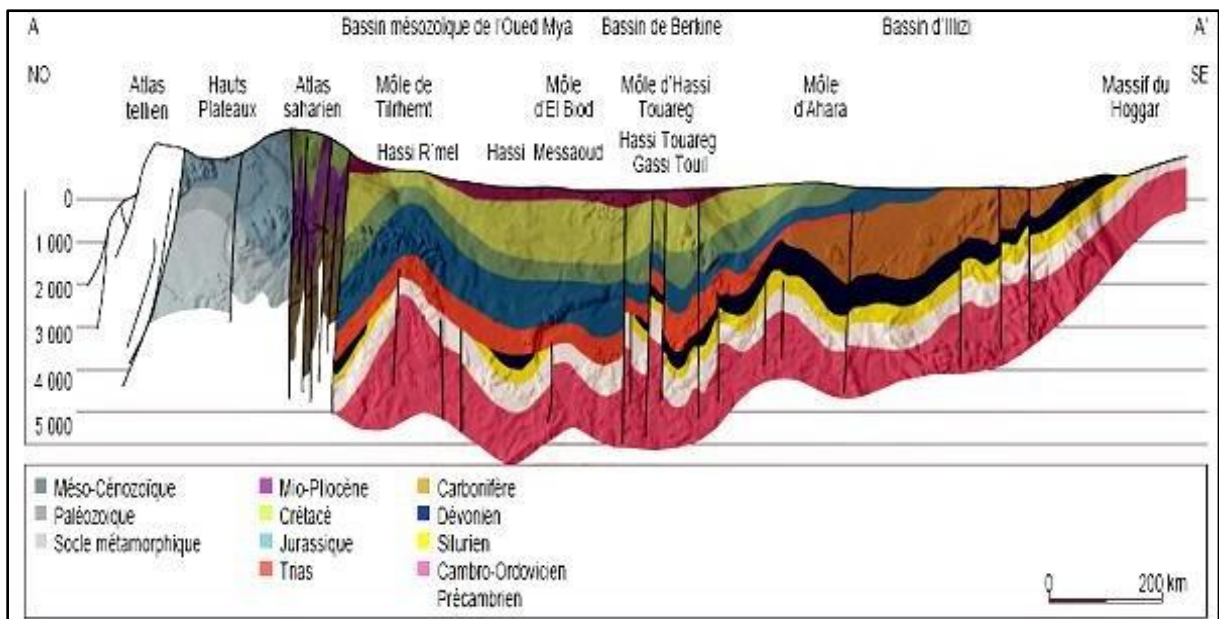


Fig7: Coupe géo-structurale transversale régionale (WEC, 2007).









ERE		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOM DES PHASES	NATURE ET DIRECTION DES PHASES	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N.O. 60	Jeu en compression des accidents N.O 60
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N. 160	Jeu en compression des accidents N. 160 et création de nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE		PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N.O 90	Jeu en inverse sur les accidents N.O 90
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N. 120	Jeu en inverse sur les failles NE - SW
	CARBONIFERE	VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O 40	Jeu en inverse sur les failles NW - SE
	DEVONIEN	Supérieur	PHASE FRASNIENNE	 N . W - S . E	Jeu en failles normales sur les failles NE - SW (Variation de faciès et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inférieur			
	SILURIEN		PHASE	 E . W ??	Jeu en inverse sur les failles N - S (Erosion sur les môles sub-méridien " Tihemboka ")
	ORDOVICIEN		CALEDONIENNE		
CAMBRIEN		PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	 E . W	Tectonique cassante réseau NE-SW et NW-SE (Caractérisation du sahara central)	

Fig8: Les différentes phases tectoniques affectant le Bassin de Hassi Messaoud

7) Stratigraphy

Sur le socle granitique repose le Paléozoïque, ce dernier concernant Silurien, Dévonien, Carbonifère, et le Permien ont été érodés dans le centre de structure à cause de la phase Hercynienne, par conséquent, les dépôts Mésozoïque reposent directement sur le Cambro- Ordovicien. La série devient plus complète vers la périphérie du champ.

La description faite par SONTRACH, de la base au sommet on distingue:

7.1 Le Socle

Rencontré au niveau des puits MD2 à 3658 mètres et Om81 à 4533 mètres, essentiellement constitué de granite porphyroïde en couleur rose.

7.2 Infracambrien

Reconnu par le forage Om47 à une profondeur de 4092 mètres, c'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages, affleuré dans la région nord de la structure, essentiellement constitué de grès argileux rouges d'une épaisseur d'environ 45 mètres.

7.2.1 Le Paléozoïque

La discordance Panafricaine sépare le socle et les formations Paléozoïque, ce dernier contient :

7.2.1.1 Le Cambrien

Représente le réservoir principal de Hassi Messaoud, de nature grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silts argileux, micacés. Epaisseur moyenne de 590m. Subdivisé en quatre (04) lithozones (R_aR_iR₂R₃) :

7.2.1.1.1 Lithozone R3

Son épaisseur moyenne est de 370 m. La lithozone R3 repose sur l'infracambrien ou directement sur le socle. Il 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. Il ne présente aucun intérêt pétrolier à cause de ses faibles propriétés matricielles et de sa position profonde au-dessus du plan d'eau.

7.2.1.1.2 Lithozone R2

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. La lithozone R2 se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques. Il est exploitable lorsq

7.2.1.1.3 Lithozone Ra

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. Elle se compose de grès à grès quartzites isométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silts centimétrique 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.

Selon LHOMER 1966, le "Ra" est subdivisé en trois classes granulométriques:

La zone grossière inférieure ou Ra inférieure subdivisée en drains : « D1, ID, D2 » ce sont des grès grossiers, mal classés à stratifications obliques.

La zone médiane fine correspond au drain « D3 », constituée de matériaux à grains fins à très fins, bien classés avec abondance de Tigillites et d'intercalations argileuses et silteuses.

La zone grossière supérieure correspond à la litho zone « D4 », elle est constituée presque des mêmes grès que ceux du « Ra » inférieur.

NB : le mot « drain » est un terme désignant une surface de drainage favorable.

7.2.1.1.4 Litho zone Ri (Cambro-ordovicien)

Son épaisseur moyenne est de 42m. Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas bien marqué, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelée "Cambro-ordovicien".

Elle se compose de grès quartzitiques isométriques fins bien classés, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites. Sur le plan pétrolier cette zone représente un réservoir secondaire.

7.2.1.2 L'Ordovicien

Il est subdivisé en plusieurs unités. Ces unités sont les suivantes de bas en haut :

7.2.1.2.1 La zone des alternances

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des Tigillites.

7.2.1.2.2 Les argiles d'El Gassi

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico-argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

7.2.1.2.3 Les grès d'El Atchane

Ils sont représentés par des grès de 30m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie, ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

7.2.1.2.4 Quartzites El' Hamra

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

7.2.2 Le Mésozoïque

7.2.2.1 Le Trias

Il repose en discordance sur les terrains paléozoïques, il est subdivisé dans la zone d'étude en quatre termes : La série inférieure, le Trias éruptif, le Trias argileux et le Trias salifère.

7.2.2.1.1 La série inférieure

Constituée essentiellement par une argile silteuse à silto-sableuse avec des passées de grès à siltstone argileux.

7.2.2.1.2 Le Trias éruptif

Ce sont des roches éruptives gris brun, vertes, parfois violacées riches en minéraux verts avec des passées d'argile brune, indurée, silteuse.

7.2.2.1.3 Le Trias argileux

Il est formé d'argile brune rouge, silteuse, à silto-sableuse, tendre et indurée alternant avec des passées de grès fin, blanc verdâtre.

7.2.2.1.4 Le Trias salifère

Il est limité à sa base par le repère dolomitique «d2»; sa constitution est la suivante: Le Trias salifère «S3 », le Trias salifère «S2 » et le Trias salifère «S1 ».

7.2.2.2 Le Jurassique

Les sédiments du Jurassique sont largement représentés dans la région de Hassi Guettar, ce sont des dépôts lagunaires et marins, confirmés par la présence du calcaire qui forme l'horizon « B ». Il est représenté par :

7.2.2.2.1 Le Lias

C'est essentiellement une anhydrite blanche à passées d'argile grise à gris vert, parfois brune, dolomitique et de dolomie microcristalline beige et dure. Il comprend: L'horizon «B», le Lias salifère «LS2 », le Lias dolomitique «LD2 », le Lias salifère «LS1 » et le Lias dolomitique « LD1 »

7.2.2.2.1.1 Lias dolomitique «LD3»

D'une épaisseur de 31m, il est constitué de marnes grises avec des passées de dolomies grises.

7.2.2.2.1.2 Lias salifère « LS2 »

D'une épaisseur de 58m, il est constitué de sel translucide et de passées d'argiles de couleur brun-rouge

7.2.2.2.1.3 Lias dolomitique « LD2 » :

D'une épaisseur de 55m, il est formé d'une alternance de bancs de dolomies massives à grains fins, de couleur grisâtre avec des passées de marnes grises légèrement dolomitique.

7.2.2.2.1.4 Lias salifère « LS1 »

D'une épaisseur moyenne de 90m, il est constitué d'argiles brunes à passées de sel et d'anhydrites blanches

7.2.2.2.1.5 Lias dolomitique « LD1 »

Épais de 66m, il est constitué de bancs de dolomies et d'anhydrites à passées d'argiles et de calcaires.

7.2.2.2.2 Le Dogger

Il est subdivisé essentiellement en deux séries:

7.2.2.2.2.1 Le Dogger lagunaire

C'est une succession de niveaux d'anhydrite de couleur blanche pulvérulente et de dolomie grise parfois blanche, microcristalline et moyennement dure.

7.2.2.2.2.2 Le Dogger argileux

Formé essentiellement par des argiles bariolées, tendres, silteuses, en alternance avec quelques niveaux gréseux gris blanc et quelques rares passées dolomitiques.

7.2.2.2.2.3 Le Malm

C'est une intercalation d'argile brune, silteuse, avec des niveaux de grès fins, gris à blanc à ciment argileux et quelques rares bancs de dolomie microcristalline.

7.2.2.3 Le Crétacé

7.2.2.3.1 Le Néocomien

C'est une série argilo-carbonatée, grise à gris vert, tendre, silteuse avec quelques passées de grès fins à moyens, gris blancs, silico-carbonatés, localement glauconieux, intercalés de rares passées de dolomie microcristalline.

7.2.2.3.2 Le Barrémien

Il est formé par une alternance de grès fin à moyen, parfois grossier, bien classé, friable et d'argiles vertes et brunes, ainsi que des niveaux de dolomie microcristalline.

7.2.2.3.3 L'Aptien

C'est un niveau bien individualisé, formé par une barre dolomitique microcristalline de couleur blanche à beige avec des passées de marne gris verdâtre indurée

7.2.2.3.4 L'Albien

Il est constitué de grès fins à moyens rarement grossiers, friables, parfois argileux avec des passées de dolomie brunâtre microcristalline dure.

7.2.2.3.5 Le Cénomani

Il est formé par des bancs d'anhydrite blanche, pulvérulente cristalline en alternance avec des niveaux de dolomie beige à grise et de quelques passées d'argile gris verdâtre.

7.2.2.3.6 Le Turonien

Il est représenté par des calcaires blancs, crayeux, localement dolomitiques et quelques passées d'argile brune plastique à la base.

7.2.2.3.7 Le Sénonien

Il est fortement développé dans la région de Hassi Guettaret, se subdivise en trois parties :

7.2.2.3.8 Le Sénonien salifère

Il est formé de bancs de sel massif translucide, microcristallin, intercalés de bancs d'anhydrite et de quelques joints d'argile moyennement dure.

7.2.2.3.9 Le Sénonien lagunaire

Il est constitué par des niveaux d'anhydrite blanche, cristalline, intercalés de bancs de dolomie et de lits d'argile légèrement silteuse, indurée.

7.2.2.3.10 Le Sénonien carbonaté

Il est formé par des niveaux de dolomie claire, cristalline, parfois vacuolaire, passant par endroits à des calcaires dolomitiques gris blancs argileux.

7.2.3 Le Cénozoïque

Il est défini par:

7.2.3.1 L'Eocène

C'est une formation carbonatée représentée par des calcaires dolomitiques crypto cristallins avec des nodules de silex.

7.2.3.2 Le Mio-pliocène

Essentiellement constitué par des sables jaunâtres moyens à grossiers, silico-carbonatés, intercalés de lits d'argile gris vert et de calcaire dolomitique microcristallin tendre à induré.

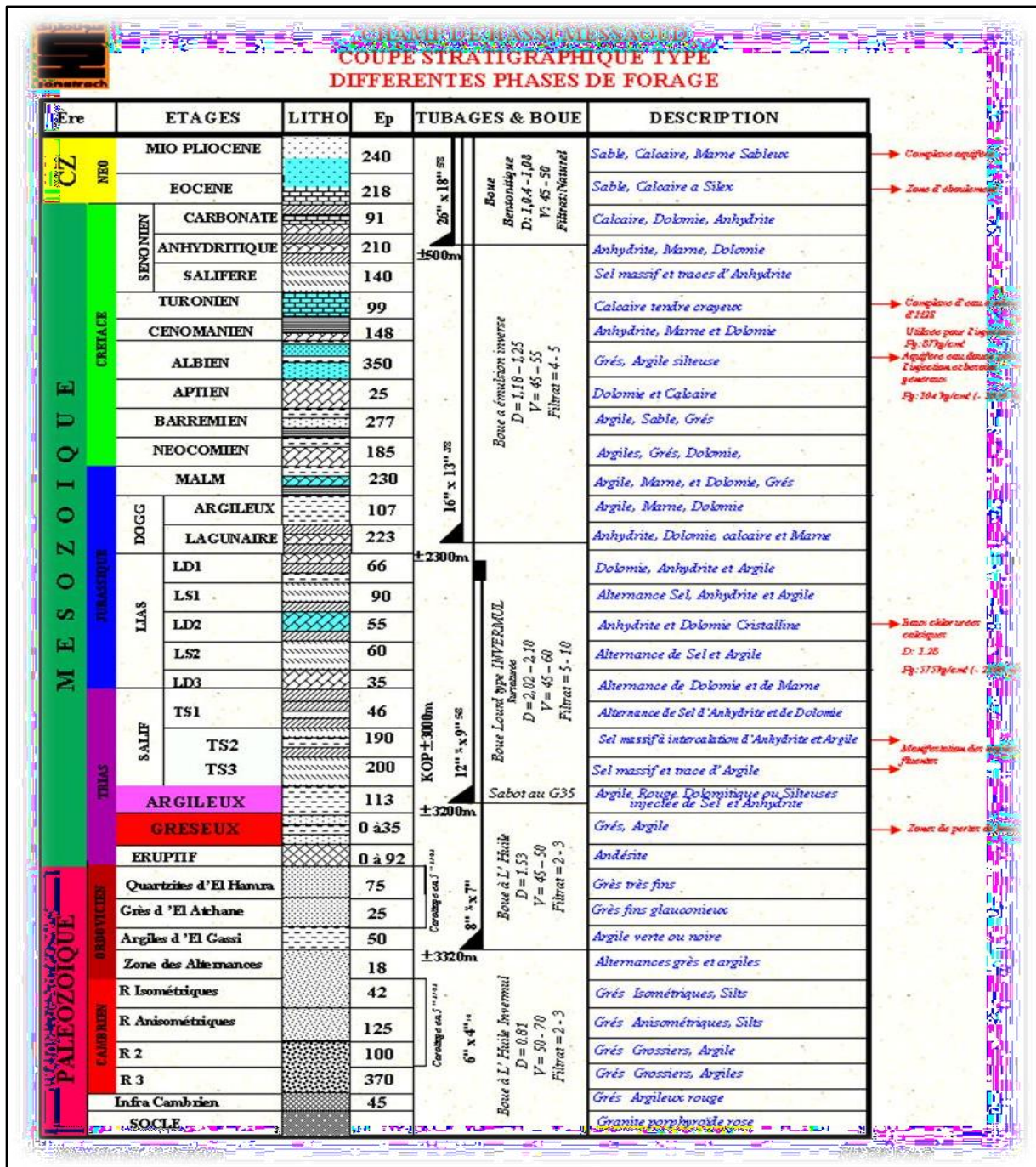


Fig9: Colonne stratigraphique type de champ de Hassi Messaoud (Sonatrach 2005).

8) Environnements de dépôt et diagenèse

Le gisement d'Hassi-Messaoud dans le nord du Sahara algérien est situé sur une vaste dorsale, bordée au nord-ouest et au sud-est par des dépressions). Sur la dorsale une bonne partie de la série géologique est absente supprimant tout témoin de l'histoire géologique pendant 200 millions d'années. On peut utiliser dans une certaine mesure les données plus complètes recueillies dans les dépressions voisines pour reconstituer l'histoire de la formation du gisement dont on a indiqué les principales étapes

A l'origine des temps paléozoïques, au Cambrien (vers 570 millions d'années), la mer recouvre un socle en partie granitique. Pendant environ 70 millions d'années, elle dépose une série détritique de 600 à 700 m, d'épaisseur, qui constituera les grès réservoirs du gisement. Vers la fin de cette période interviennent quelques déformations des couches, déformations dont l'ampleur est mal connue mais qui ont pu constituer un premier piège.

Au cours de l'Ordovicien apparaissent les premières argiles (argiles d'El Gassi), mais c'est au Silurien que la mer dépose une série argileuse vraiment épaisse. Toutes ces argiles sont sombres, riches en matière organique et parfois bitumineuses. Ce sont elles qui ont vraisemblablement joué le rôle de roche mère et produit les hydrocarbures du gisement

La sédimentation se poursuit pendant le reste du Paléozoïque. On ignore l'épaisseur exacte des sédiments déposés sur la dorsale d'Hassi Messaoud. Mais dans les dépressions voisines, plus de 1 000 à 1 500 m de sédiments recouvrent les grès réservoirs et soumettent les roches mères à un enfouissement leur permettant de produire des hydrocarbures. Si la déformation apparue à la fin du Cambrien est suffisante, toutes les conditions sont réunies pour former à Hassi-Messaoud un gisement dès cette époque, c'est-à-dire il y a 300 millions d'années, présence d'un réservoir surmonté de roches mères, formation d'hydrocarbures qui ont pu migrer vers le réservoir et s'accumuler dans une structure causée par la première déformation reconnue de l'histoire géologique. A cette époque, la couverture du gisement est constituée par les roches mères elles-mêmes qui sont des argiles imperméables.

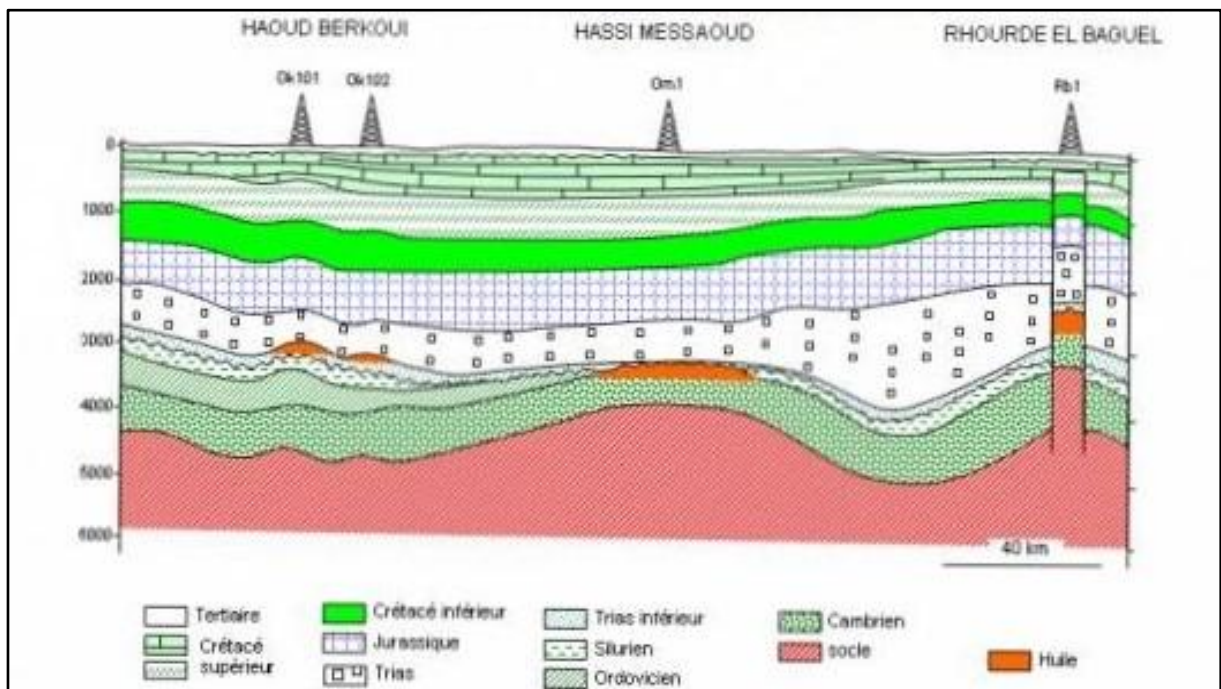


Fig 10:formation de gisement de Hassi Messaoud (1976)

9) Système pétrolier

9.1 Rochère

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 radioactives, très riches en matière organique et d'une épaisseur qui varie de 20 à 70m.

La matière organique est de nature amorphe. 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 M'ya, au Sud-ouest dans le bassin de Mouydir et à l'Est le bassin de Berkine.

9.2 Roche réservoir

Le Cambro-ordovicien est la roche productrice à Hassi Messaoud, le milieu de dépôt de ce dernier est fluviatile, d'un chenal en tresse, Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m, Son épaisseur va jusqu'à 200m.

Le réservoir Cambrien dominant dans toute la région de Hassi Messaoud et sa périphérie, constitue le réservoir principal, ce réservoir est découpé en plusieurs drains, selon la séquence sédimentaire, ce découpage est basé sur les logs de diagraphie, clairement au Gamma Ray et Neutron, subdivisé de bas vers le sommet comme suivant :

- R3.
- R2(R2C et R2ab).
- R1(Ra,Ri), Ra(D1, ID, D2, D3, D4), Ri(D5).

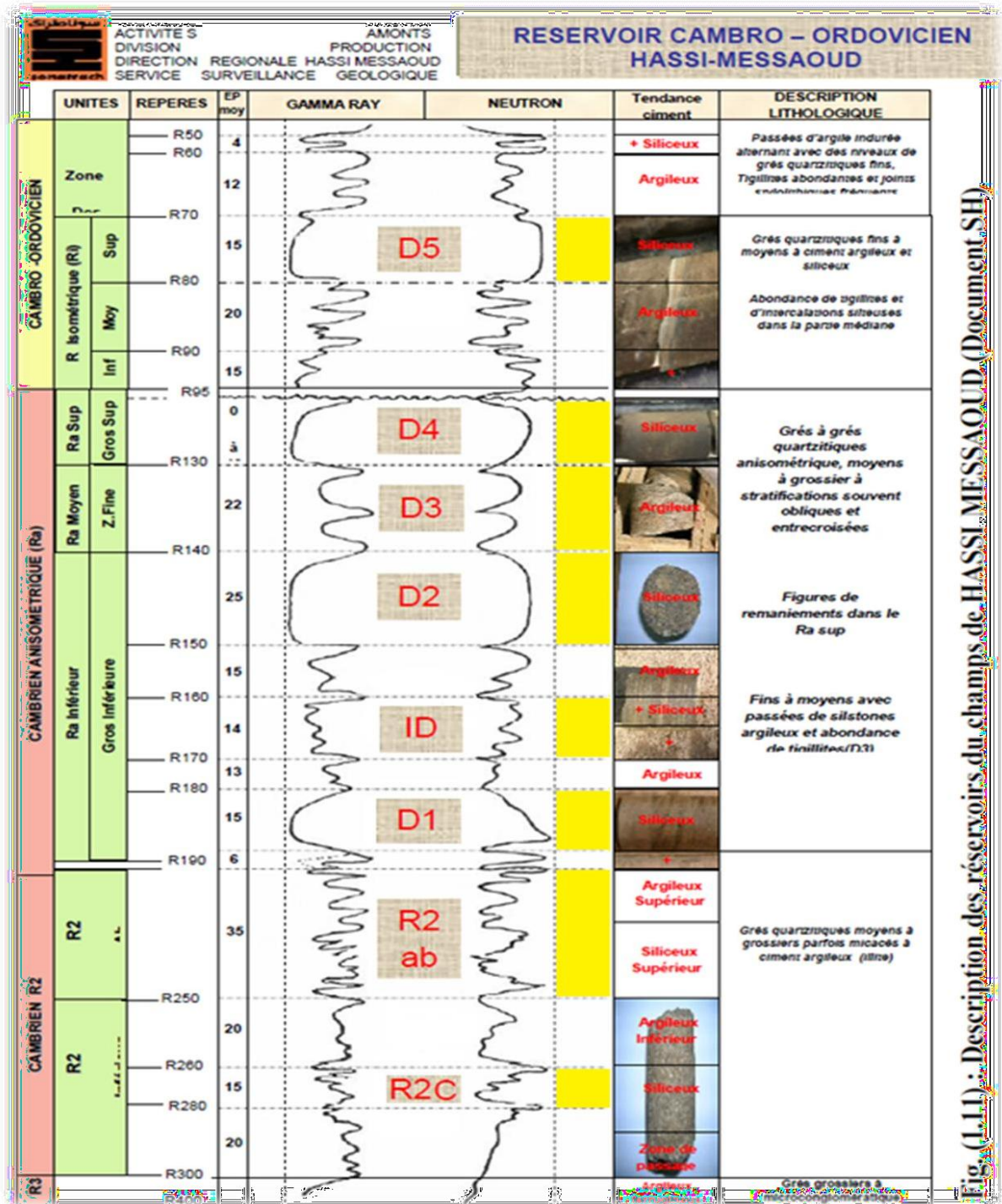


Fig11:Le Découpage deréservoirCambriende HassiMessaoud(SONATRACH2007).

Le réserve Ordovicien est considérée comme un massive compacte, constitué de zone d'alternance, argiles d'El Gassi, grès d'El Atchane, et quartzite El Hamra, érodé dans la partie centrale de Hassi Messaoud à cause de la discordance Hercynienne

9.3 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 et /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 Hamratandis que, la série des argiles d'El Gassi et les intrusions y intercalées formeront une couverture remarquable à l'ensemble des réservoirs Cambriens.

9.4 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, il existe trois types de piège :

9.4.1 Les pièges structuraux

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

9.4.2 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 stratigraphiques.

9.4.3 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.

9.4.3.1 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 la discordance Hercynienne concernant la 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.

**Chapitre 20 :Notions générales sur l'évaluation
des paramètres pétro-physiques**

1) Introduction

Afin d'évaluer les propriétés de la pétro-physique dans le domaine étudié, nous avons utilisé la log-diagraphie où dans ce chapitre nous définissons quelques concepts généraux

2) Diagraphies

On appelle diagraphie, tout enregistrement de paramètre physique des roches traversées par un forage en fonction de la profondeur. Elle consiste en l'enregistrement analogique et numérique des paramètres pétro-physiques. Elles sont utilisées principalement pour l'évaluation des paramètres pétro-physiques de la formation étudiée. Nous présentons dans ce chapitre les principales diagraphies utilisées dans notre travail à savoir :

- La diagraphie électrique
- La diagraphie radioactive
- La diagraphie sismique

2.1 Diagraphie de résistivité

Le principe de mesure consiste à envoyer par une source émettrice d'énergie un signal (courant électrique ou champ magnétique) qui pénètre dans la formation et à enregistrer la différence de potentiel par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source.

La diagraphie de résistivité permet de déterminer la résistivité de la formation et des fluides qu'elle contient. Selon la distance entre le récepteur et l'émetteur on distingue les macro-dispositifs et les micro-dispositifs

2.1.1 Les Macrodispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge R_t .

2.1.2 Les Micro dispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

Plusieurs combinaisons de résistivités sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités R_t et R_{xo} .

Application:

- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- La détermination des différentes saturations.
- La détermination de la nature du fluide de la formation traversée par le forage.

- La détermination de la porosité utile.

2.2 Diagraphie Radioactive

2.2.1 Définition

On peut mesurer soit la **radioactivité naturelle**, c'est la diagraphie des rayons gamma, GR soit **la radioactivité provoquée** en utilisant des sources radioactives

2.2.2 Diagraphie des rayons gamma "GR"

Elle mesure les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence de trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs. Elle est enregistrée pour tous les puits d'études (Serra.O, 1989).

La diagraphie GR sert à :

- La corrélation de puits à puits.
- L'évaluation des volumes et du type d'argiles (Vsh).
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- la délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite (GR cut-off).

2.3 Diagraphie radioactive provoquée

2.3.1 Diagraphie de densité

On soumet la formation à un rayonnement Gamma émis par une source spéciale ^{60}Co ou ^{137}Cs . Les rayons Gamma sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons Gamma incidents entrent en collision avec la matière. Trois types d'interaction peuvent se produire, suivant l'énergie du photon incident (Serra.O, 1989):

- L'effet photoélectrique.
- L'effet Compton.
- L'effet de production de paires.

Les diagraphies de densité sont sensibles aux rayons gamma liés aux effets Compton,

Elle permet:

- La détermination de la porosité densité Φ_d indispensable à l'interprétation moderne.
- La comparaison des différents logs neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides contenus dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et eau.

2.3.2 Diagraphie de neutron (indice d'hydrogène)

À l'aide de sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 2.5 et 6 MeV. Grâce à leur vitesse initiale élevée, les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie. On mesure le nombre de neutrons thermiques c'est-à-dire de neutrons ralentis (O. Serra, 1989).

L'hydrogène est l'élément dont le pouvoir de ralentissement est le plus fort. Comme cet élément se trouve présent dans de nombreuses substances, la mesure traduit essentiellement la concentration de la formation en atomes d'hydrogènes. Les substances qui en contiennent le plus sont l'eau et les liquides.

On mesure ainsi l'Indice d'hydrogène qui sera lié à la porosité. Nous déterminons par cette diagraphie la porosité neutron.

Cette diagraphie permet :

- L'évaluation de la porosité des roches de réservoirs.
- L'identification de la lithologie en combinaison avec d'autres outils.
- L'évaluation de la densité des hydrocarbures.

2.3.3 Diagraphie sonique

Ces diagraphies sont basées essentiellement sur la mesure de temps de propagation d'une onde acoustique, le long des parois du puits entre un émetteur et un récepteur. La vitesse du son dépend de la matrice, de la distribution de la porosité primaire et du type de fluide.

Cette diagraphie permet :

- La détermination de la porosité.
- La détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies.
- L'évaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- L'estimation de la porosité secondaire.

3) Notions fondamentales sur les paramètres pétro-physiques

3.1 Notions générales

3.1.1 Réservoir

Un réservoir est une formation du sous-sol poreuse et perméable. Il renferme, généralement,

une accumulation naturelle d'hydrocarbure (huile et/ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique.

Un gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres. (Serra, O, 1989).

3.1.2 Composition de la roche

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

3.1.2.1 La matrice

Les géographistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- **Matrice simple** : Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : Calcaire, Quartz).
- **Matrice complexe** : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment, calcaire).
- **Matrice propre** : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

3.1.2.2 Les grains

On appelle grain, élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

3.1.2.3 Le ciment

On distingue par ciment, toute matière liante entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

3.1.2.4 Les argiles

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phyllites, alumino-silicatés et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies. Leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types :

- **Argiles laminées** : Elles correspondent aux argiles détritiques en lits fins entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- **Argiles dispersées** : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit adhèrent aux grains, soit les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores. De ce fait, les pores sont rétrécis par les grains d'argiles, ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.

- **Argiles structurales** : Elles correspondent aux argiles se présentent sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques des argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

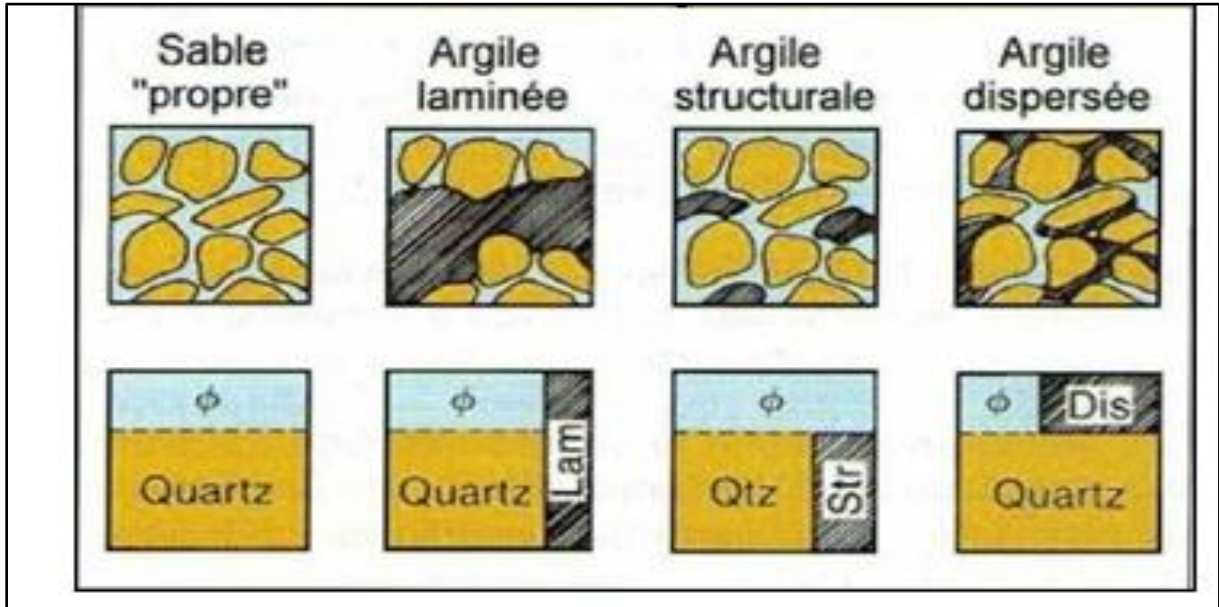


Fig 12 Différents modes de distribution de l'argile et leur représentation volumique

(Document Schlumberger)

3.1.2.5 Les fluides

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente « eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

3.1.2.6 Les faciès

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques, physico-chimiques et biologiques, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment.

3.2 Les paramètres pétro-physiques

3.2.1 La porosité

La porosité est la propriété qui possède une roche de présenter des vides, pores et fissures. Elle

est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre Φ . Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution et de la taille des grains.

3.2.1.1 Les différents types de porosité:

Lap porosité totale Φ :

C'est le rapport du volume total des espaces « vides » non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les éléments minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 = (V_p / V_t) * 100 = (V_t - V_s) * 100 / V_t$$

V_p : Volume total des pores.

V_s : Volume de la partie solide.

V_t : Volume total de la roche.

Lap porosité totale inclus:

La Porosité primaire (inter granulaire ou inter cristallin):

Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.

Lap porosité secondaire Φ_2 :

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

La porosité connectée:

Elle est égale au pourcentage du volume total des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent circuler.

La Porosité effective ou utile Φ_u :

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, le VORSEN a classé la porosité comme suit:

- Faibles: $\Phi < 5\%$.
- Médiocres: $5\% < \Phi < 10\%$.
- Moyennes: $10\% < \Phi < 20\%$.
- Bonnes: $20\% < \Phi < 30\%$.
- Excellentes: $\Phi > 30\%$.

La porosité potentielle :

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieure à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

La porosité résiduelle :

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon.

NB: la porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduelle.

Porosité apparente :

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction

en particulier des effets des argiles qui ont comme on les sait une porosité importante mais non utile.

Méthodes du calcul des différentes porosités :

Porosité sonique :

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par:

$$\Delta t = \Phi_f + \rho_{ma} (1 - \Phi) + \Delta t_{ma}$$

$$\Phi_s = (\Delta t_u - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Δt_u : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante:

Φ_{SSH} : Porosité sonique des argiles.

$$\Phi_{SC} = \Phi_s - V_{sh} \cdot \Phi_{SSH}$$

Porosité neutron :

Chapitre II : Notions générales sur l'évaluation des paramètres pétro-physiques

On bombarde la formation par des neutrons rapides. Elle est donnée par la formule suivante:

$$\text{Log}(\Phi_n) = A - B \cdot N_a$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante:

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{SSH}$$

Tel que:

$$\Phi_{ncal} = \Phi_n + 0,04$$

Φ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

Porosité densité :

La densité globale de la formation est donnée par:

$$\rho_b = \rho_f \Phi_d + \rho_{Sh} V_{Sh} + \rho_{ma} (1 - \Phi_d - V_{Sh})$$

$$\Phi_d = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec:

ρ_f : Densité globale lue en face d'un niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{Sh} : Volume d'argile.

Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés = 2.65 g/cm³.
- Calcaire = 2.71 g/cm³.
- Dolomie = 2.87 g/cm³.
- Argile de 2.7 à 3 g/cm³.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

Avec

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{Sh} \Phi_{dSh}$$

Φ_{dSh} : Porosité densité des argiles.

3.2.2 La résistivité de formation

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est le « Ohm.m ». La résistivité d'une roche dépend de :

- La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores et de la quantité de cette eau dans la roche.
- La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

3.2.2.1 Détermination de la résistivité de la formation

Le paramètre de base R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs où par la suite la saturation en hydrocarbure S_h .

Elle est lue sur le log-résistivité des différents puits

3.2.2.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation

La détermination de la résistivité de l'eau de formation peut se faire par plusieurs méthodes :

- À partir des essais de production des puits voisins.
- À partir des cartes de salinité régionales.
- À partir de la diagraphie électrique.

3.2.2.3 Relation entre porosité et résistivité

Dans les zones poreuses aquifères propres, la résistivité des formations R_0 est reliée à celle de l'eau interstitielle R_w , par la relation d'Archie :

$$R_0 = F_R R_w$$

R_0 : résistivité de la formation saturée à 100% d'eau.

R_w : résistivité de l'eau de formation.

F_R : le facteur de formation d'après la résistivité, qui dépend de la texture de la roche.

3.2.3 La saturation

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre « S » et puisque c'est un rapport, elle est sans dimension, elle est cependant exprimée en %.

On a plusieurs types de saturation :

$S_w = V_w / V_p$: Saturation en eau de la zone vierge.

$S_{HC} = V_{HC} / V_p$: Saturation en huile.

$S_g = V_g / V_p$: Saturation en gaz.

Avec : $S_w + S_{HC} + S_g = 100\%$ et

$$V_w + V_{HC} + V_g = V_p$$

Tel que :

V_w : Volume de l'eau.

V_{HC} : Volume d'HC. V_G : Volume de gaz. V_p : Volume des pores.

3.2.3.1 Relation entre résistivité et saturation

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores:

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_{HC} , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

$$(S_w)^n = R_{xo} / R_t = (F \cdot R_w) / R_t$$

Avec: $n=2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre $V_{sh} < 10\%$.

3.2.3.2 Le facteur de déformation

C'est la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qu'il imprègne : $F_R = R_0 / R_w$.

Il est lié directement à la forme des pores connectés. Plus la circulation du fluide existant est facile, plus ce facteur est petit.

Si les vides étaient constitués par des canaux cylindriques parallèles, R_0 serait inversement proportionnelle à la porosité.

Dans le cas d'un cube de volume unité contenant des pores représentés par des tubes cylindriques parallèles de section S des pores, (figure.13), le facteur de déformation est faible.

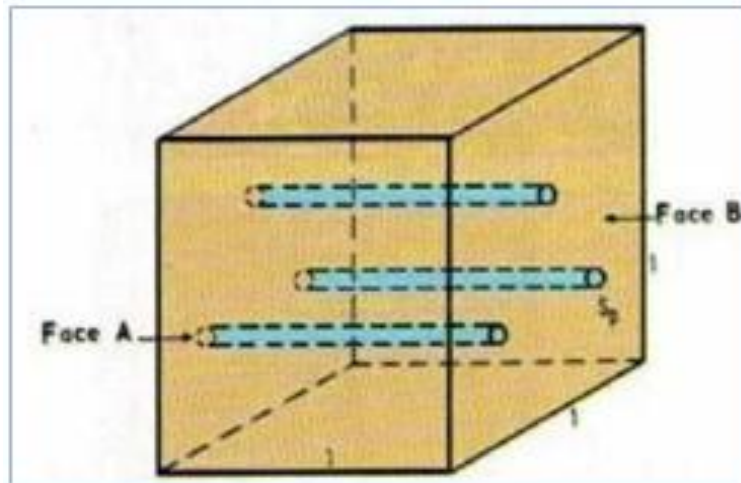


Fig 13 : Forme cylindrique des Pores.

Dans le cas d'une variation réelle de section le long du trajet du courant ou les pores sont représentés par des rectangles (fig14), le facteur de déformation est important.

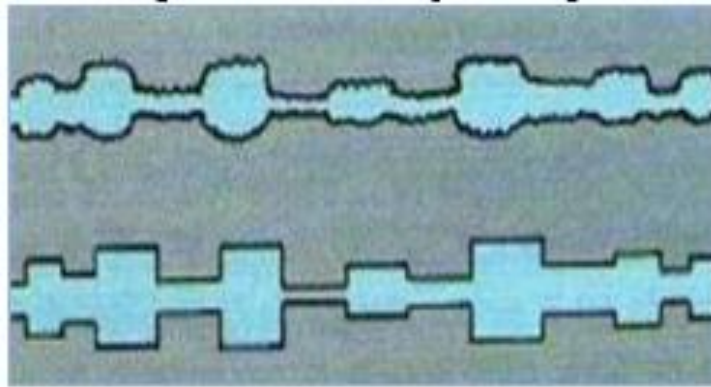


Fig14 : Forme variable des spores.

Le facteur de formation d'une formation sans argile peut être donné par la formule suivante :

$$F_R = a / \emptyset^m.$$

a: facteur dépendant de la lithologie et variant entre 0.6 et 0.62.

m: facteur de cimentation ou tortuosité, dépendant du type de sédiment et varie entre 2,05 et 2.2.

3.2.4 La perméabilité

C'est la capacité de laisser passer les fluides dans une formation, elle dépend de la taille et de la dimension des grains. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où les pores sont reliés entre eux. La perméabilité est désignée par la lettre « **K** » et elle s'exprime en « millidarcy ».

3.2.5 Détermination du volume d'argile

Certains auteurs préfèrent utiliser l'indice d'argilosité **I_{sh}** relié plutôt à l'effet de l'argile qu'à son volume. La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétro-physiques. On détermine **V_{sh}** à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur. La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable.

Le volume d'argile peut être estimé soit par :

La diagraphie des rayons gamma:

$$(V_{sh} \%)_{GR} = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

GR_{min}: valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

GR_{max}: valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Ladiagraphie Neutron:

$$(V_{sh} \%)_N = \Phi_N / \Phi_{Nsh}$$

Φ_{Nsh} : La lecture neutron dans les argiles.

Un paramètre important dans l'évaluation d'un réservoir est le *Vshcut-off* qui correspond à la valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour lequel on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est prise généralement entre 30% et 40% du volume d'argile.

Interprétation qualitative :

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables, cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'une limite du $GR_{cut-off}$ suivant un $V_{Sh.cut-off}$ fixé à 32% obtenu par la relation suivante (CRD, 1995):

$$GR_{cut-off} = V_{Shcut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Au-delà de la ligne fixée qui est le $GR_{cut-off}$, la formation est considérée comme un banc argileux compact.

Interprétation quantitative :

Détermination de la porosité effective :

La porosité effective est déduite à partir des trois log neutron, densité et sonique. Suivant le cas on utilise l'une des relations suivantes :

- Pour $|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \leq 5\%$: Dans le cas des huiles et de l'aquifère.

$$\Phi_{N-Deff} = (\Phi_{DC} + \Phi_{NC}) / 2$$

- Pour $|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| > 5\%$: Dans le cas des gaz.

$$\Phi_{N-Deff} = (7\Phi_{DC} + 2\Phi_{NC}) / 9$$

DANS LE CAS GÉNÉRAL :

$$\Phi_U = \Phi_{N-D}$$

- Si: $\Phi_{NC} < \Phi_{DC}$ alors:

$$\Phi_U = \Phi_{S-D}$$

- Si: $\Phi_{NC} > \Phi_{DC}$ alors:

- Silaformation est cavée:

$$\Phi_U = \Phi_S$$

En face des formations cavées non fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités.

En face des formations non cavées fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités effectives.

Détermination de la saturation en eau de la formation :

La saturation en eau de formation est déterminée selon la nature du réservoir :

→ **Cas de réservoir propre ($V_{sh} \leq 10\%$) :**

On applique la formule d'ARCHIE:

- Dans la zone vierge:

$$(S_w)^n = F \cdot R_w / R_t = (a \cdot R_w) / (\Phi^m \cdot R_t)$$

- Dans la zone envahie:

$$(S_{xo})^n = F \cdot R_{mf} / R_{xo} = (a \cdot R_{mf}) / (\Phi^m \cdot R_{xo})$$

→ **Cas de réservoir argileux ($V_{sh} > 10\%$) :**

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formations selon le type d'argile (dispersée, laminée ou structurale), qui sont présentés ci-dessous:

> **Les argiles dispersées :**

On utilise la formule de Simandoux. Après la résolution de l'équation, la formule de la saturation en eau est obtenue, (O. Serra, (1979))

$$1/R_t = (V_{sh}/R_{sh}) \cdot S_w + [\Phi^m/a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w] \cdot S_w^2$$

$$S_w = \left[(-V_{sh}/R_{sh}) + [(V_{sh}/R_{sh})^2 + (4 \cdot \Phi^m/a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w \cdot R_t)]^{1/2} \right] * \left[a \cdot (1-V_{sh}) \cdot R_w / 2 \cdot \Phi^m \right]$$

Dans notre travail, nous avons utilisé cette dernière formule pour le calcul de la saturation, car les argiles de cette formation sont de type dispersé.

> **Les argiles laminées :**

$$1/R_t = (S_w^2 / F \cdot R_w (1 - V_{sh})) + (V_{sh}/R_{sh})$$

D'où :

$$S_w^2 = [(1/R_t) - (V_{sh}/R_{sh})] * F \cdot R_w (1 - V_{sh})$$

$$1/R_t = (S_w \cdot R_{sh} / V_{sh}) + (S_w^2 / (F \cdot R_w (1 - V_{sh})))$$

> **Les argiles structurales :**

Évaluation de la perméabilité :

En diagraphie, plusieurs relations ont été proposées pour l'estimation de la perméabilité, à partir des mesures de porosité et de saturation en eau irrédudible (la formule de Willye et Rose, la formule de Timuret, celle de Tixier). Toutes ces formules reposent sur la relation générale suivante

$$K = C (\Phi_u)^a / S_{wirr}^\beta$$

$$K = 0.136 (\Phi_u)^{m+2}$$

Dans notre travail, on utilise pour le calcul de la perméabilité, la formule proposée par Timuret prenant $m=2$.

Chapitre III : Analyse structurale de la zone 04

1) Présentation de la zone d'étude

1.1. Zonation de la zone d'étude

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en **25** zones selon le découpage initial, dont la zone **04** sur laquelle se base notre étude, car située dans **le haut Nord-Ouest** de champ, bordée à **l'Est** par la zone **07** et au Sud par la zone **2N**, comme le montre **fig.15**

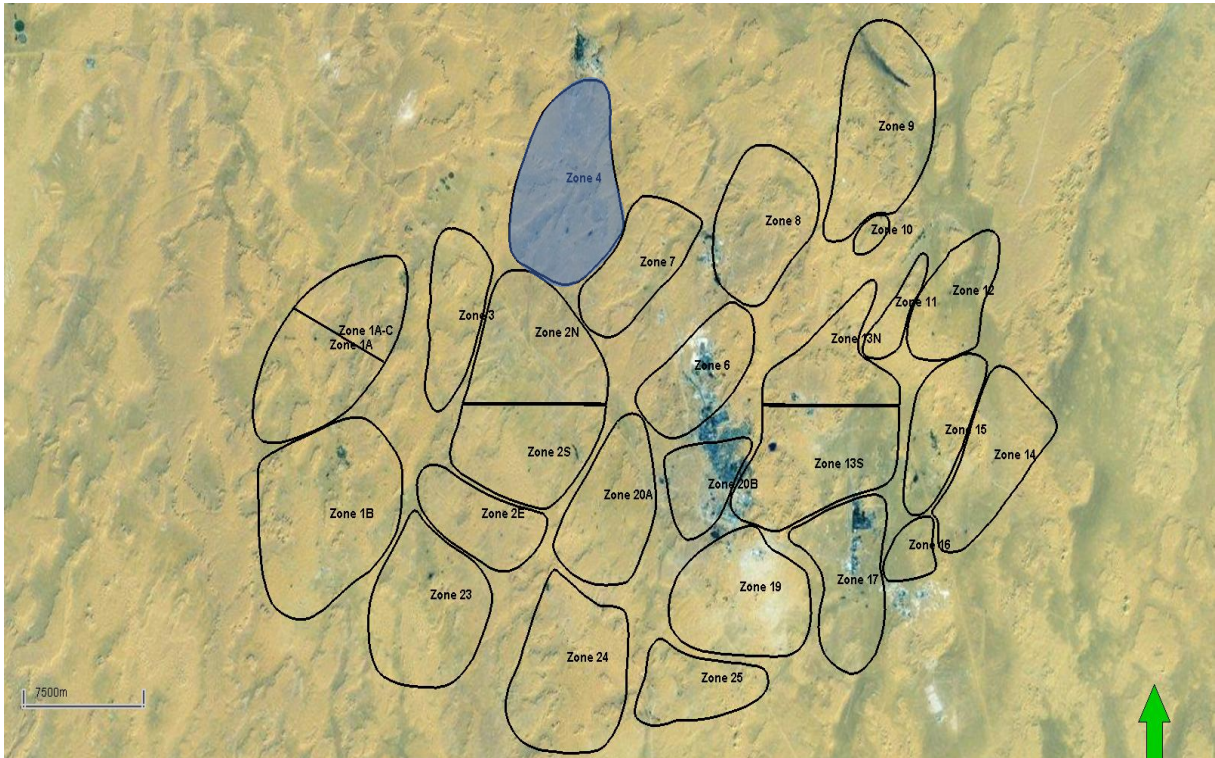


Fig.15 : les zone de champ Hassi Messaoud avec image satellitaire
(source :Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.2. La position des puits étudiés et les réseaux des failles

Pour une étude complète donnant une idée claire de la nature et détails du réservoir dans la zone 04, nous avons identifié un groupe de puits sous la forme de deux coupes longitudinale et transversale.

La zone contient un groupe de failles avec une direction **NE-SO**.fig.16

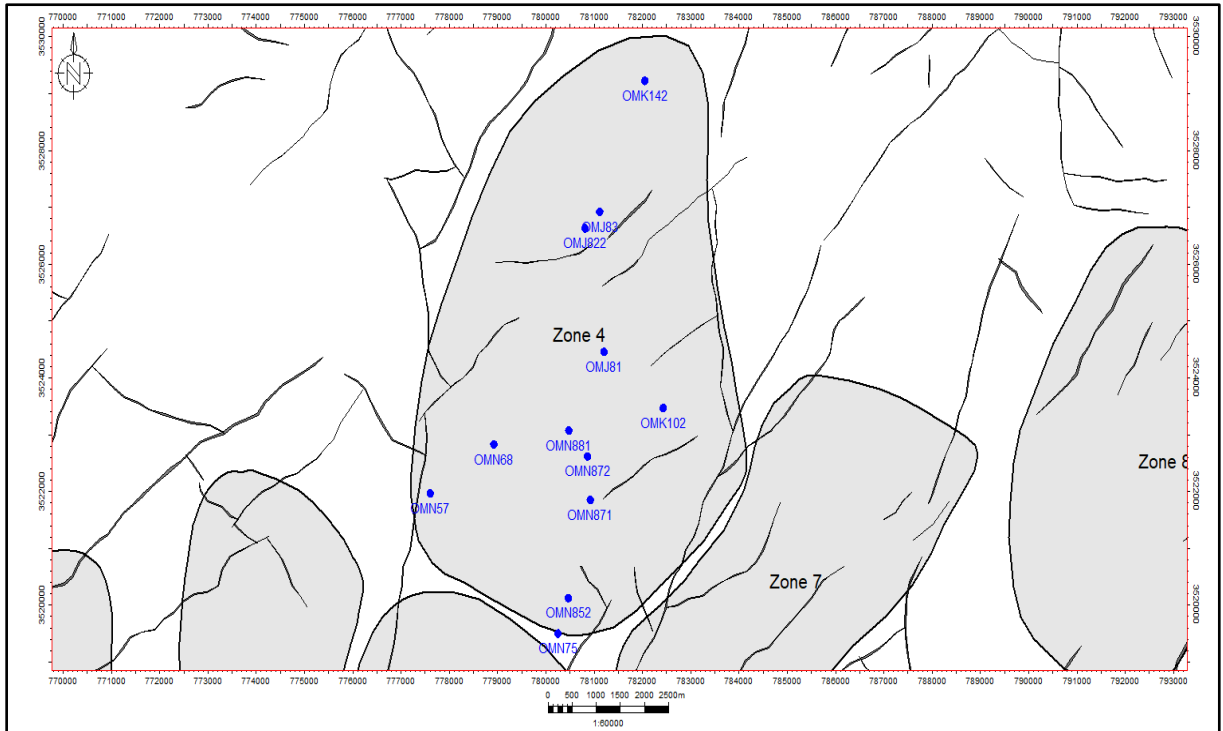


Fig.16:la position des puits étudiés et les réseaux des failles
(source :Sonatrach DP-HMD, département géologique)

2) Analyse les coupes géologiques de la zone 04

On peut aussi réalise deux coupes géologiques de directions (N-S) et (W-E) du secteur d'étude, qui montrent le extension latérale des drains **D3,D2,1D,D1**, ainsi que leur variation de épaisseurs y compris les failles, et dans cette zone absence les drains **D4,D5** a cause de l'érosion. **Fig.17.**

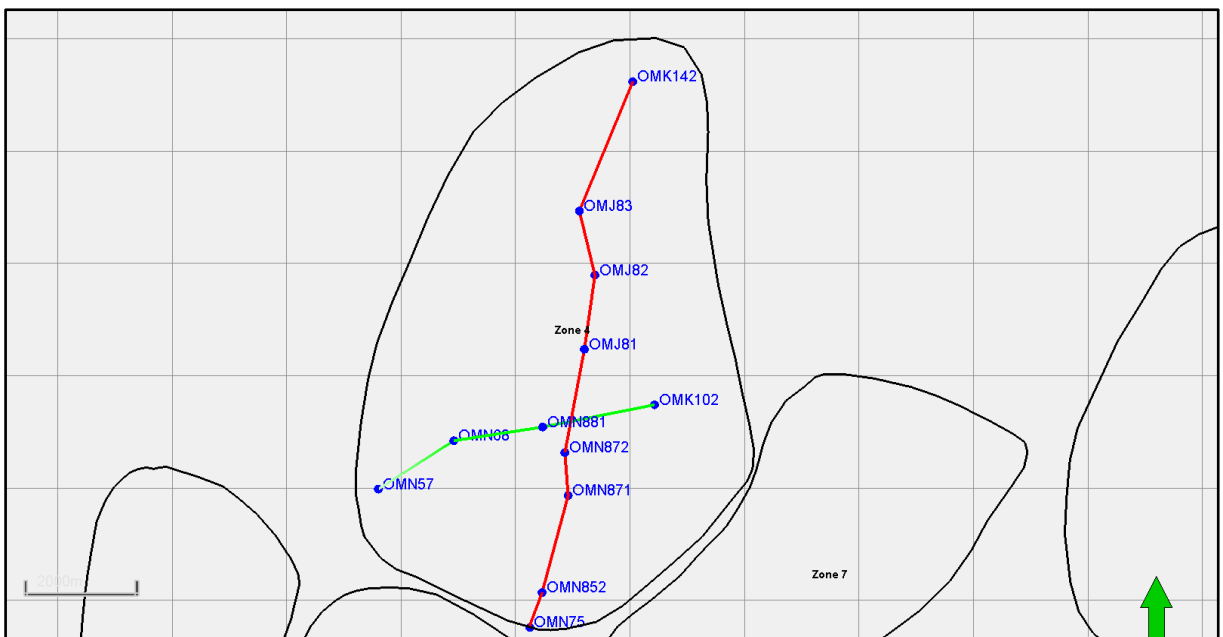


Fig.17: les coupes géologiques de la zone 04
(Source : Sonatrach DP-HMD, département geologique)

2.1. La coupe géologique N-S

montre la coupe géologique Nord–Sud, recoupe la zone 04 de Nord au Sud, On constate qu'un processus d'érosion s'est produit qui a entraîné la disparition des D5 et D4 le long de la section, celle-ci s'étendant du niveau du puits OMJ83 au D3, et il n'en reste qu'une très fine couche. Dans les puits OMN852 et OMN75 au sud, une érosion importante a eu lieu, atteignant le milieu de ID dans le puits OMN852, et dans le puits OMN852.OMN75 à D1. On remarque également un décalage de 12m dans les couches entre les puits OMJ82 et OMJ83 causée par la faille. Fig 18

NS

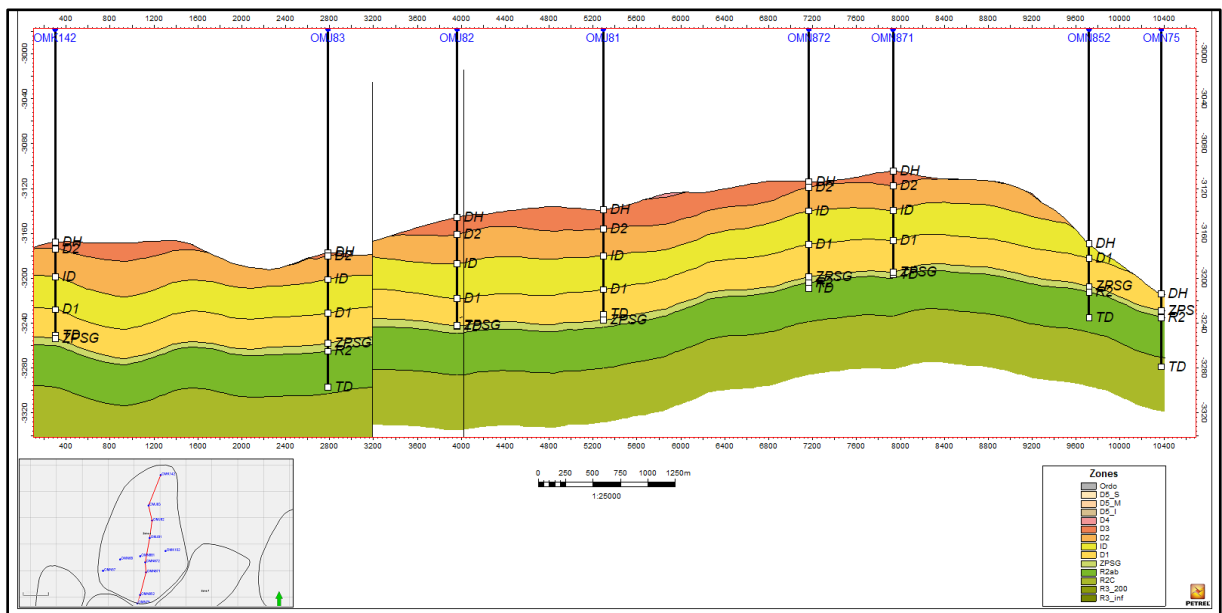


Fig 18: coupe géologique N-S (source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

2.2. Corrélation par diagraphie de N-S :

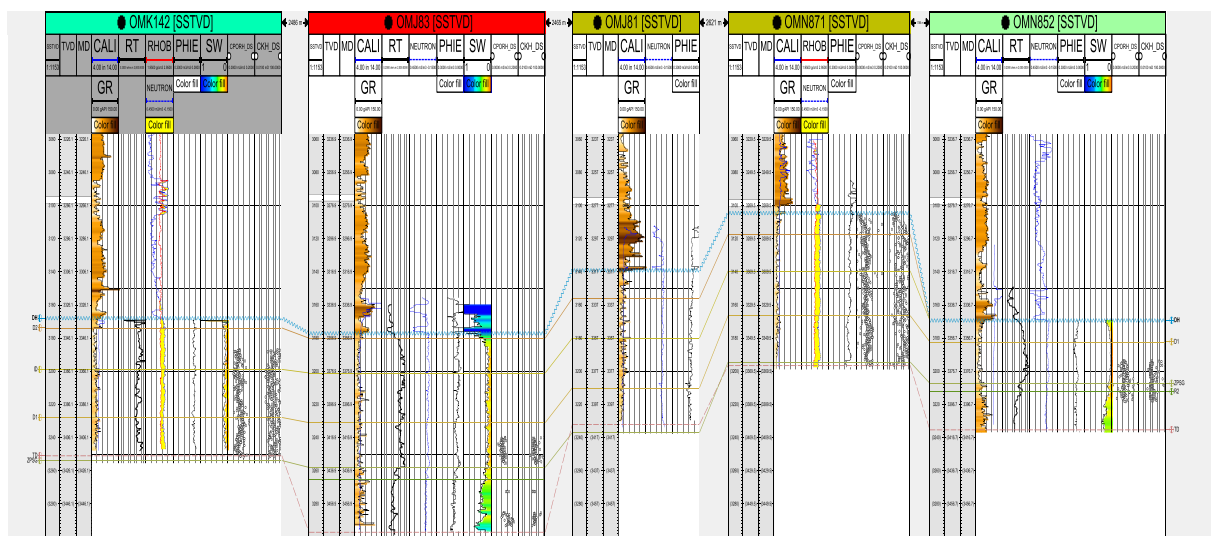


Fig19:Corrélation par diagraphie de N-S(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

2.3. Coupe géologique O-E :

montre qu'un processus d'érosion a eu lieu, conduisant à l'érosion complète de **D5** et à l'érosion presque complète de **D4**, comme cela apparaît dans le puits **OMN57** et entre les puits **OMN881** et **OMK102**.

On remarque une séquence naturelle des couches **D3, D2, ID, D1, Zpsg, R2** et **R3**.

On remarque également la présence d'une faille ayant entraîné un décalage entre les couches d'environ **10m** à l'extrême ouest, à côté du puits **OMN57**. Fig.20.

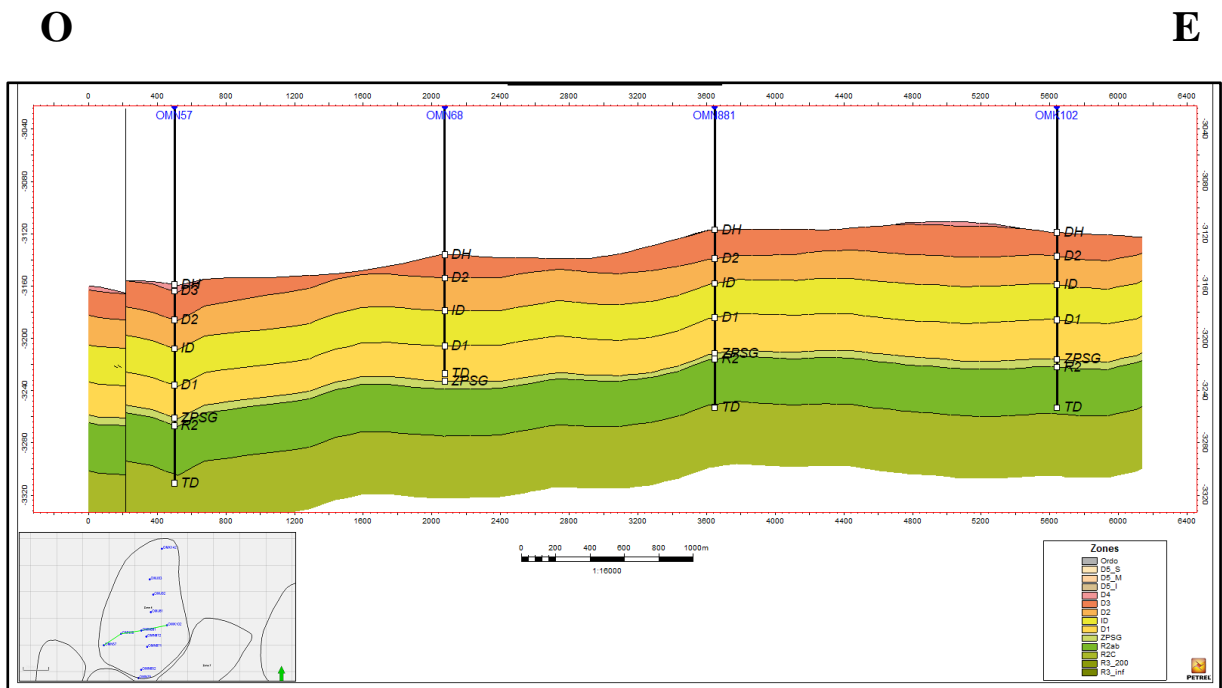


Fig.20: Coupe géologique O-E (source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

2.4. Corrélation par diagraphie E-O :

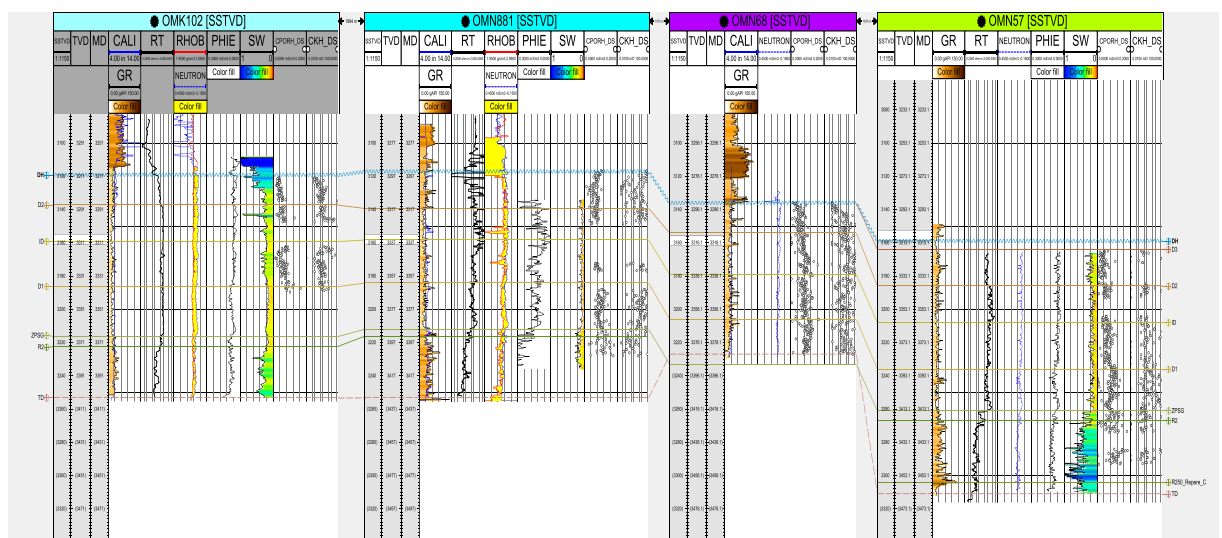


Fig.21: Corrélation par diagraphie E-O (source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

3) Aspect structural des drains de réservoir

Pour étudier la structure du réservoir, nous avons réalisé une carte de la zone étudiée, sa structure s'allonge dans le sens N-S, elle forme des grabens confirmés par un monoclinale située à la S-E qui contient le sommet le plus élevé de la structure de la zone, on note également un déclin progressif vers le nord et un déclin sévère à l'extrême sud. **Fig.22**

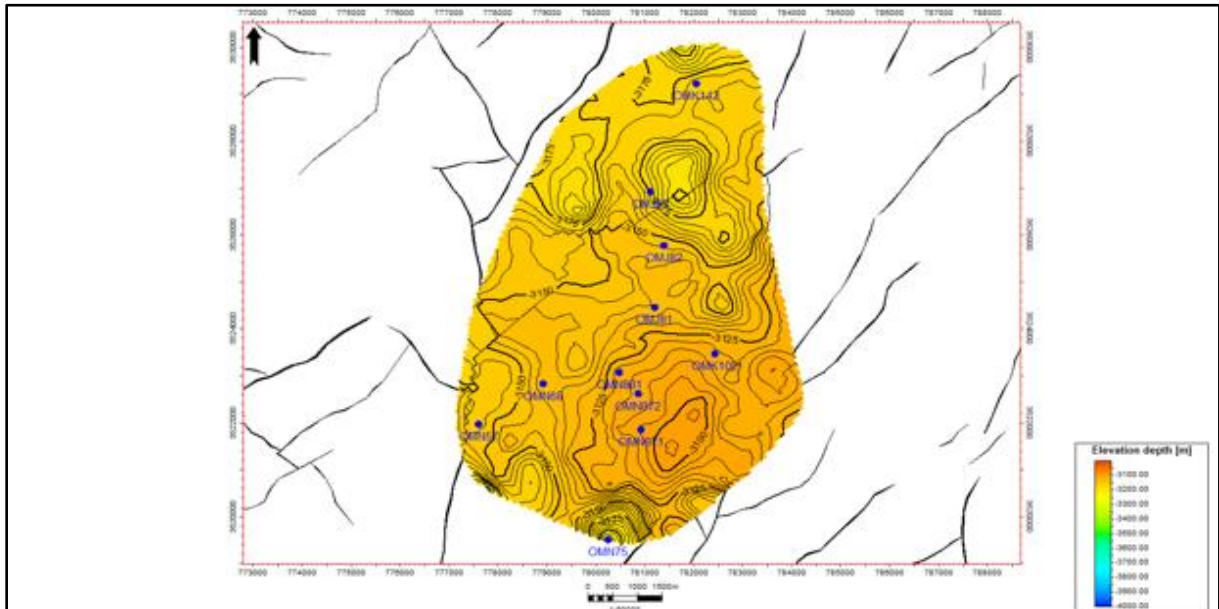


Fig.22:carte en iso-bathe de top de réservoir

(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

4) Analyse des cartes en iso-épaisseur

Les changements dans l'environnement paléogéographique du gisement d'Hassi-Messaoud, résultant du processus de dégradation, ont entraîné des variations d'épaisseur. Pour évaluer l'impact de l'érosion sur l'état du réservoir **Ra** à Hassi-Messaoud, une modélisation des cartes en iso-épaisseur des drains **D3, D2, ID** et **D1** a été réalisée.

4.1. Analyse carte en iso-épaisseur de D3

on note que l'épaisseur de **D3** est relativement constant égale à **25m** le long de la zone dans le plupart des puits, mais l'épaisseur diminue à **20m** au puit **OMN712** à l'ouest de la zone , ainsi qu' aux puits **OMN852** et **OMN662** à le **Sud**.**Fig.23**

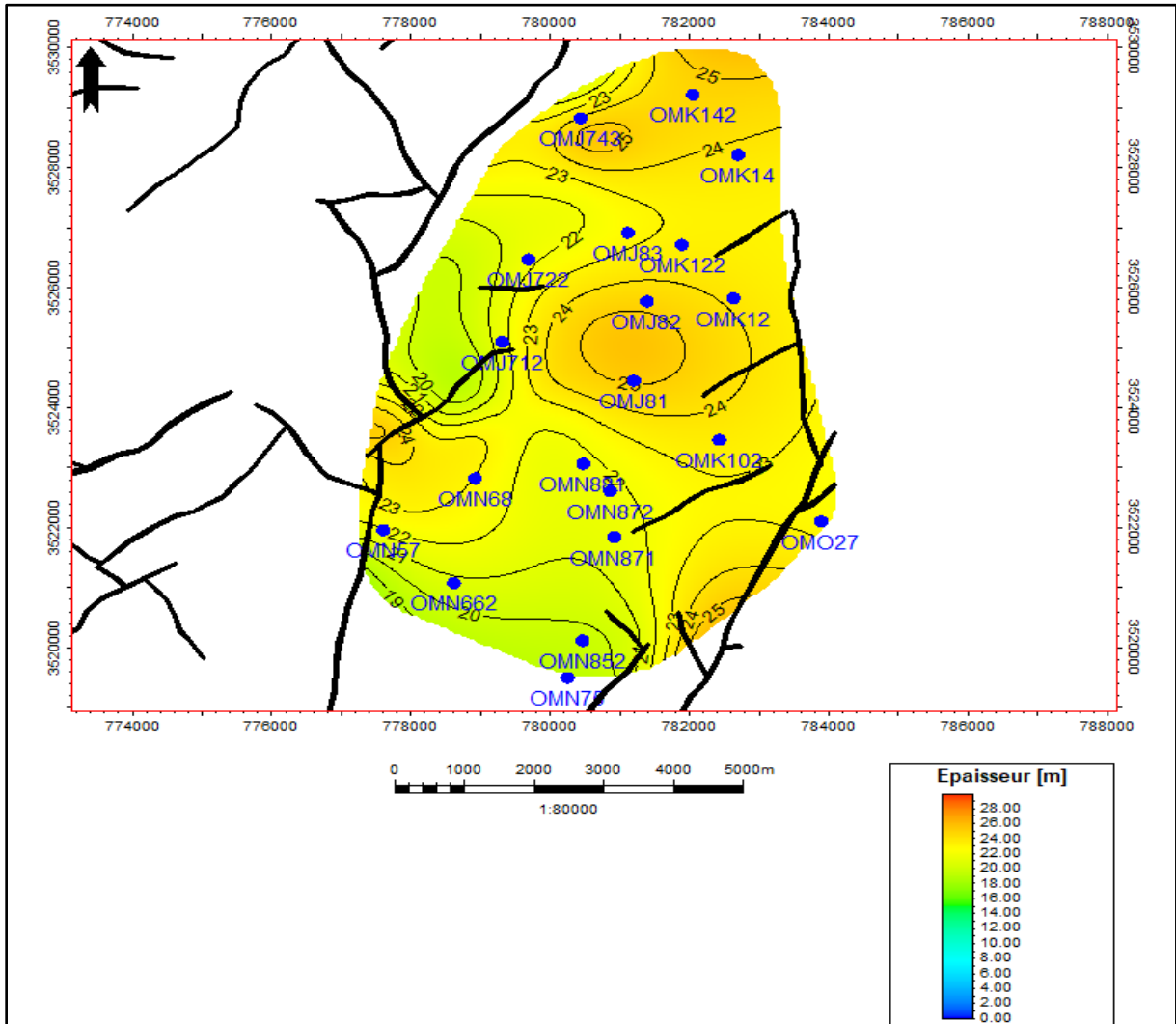


Fig.23:carte en iso-épaisseur de D3 (source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

4.2. Analyse carte en iso-épaisseur de D2

On constate que l'épaisseur de **D2** est limitée entre **25m** et **22m** au niveau de tous les puits, sauf que l'épaisseur s'élève à **31m** au **Nord** au niveau du puits **OMK14**. Fig.24

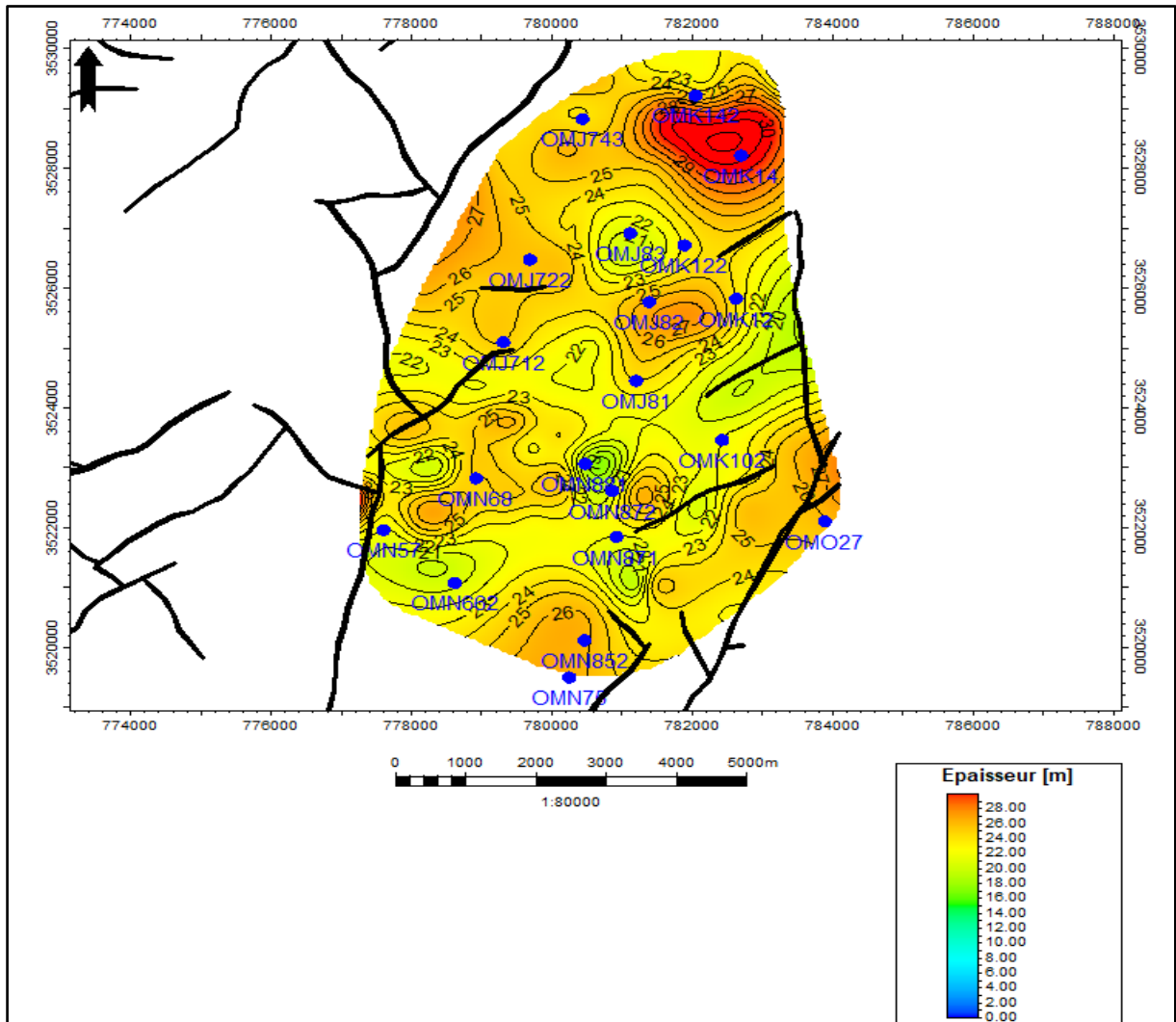


Fig.24:carte en iso-épaisseur de D2 (source : **Sonatrach DP-HMD, département géologique**)

4.3. Analyse carte en iso-épaisseur de ID

On note que l'épaisseur de ID est limitée entre 31m et 27m dans toute le zone, mais l'épaisseur diminue légèrement à 24m au puits OMK122, au sud de puits OMJ81, et dans le sud plus bas de la zone. Fig.25

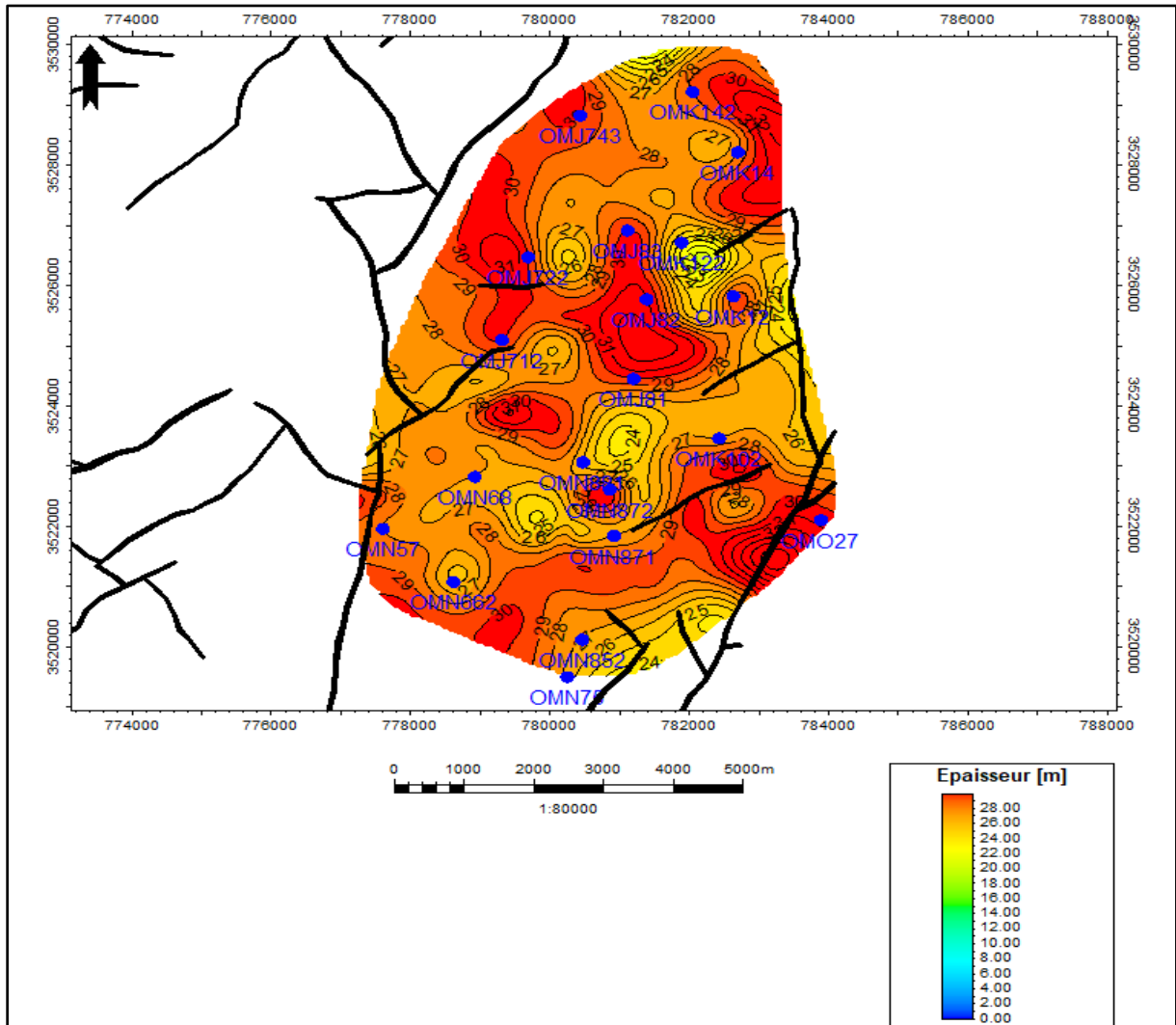


Fig.25:carte en iso-épaisseur de ID(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

**Chapitre IV :Evaluation des paramètres pétro-
physiques de la zone 04**

1) Evaluation des paramètres pétro-physiques du Réservoir

1.1. Introduction

Un réservoir pétrolier désigne une formation rocheuse souterraine qui présente une porosité et une perméabilité suffisantes pour contenir et laisser circuler des fluides. La caractérisation de ces réservoirs se fait soit par des méthodes indirectes telles que l'analyse de carottes, soit directement à travers des enregistrements diagraphiques qui évaluent les propriétés physiques de la roche, notamment la radioactivité (GR), la résistivité, la densité globale de la formation (RHOB) et la porosité totale (TNPH). Ces mesures permettent d'estimer la porosité, la perméabilité et la saturation du réservoir en hydrocarbures.

1.2. Interprétation des paramètres pétro-physiques de D3

1.2.1. La carte en iso-porosités

Cette carte iso-porosités montre que la valeur maximale de la porosité est (%8) enregistrée dans les puits **OMK142** et **OMN852**, et la valeur la plus basse (%2) a été enregistrée dans comme ce qui est montré sur la photo dans la partie sud-ouest, du côté est et aux deux puits **OMJ83** et **OMN881**, alors que la majorité de la région a un taux de porosité moyen, compris entre (4-6%). Fig.27

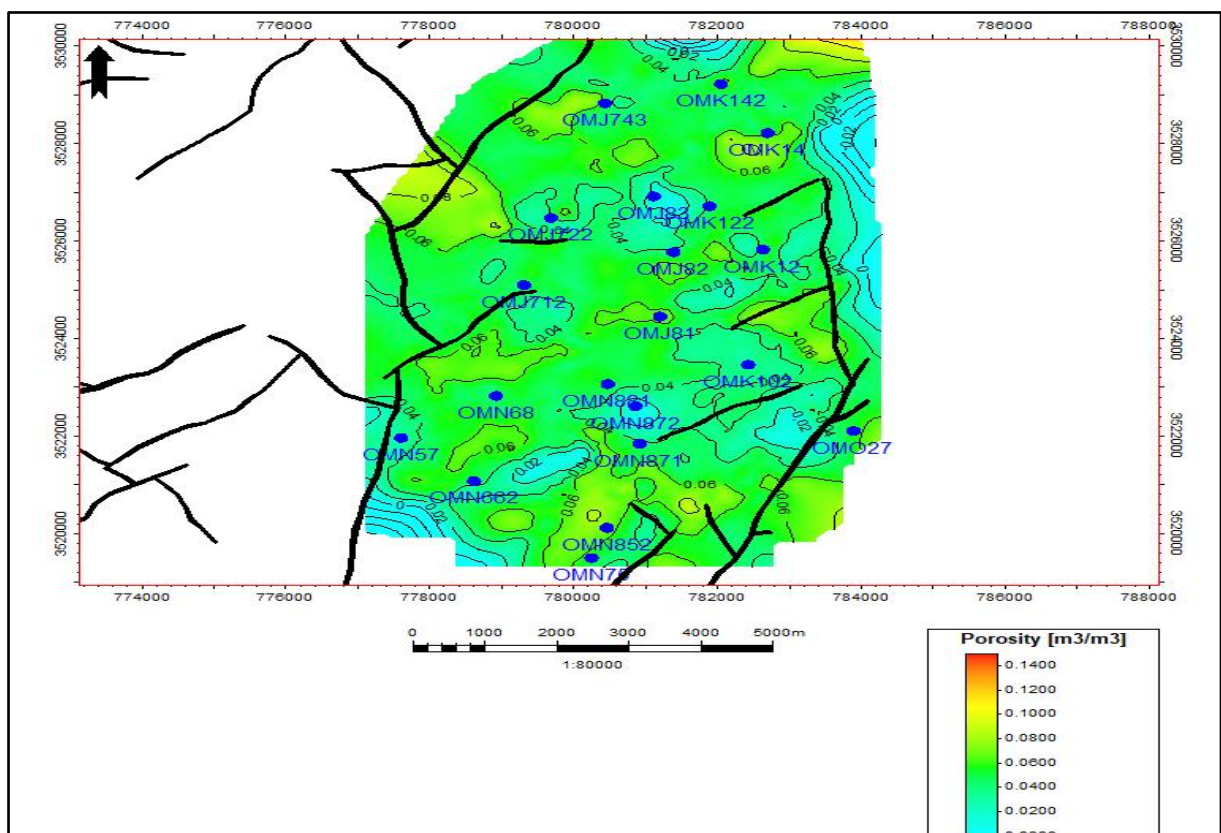


Fig.27:carte en iso-porosités de D3 (source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.2.2. La carte en iso-perméabilité

Cette carte iso-porosités montre que la valeur maximale de la porosité est égale à **140md** du côté sud du puits **OMN852** La valeur la plus basse est égale à **0,0010md** car elle est répartie sur plusieurs endroits de la région, comme le côté nord-est et l'extrême sud. **Fig28**

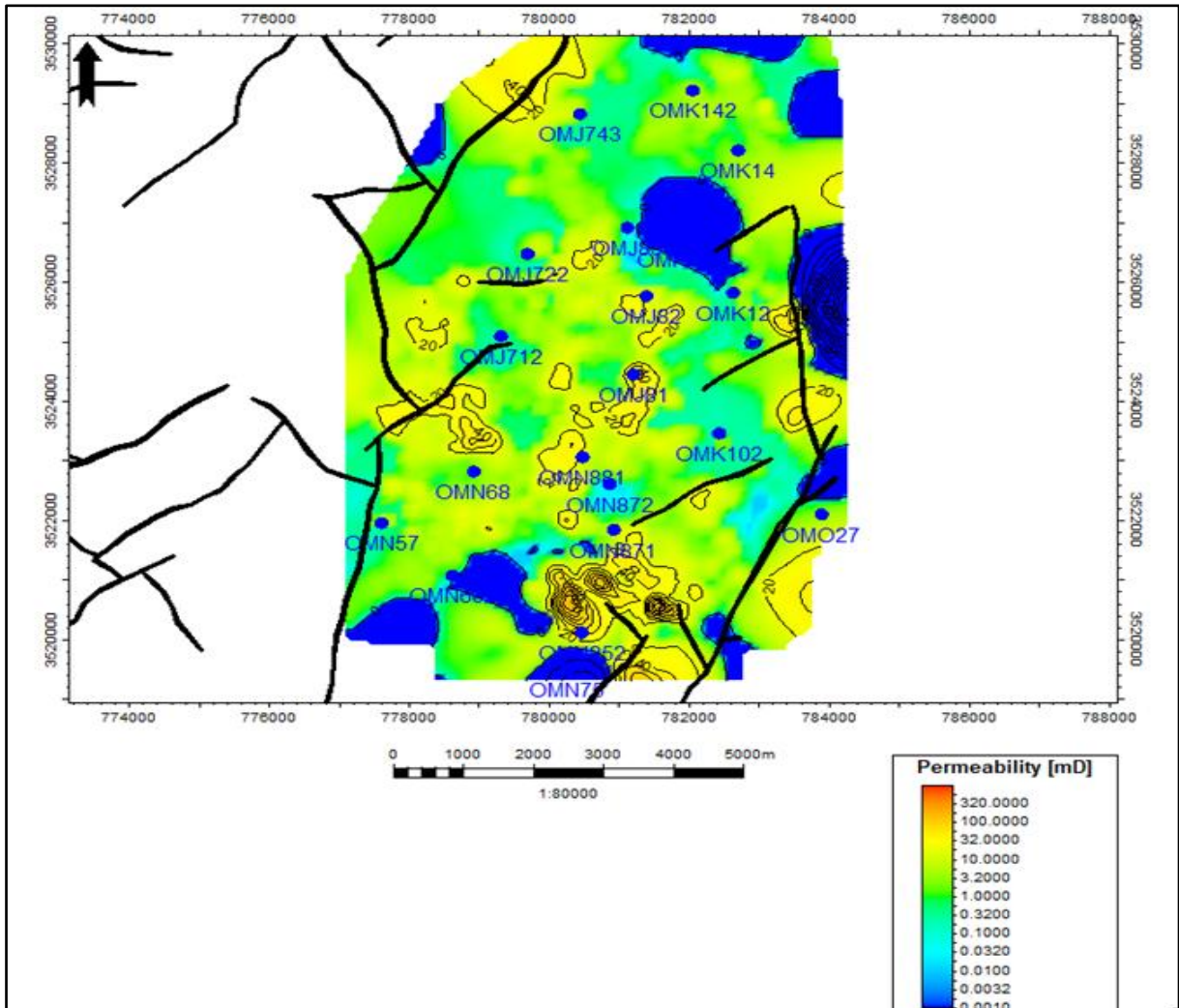


Fig.28:carte en iso-perméabilité de D3(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.2.3. La carte en iso-SW

Cette carte iso-SW montre que la valeur maximale de la saturation de l'eau est 1 et la valeur minimal égal à 0, la majorité des valeurs sur la carte sont limitées à 0,1 et 0,3 C'est avec une distribution aléatoire hétérogène. **Fig.29**

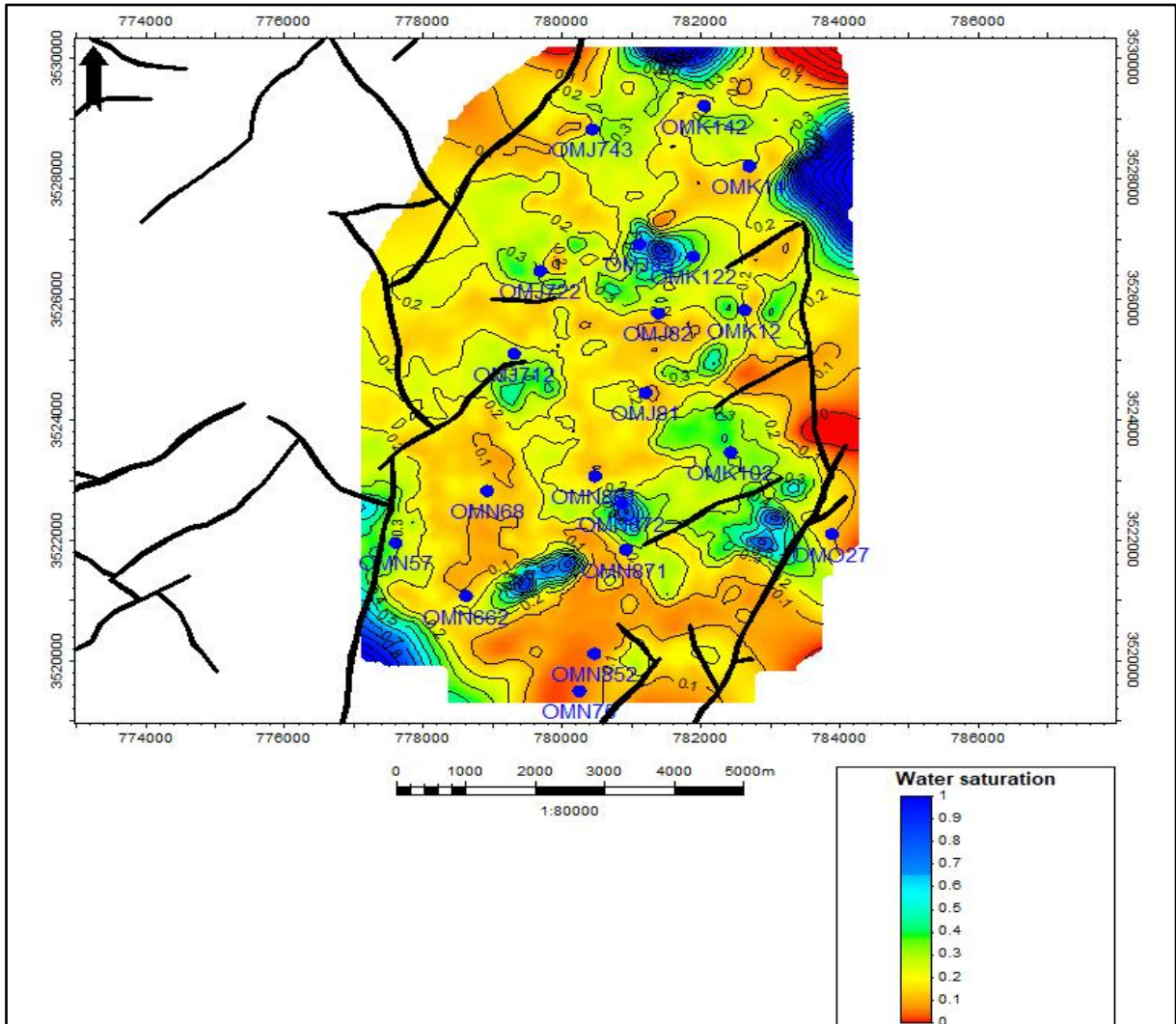


Fig.29:carte en iso-SW de D3(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.2.4. La carte en iso-Vsh

Cette carte iso-Vsh montre que la valeur maximale du volume d'argile est **90%** du côté nord-est, alors que la valeur minimale est égale à **0%** aux deux puits **OMO27** et **OMN662**. Comme la majorité des valeurs réparties sur la carte varient entre **5** et **20%**, on remarque un pourcentage légèrement plus élevé enregistré estimé à **40** pour cent à l'ouest du puits **OMN871**, et à **30** pour cent à l'extrême sud. **Fig.30**

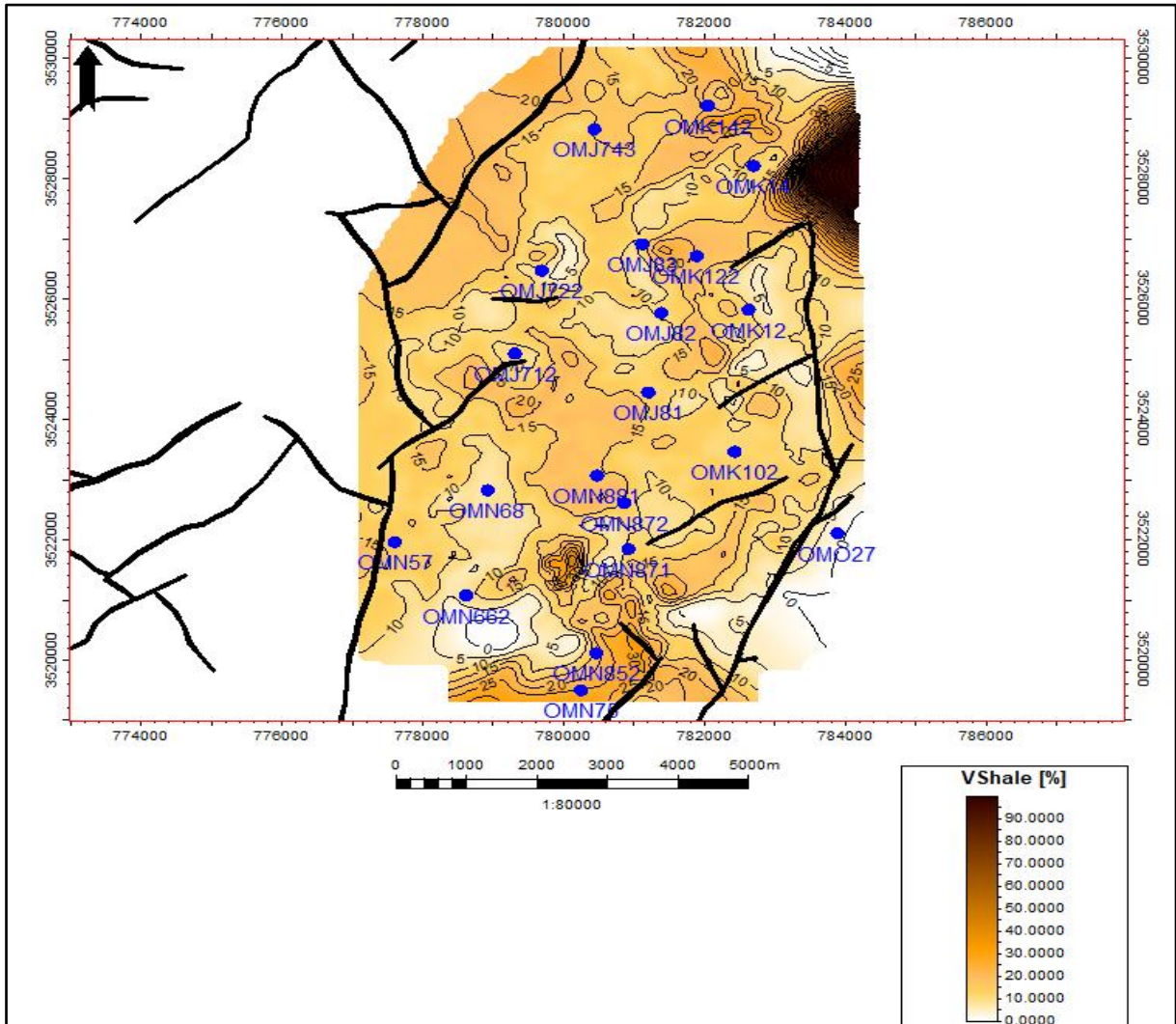


Fig.30:carte en iso-Vsh de D3(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.3. Interprétation des paramètres pétro-physique de D2

1.3.1. La carte en iso-porosités

Cette carte iso-porosités montre que la meilleure valeur est 8% Il est distribué à plusieurs endroits, mais sa propagation est faible, et la minimal valeur est 4%,Alors que la valeur moyenne de 6%est la valeur dominante dans la zone.**Fig.31**

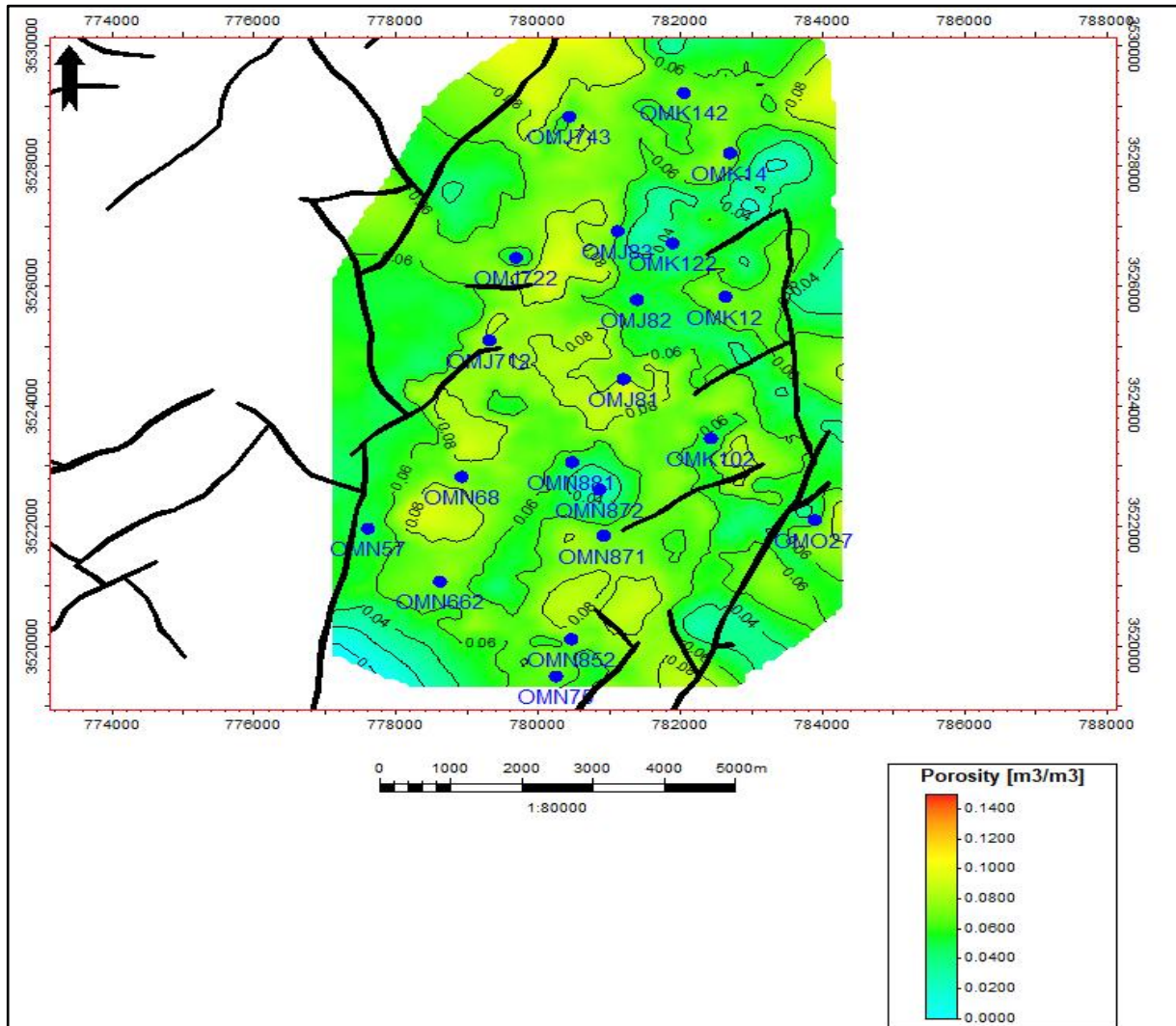


Fig.31:carte en iso-porosités de D2(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.3.2. La carte en iso-perméabilité

Cette carte iso-porosités montre que la valeur maximale de la porosité est égale **180md** dans la partie nord-ouest est **140md** dans les puits **OMN871** et **OMJ712** et **OMK102**, et la valeur minimale est **0,0010md** sur les côtés de la zone, La valeur dominante dans la région se situe entre **20** et **40md**.Fig.32

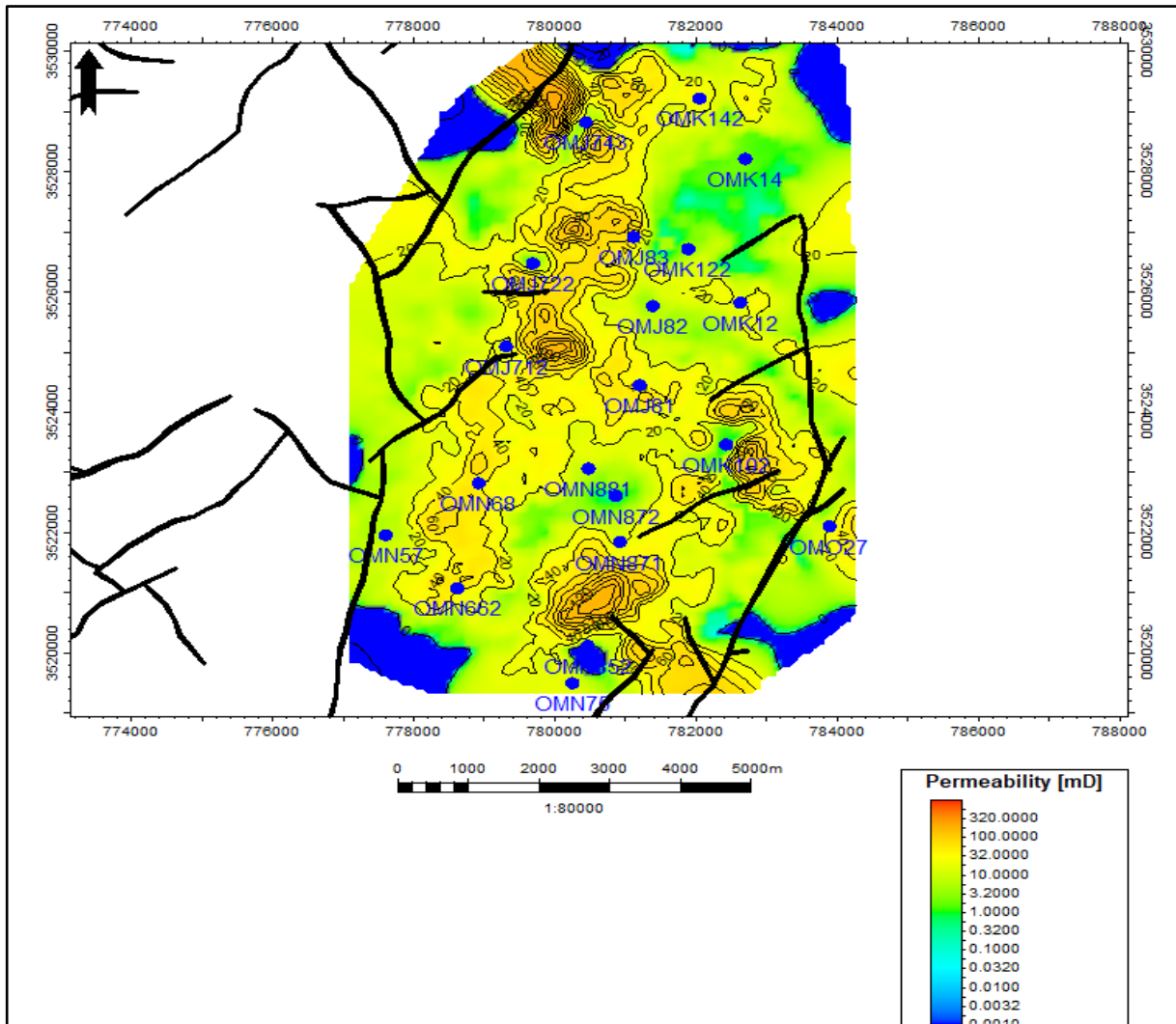


Fig.32:carte en iso-perméabilité de D2(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.3.3. La carte en iso-SW

Cette carte iso-SW montre que la valeur maximale de la saturation de l'eau est **0,4** et la valeur minimal égal à **0**, la majorité des valeurs sur la carte sont limitées à **0,1** et **0,2** C'est avec une distribution aléatoire hétérogène. **Fig.33**

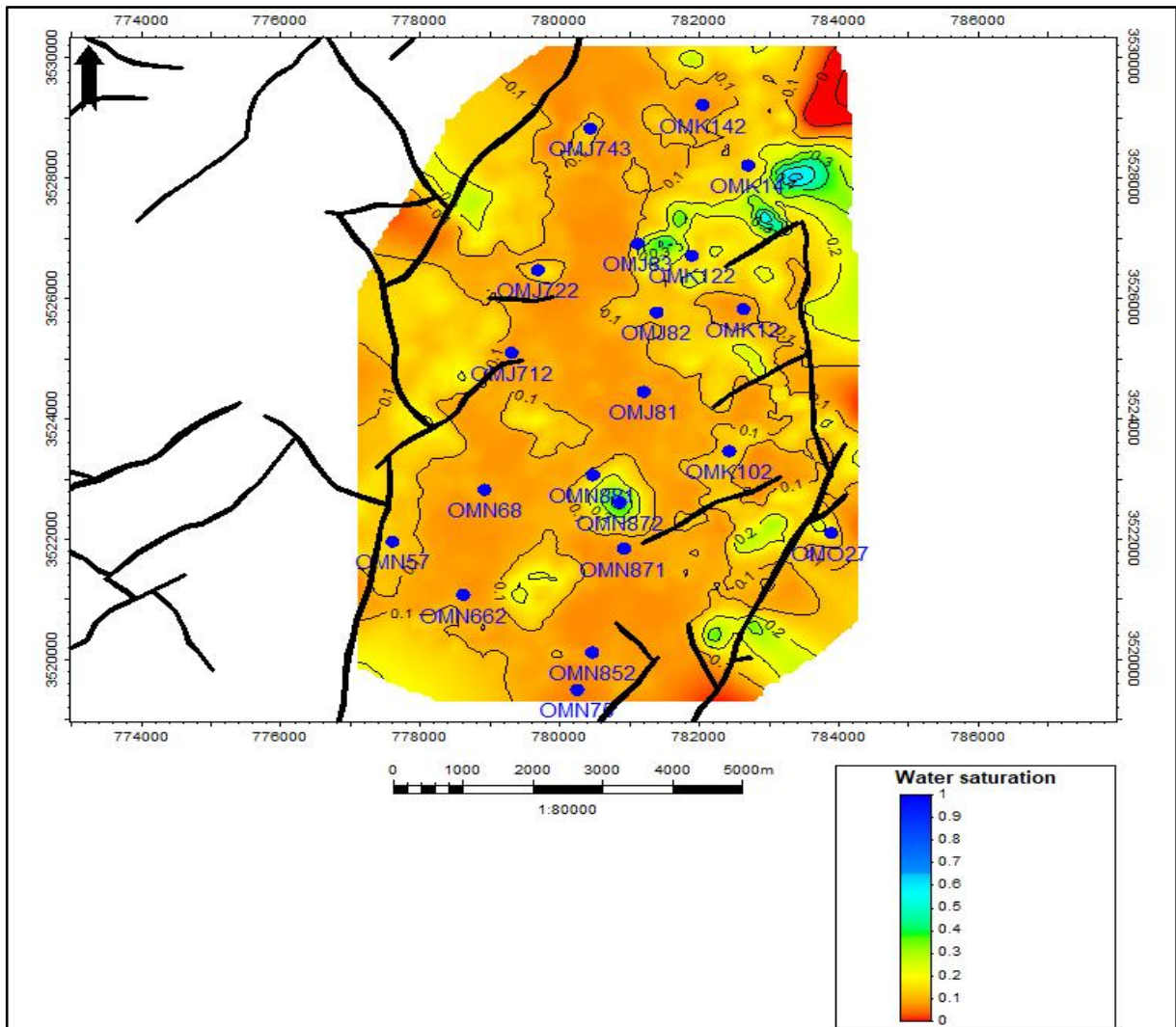


Fig.33:carte en iso-SW de D2(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.3.4. La carte en iso-Vsh

Cette carte iso-Vsh montre que la valeur maximale du volume d'argile est **60%** du côté **N-E**, alors que la valeur minimale est égale à **5%**, Comme la majorité des valeurs réparties sur la carte est **10%**. **Fig.34**

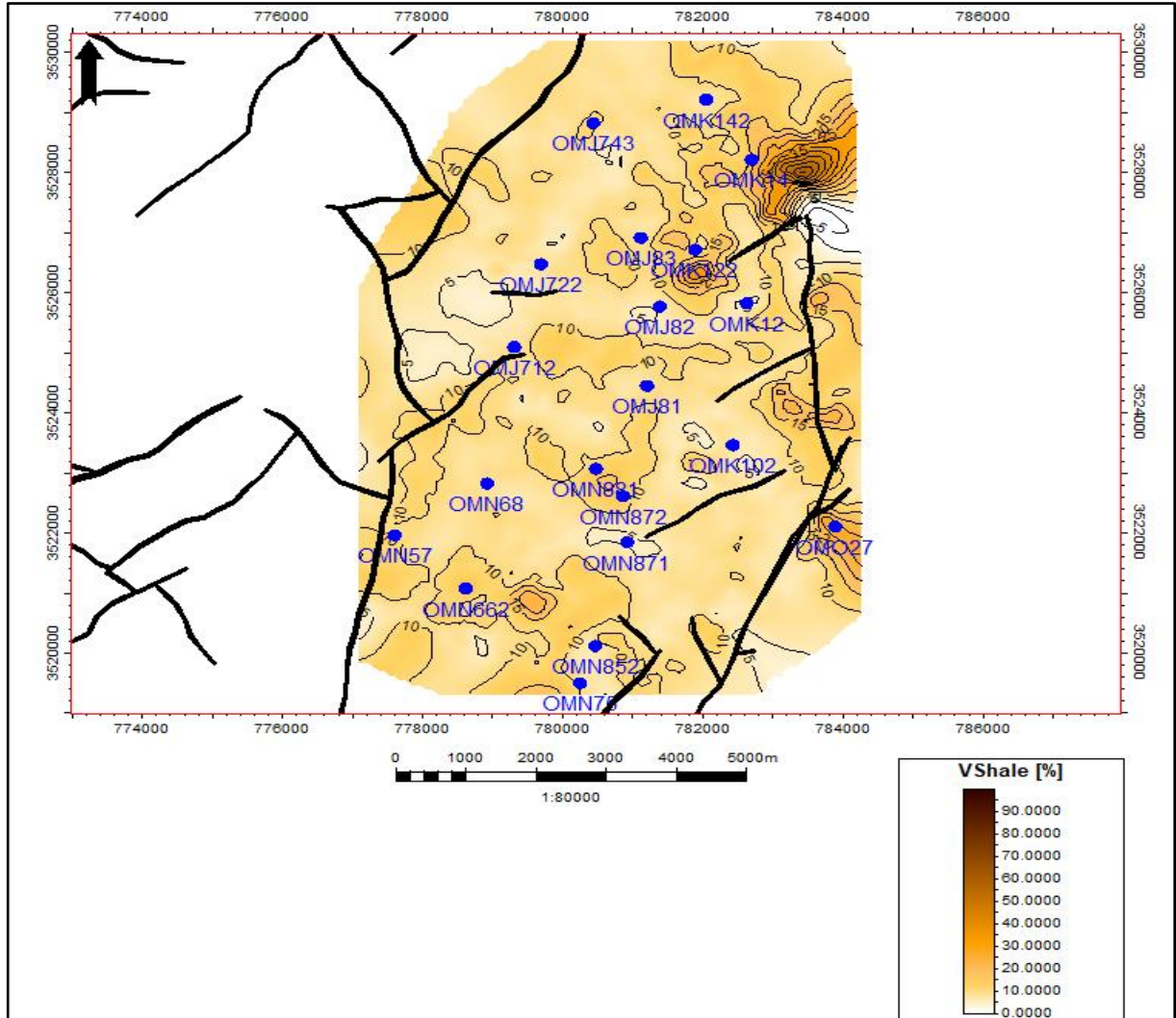


Fig.34:carte en iso-Vsh de D2(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.4. Interprétation des paramètres pétro-physique de ID

1.4.1. La carte en iso-porosités

Cette carte iso-porosité montre que la meilleure valeur est de **12%** dans le côté **S-E** et la valeur minimale est de **0%** dans le **S-O**, tandis qu'une valeur moyenne entre **6-8%** est les valeurs dominantes dans la zone. **Fig.35**

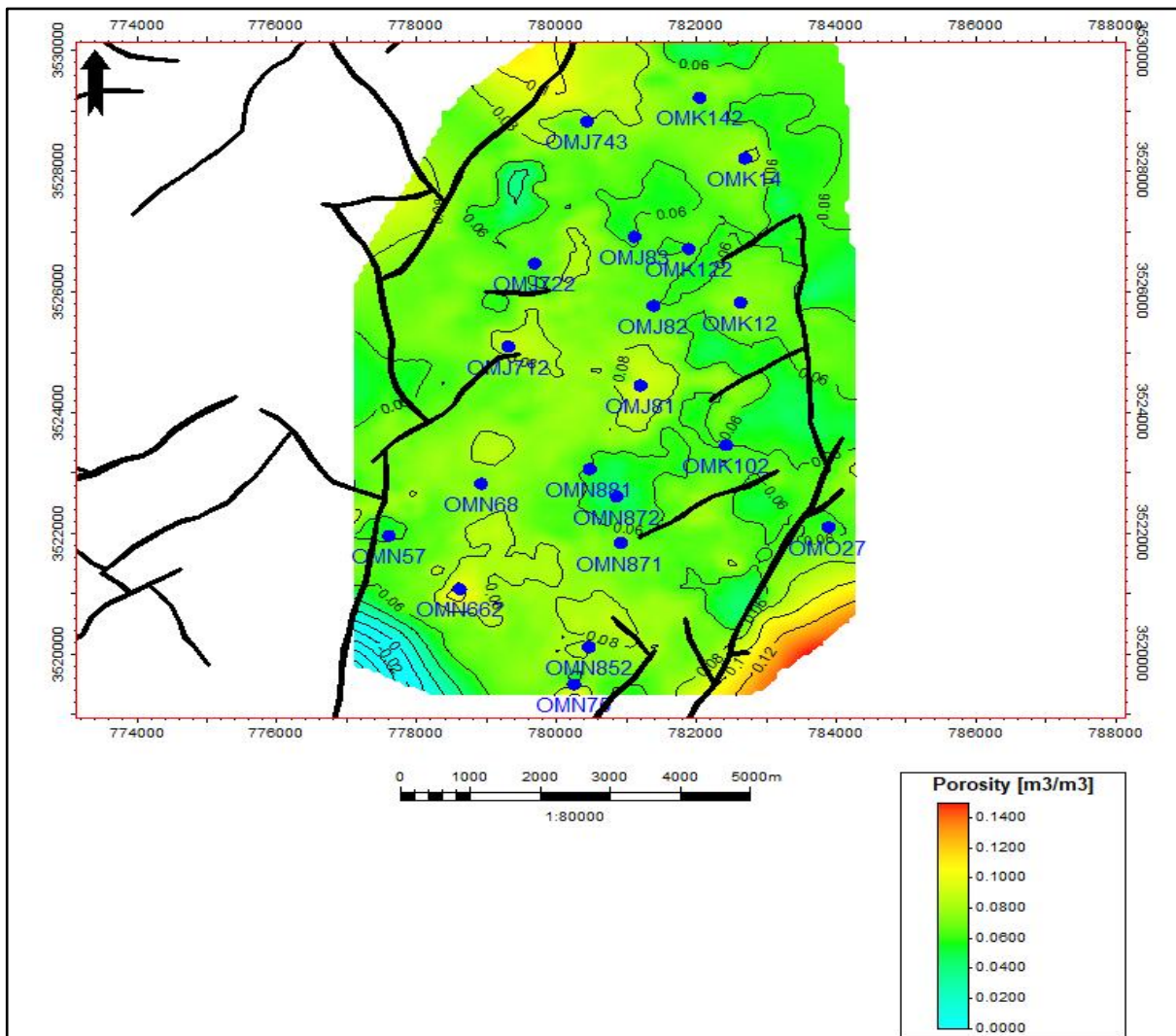


Fig.35:carte en iso-porositésde ID(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.4.2. La carte en iso-perméabilité

Cette carte iso-porosités montre que la valeur maximale de la porosité est égale **180md**, la valeur minimale est **0,0010 md** sur les côtés de la zone, la valeur dominante dans la zone est **20md**, Il atteint également **80md** à côté du puits **OMN852**. Fig.36

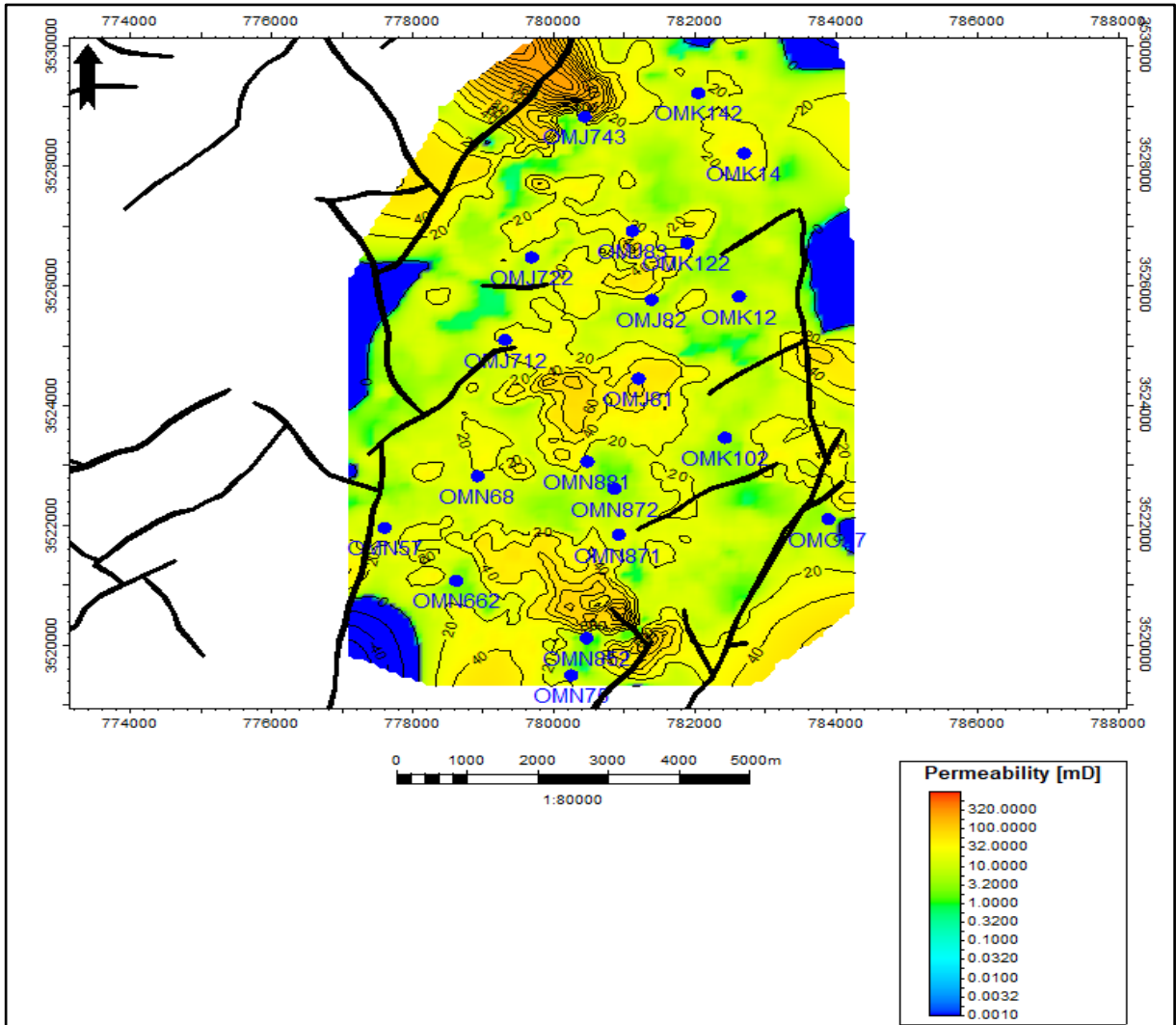


Fig.36:carte en iso-perméabilité de ID(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.4.3. La carte en iso-SW

Cette carte iso-SW montre que la valeur maximale de la saturation de l'eau est **0,3** et la valeur minimal égal à **0**, la majorité des valeurs sur la carte sont limitées à **0,1** et **0,2** C'est avec une distribution aléatoire hétérogène. **Fig.37**

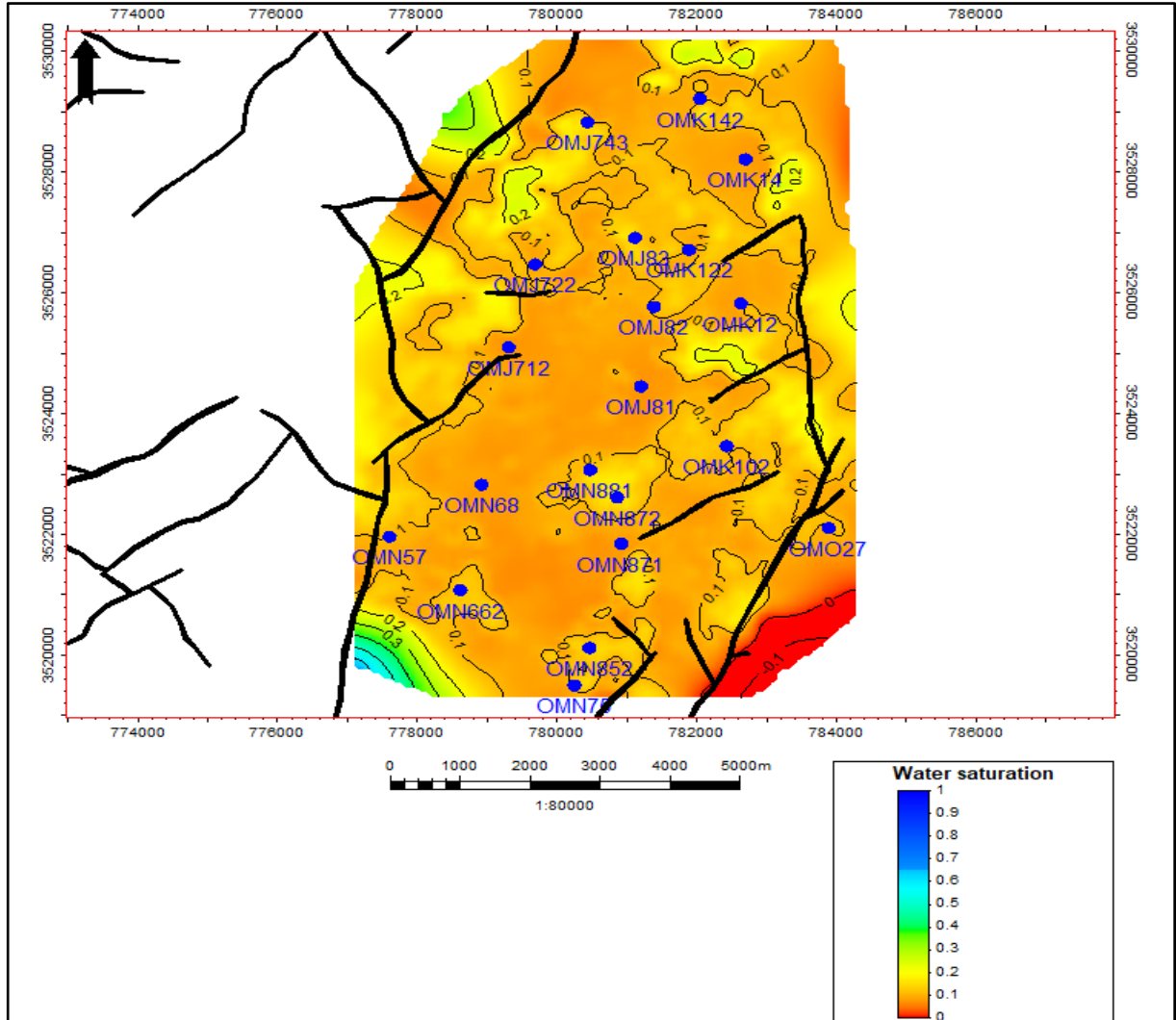


Fig.37:carte en iso-SWde ID(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.4.4. La carte en iso-Vsh

Cette carte iso-Vsh montre que la valeur maximale du volume d'argile est **25%** du côté est et la côte sud, alors que la valeur minimale est égale à **5%**, Comme la majorité des valeurs réparties sur la carte est **10%**.**Fig.38**

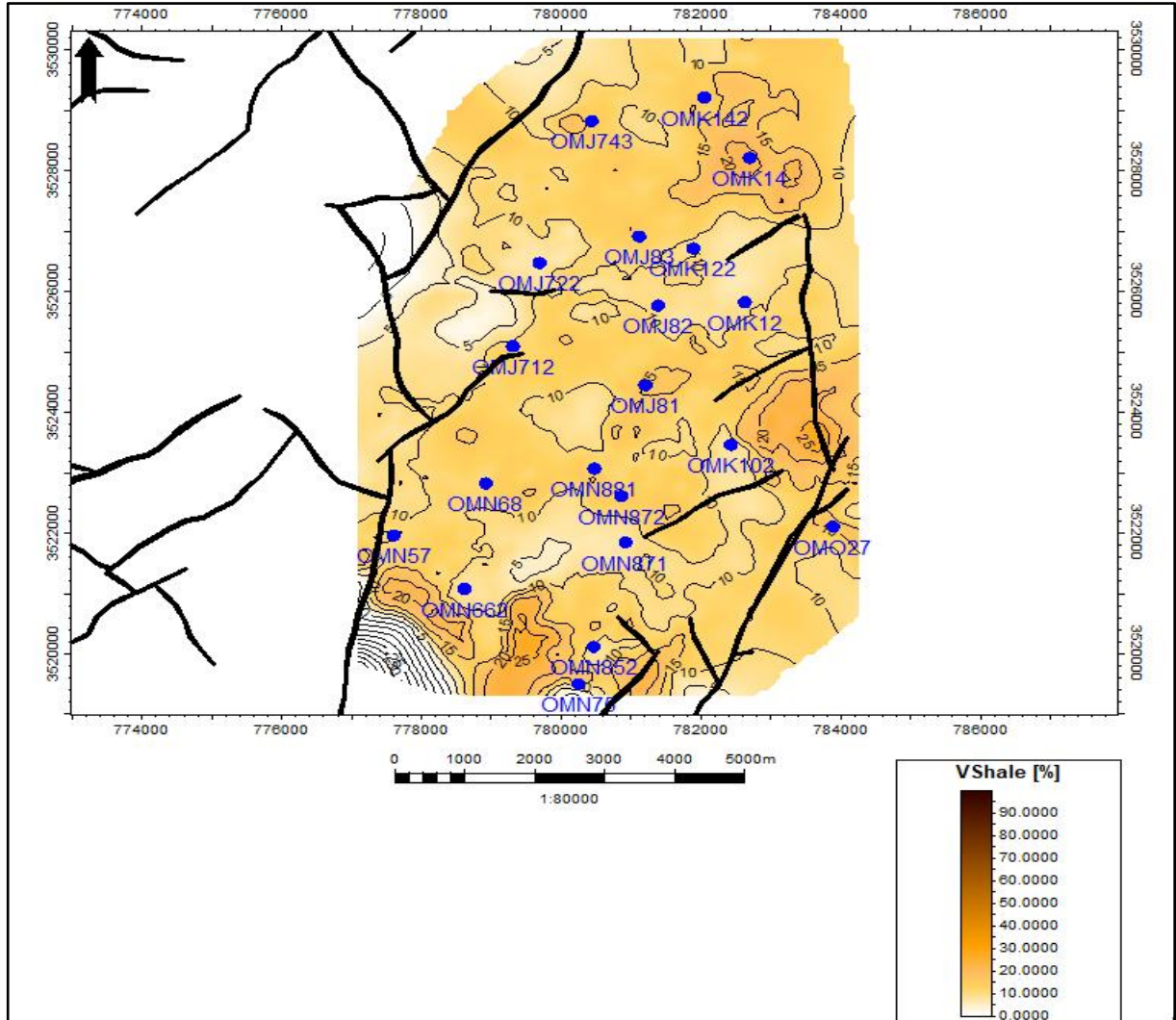
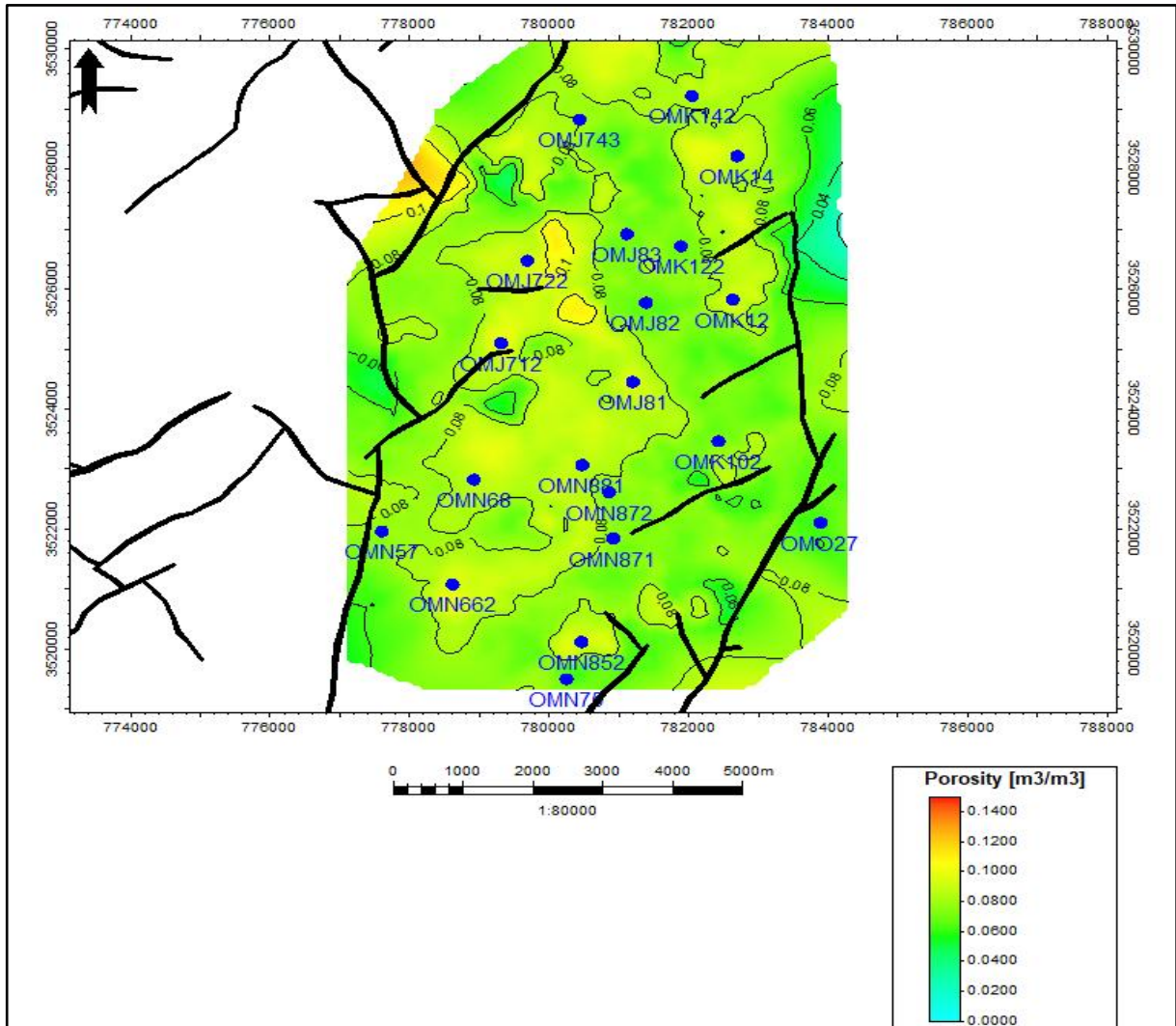


Fig.38:carte en iso-Vsh de ID(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.5. Interprétation des paramètres pétro-physique de D1

1.5.1. La carte en iso-porosités

Cette carte iso-porosité montre que la meilleure valeur est de 10% dans côte Ouest, mais sa propagation est faible et la valeur minimale est de 4% dans l'Est, tandis qu'une valeur



moyenne de 8% est la valeur dominante dans la région. Fig.39

Fig.39: carte en iso-porosités de D1 (source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.5.2. La carte en iso-perméabilité

Cette carte iso-porosités montre que la valeur maximale de la porosité est égale **180md** dans le puits **OMK14** et le center de la zone, la valeur minimale est **0,0010md** sur le côté **Nord** et **sud-ouest**, les valeurs dominantes dans la zone sont limitées à **10-20md**, Il atteint également **80md** à côté du puits **OMN662** et le puits **OMN881**.Fig.40.

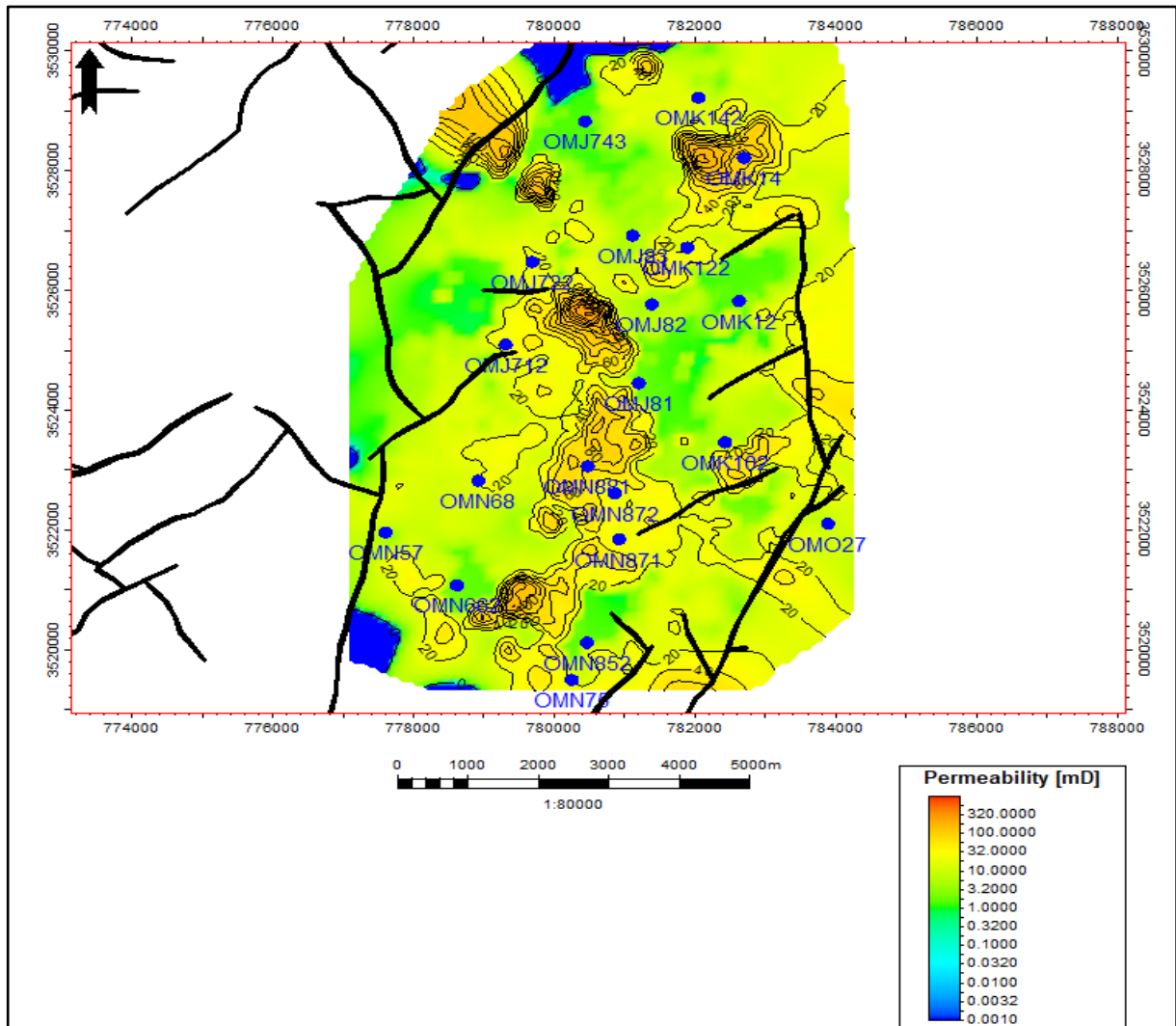


Fig.40:carte en iso-perméabilité de D1(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.5.3. La carte en iso-SW

Cette carte iso-SW montre que la valeur maximale de la saturation de l'eau est **0,2** et la valeur minimal égal à **0,1** la majorité des valeurs sur la carte sont limitées entre les deux.

Fig.41

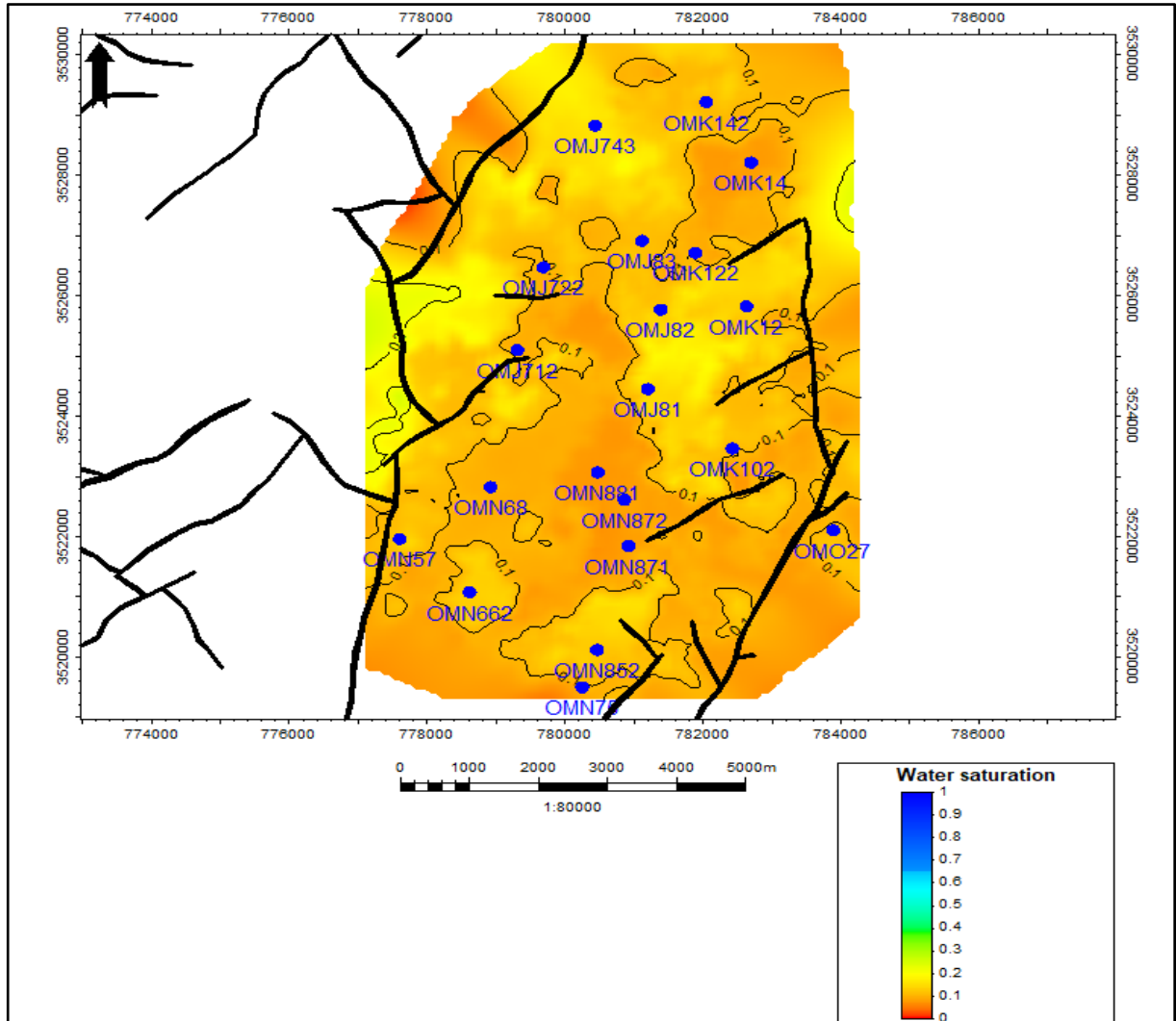


Fig.41:carte en iso-SW de D1(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.5.4. La carte en iso-Vsh

Cette carte iso-Vsh montre que la valeur maximale du volume d'argile est **20%** du côté est et la côte sud, alors que la valeur minimale est égale à **5%**, Comme la majorité des valeurs réparties sur la carte est **10%**. **Fig.42**

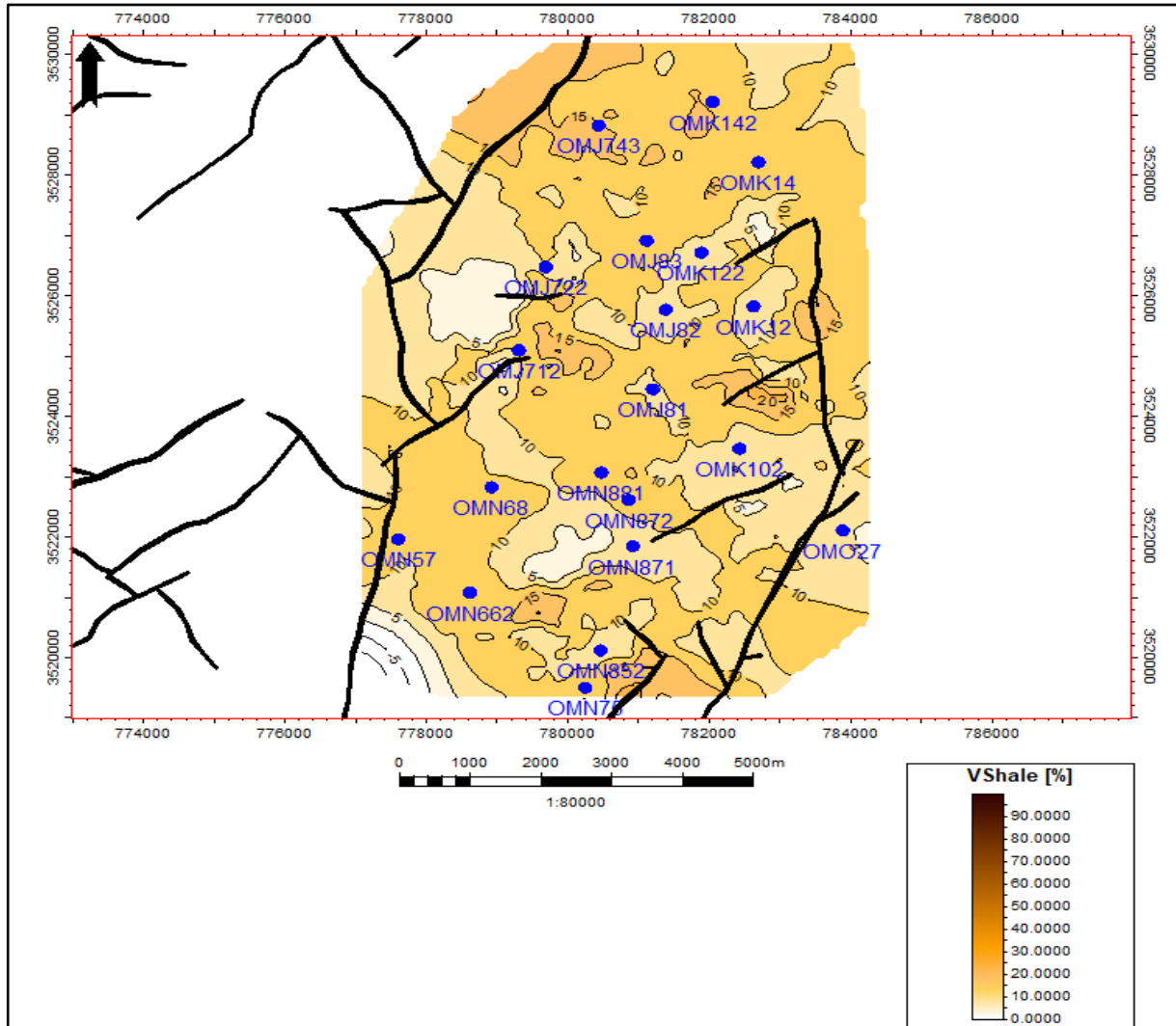


Fig.42:carte en iso-Vsh de D1(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.6. Histogramme de porosité effective (PHIE) de (D3, D2, ID et D1)

Histogramme représentant la répartition de la porosité au niveau du réservoir (D3, D2, ID et D1), où l'on note que le rapport de porosité varie de faible à moyenne (4-10%). **Fig.43**

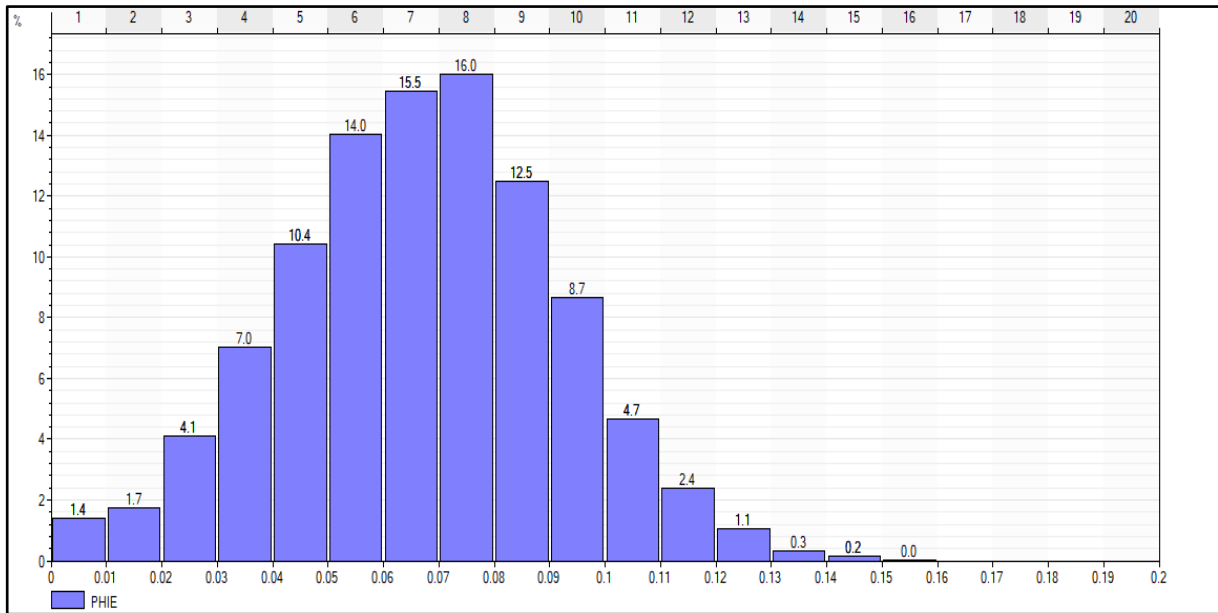


Fig.43: Histogramme de porosité effective (PHIE) de (D3, D2, ID et D1)

(source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.7. Histogramme de perméabilité (K) de (D3, D2, ID et D1)

Histogramme représentant la répartition de la perméabilité au niveau du réservoir (D3, D2, ID et D1), où l'on note que le rapport de perméabilité varie de faible à moyenne (0,5-100md). **Fig.44**

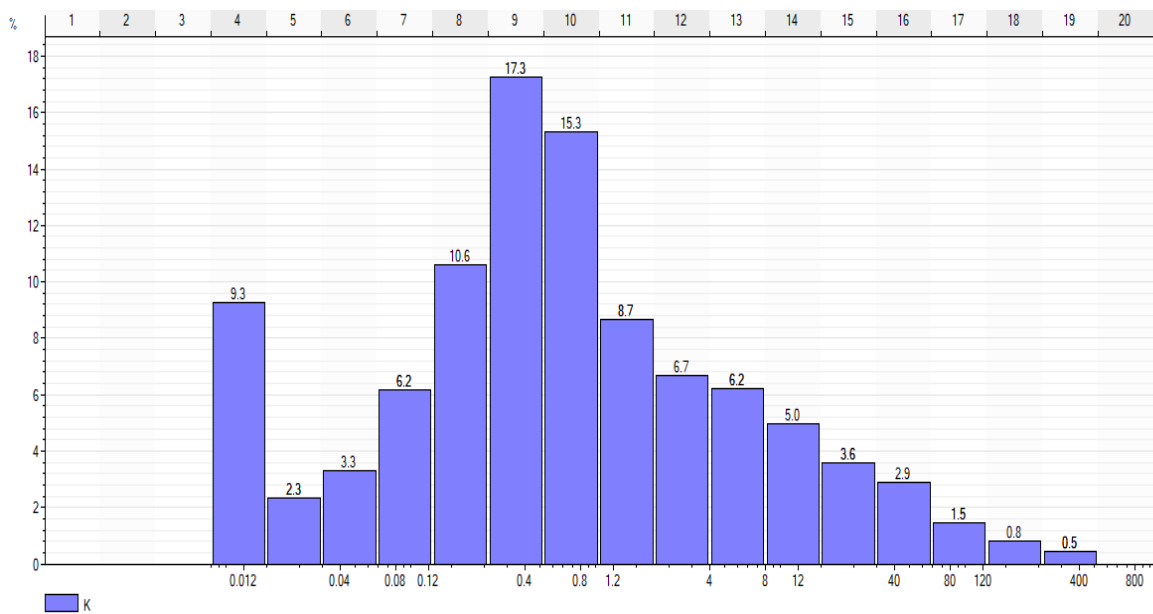


Fig.44: Histogramme de perméabilité (K) de (D3, D2, ID et D1)

(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.8. Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité de (D3, D2, ID et D1)

Lacartedecorrélationentre laporositéetlaperméabilitéderéservoirmontre une bonne corrélation, En signalant l'homogénéité des éléments pétro-physiques dans cette zone et une distribution assez uniforme.**Fig.45**

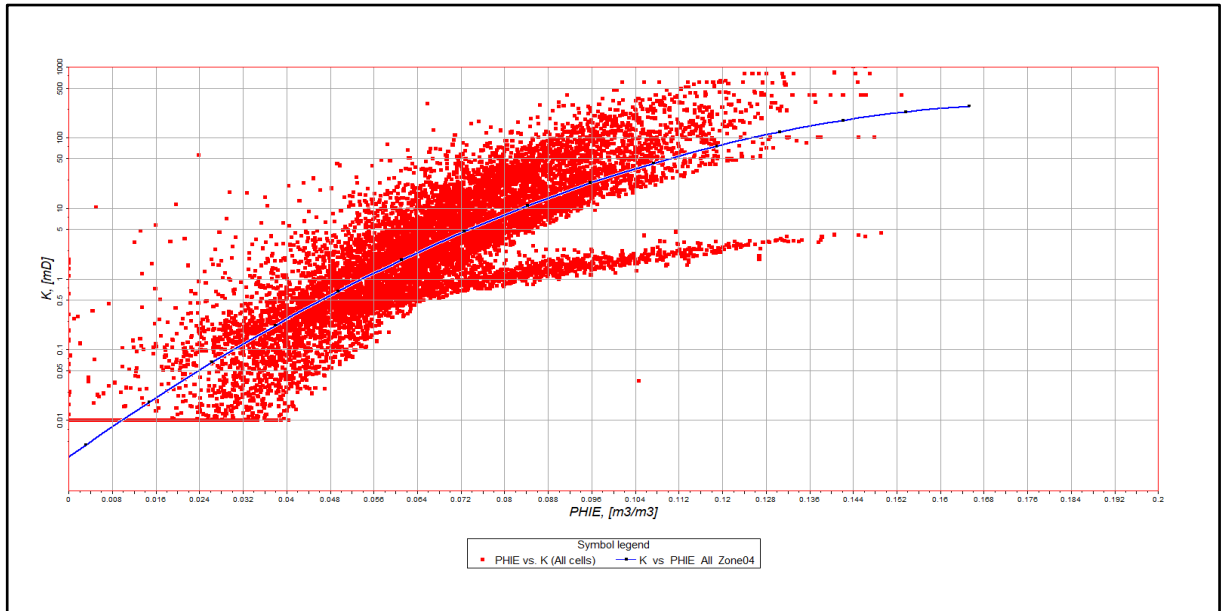


Fig.45: corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité de (D3, D2, ID et D1)
(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

1.9. Conclusion

Pour évaluer les paramètres pétro-physiques de la zone 04, nous avons créé un ensemble de cartes iso-porosité, iso-perméabilité, iso-SW et iso-Vsh .et les résultats obtenus ont été enregistrés dans le tableau suivant :

	Iso-porosité (%)	Iso-perméabilité (md)	Iso-SW	Iso-Vsh (%)
D3	4-6	20	0,1-0,3	5-20
D2	6	20-40	0,1-0,2	10
ID	6-8	20	0,1-0,2	10
D1	8	10-20	0,1-0,2	10

D'après les résultats des paramètres pétro-physiques peut être considère la zone comme un zone de faible a moyenne potentialité de caractéristique petro-physique.

Conclusion Générale

CONCLUSION

Le champ géant de **Hassi Messaoud**, considéré comme les plus grands champs des hydrocarbures en Algérie et au monde. Ce champ est subdivisé en plusieurs zones (**25 zones**) selon les caractéristiques géologiques et de productivité des zones.

Le travail réalisé dans ce mémoire est focalisé sur la zone **04** caractérisé par une grande hétérogénéité géologique, influençant ainsi sur l'exploitation de cette zone.

L'étude géologique de cette zone a montré que le réservoir cambrien était un réservoir **R** anisométrique (**Ra**).

Le réservoir **Ra** **D4** érode totalement et (**D3, D2, ID, D1**) est caractérisé par grès moyen à grossier. Ciment siliceux rarement argileux (kaolinite). Passées de silt stone.

Les résultats clés obtenus après la réalisation des cartes résumées par un outil de SLBPétré, il en ressort les points suivants :

- La zone **04** est traversée par plusieurs failles dont de direction **NE-SO**.
- La réalisation des cartes isobathe de toit et le mur de réservoir **Ra** avec les coupes géologiques locales et les corrélations dans différentes directions nous a permis de mettre en évidence la structure globale du réservoir de la Zone **04** en forme anticlinale.
- L'analyse des cartes des propriétés réservoir, on peut conclure que les paramètres pétro physiques à savoir, En général La porosité est hétérogène faible à moyenne, elle varie de **4%** jusqu'à **10%**,
- La perméabilité est hétérogène faible à moyenne. Totale varie de **0.5mD** et peut atteindre **100 md**.
- La saturation en eau est faible dans la zone. Généralement limite entre **20%** et **30%**.
- L'analyse des cartes en iso-argilo site montre la distribution des argiles est hétérogène généralement ne dépassant pas **10%**.

LISTE DES ABREVIATIONS

CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.

D : drain.

DP :DivisionProduction.

HMD :HassiMessaoud.

ID :interdrain/ **K**: Perméabilité/ **M**: mètre.

mD : milliDarcy.

N : Nord / **O** : Ouest / **E** : Est / **S**: Sud.

R : Réservoir.

Ra : Réservoiranisométrique.

SH : Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures).

SLB :Schlumberger.

SNRépal :société nationale de recherche de pétrole en Algérie.

Sw:WaterSaturation.

TD:TotalDepth.

Vsh :volume de shail.

Résumé

Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands champs de pétroles dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique. Son réservoir est essentiellement constitué des grès quartzitiques d'âge Cambro ordovicien. La zone 04 se trouve au Nord-Ouest du champ de Hassi Messaoud. L'étude géologique a démontré les caractéristiques de cette région à travers les cartes produites par le programme Pétrel. La distribution de la porosité et de la perméabilité est homogène. Les caractéristiques des réservoirs structuraux et phénophysiques ont été liées au mouvement tectonique. A cet effet, ces propriétés ont prévalu dans la zone à la proximité des failles et à leur position structurale par rapport au plan d'eau.

Mots-clés : Champ, Hassi Messaoud, Réservoir, zone 04, Cambro-ordovicien, PETREL.

Abstract

Hassi Messaoud is considered one of the largest oil fields in the world. It is part of a set of structures forming the northern part of the Triassic province. Its reservoir consists essentially of quartzitic sandstones of Cambro Ordovician age. Zone 04 is North-West of the field of Hassi Messaoud. The study demonstrated the characteristics of this region through the maps produced by the Petrel program. The distribution of porosity and permeability is homogeneous. The characteristics of the structural and phenophysical reservoirs have been related to the tectonic movement. For this purpose, these properties have prevailed in the zone at the proximity of the faults and their structural position by contribution to the body of water.

Keywords: Field, Hassi Messaoud, Reservoir, zone 04, Cambro-Ordovician, PETREL.

ملخص

يعتبر حاسي مسعود من أكبر حقول النفط في العالم وهو جزء من مجموعة من الهياكل التي تشكل الجزء الشمالي الاوردوفيكوي وتقع المنطقة 04 في شمال غرب حقل حاسي مسعود.

يتكون خزائنها أساساً من أحجار رملية كوارتزيتية من عصر كامبرو أوردوفيري.

أضهرت الدراسة الجيولوجية خصائص هذه المنطقة من خلال الخرائط التي أنتجت بواسطة برنامج بيترال

أن توزيع النفادية والمسامية متجانس وقد ارتبطت خصائص الخزان الهيكلية والبيتروفيزيائية إرتباطاً وثيقاً بالحركة التكتونية التي كانت سائدة في المنطقة وكذلك بالقرب من الفوالق والتشققات البنيوية بالنسبة لسطح الماء.

كلمات مفتاحية: حقل حاسي مسعود/ كومبرو اوردوفيسي/ خزان منطقة 04/بيترال/كوارتزيتية.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ❖ **DOCUMENTATIONSSONATRACHDP** : (division production)
département de géologie.
- ❖ **Mémoire de Master Professionnel de MHAMMEDI & GUERRIDA & LEGOUGUI** : Evaluation Des Paramètres Pétro-physiques De La Zone 15 Du Champ De Hassi Messaoud
- ❖ **Mémoire find'étude M.HACINI M.BERAKNA 2011/2012**: Mises au point sur les forages infructueux dans le gisement de Hassi-Terfa
- ❖ **Mémoire ouddane&seddiki&moustfai 2018**: Evaluation du réservoir par carottage, comparaison avec l'imagerie, et étude géomécanique de Quartzite El Hamra de puits HDZ-17
- ❖ **Mémoire de Master Professionnel de MHAMMEDI & GUERRIDA & LEGOUGUI** : Evaluation Des Paramètres Pétro-physiques De La Zone 15 Du Champ De Hassi Messaoud
- ❖ **Mohamed Daoudi** : Gisement de Hassi Messaoud : Anatomie d'un géant