

**UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES DES ENERGIES RENEVLABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS.**

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



Mémoire de Fin d'études Master

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Option : Géologie pétrolier et géologie hydrocarbure

THEME

**CARACTERISATION PETROPHYSIQUE DE RESERVOIR
CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA ZONE 02 DU CHAMP DE
HASSI MESSAOUD**

- **Président : M. Medjani Fethi**
- **Encadre : Pr. HACINI Massoud**
- **Examineur : Mebrouki Nassira**

Présenté par :

- **Belmessaoud Ikram**
- **Kouidri Assia**

Année Universitaire 2023/2024

Dédicace

Au nom de Dieu et remercie Dieu

Je dédie ce mémoire à :

*À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour,
leur affection, leur soutien et leurs prières tout au long de mes
études,*

*À mes frères et sœurs, pour leur encouragement continu et
leur soutien moral,*

A mes professeurs, qui m'ont bien appris

A tous mes amis tout le monde par son nom.

Belmessaoud Ikram

Dédicace

Tout d'abord, je voudrais remercier Dieu Tout-Puissant de m'avoir accordé la force et la patience pour accomplir cet humble travail. Deuxièmement, j'adresse mes remerciements à mon encadrant, M. Hassini, pour ses efforts et son soutien qui m'ont été inestimables. pour mener à bien mon travail. Je remercie tout particulièrement M. Abdel Qader Rezig, M. Boulifa Muhammad Noman et M. Al-Asmi Dahman pour les efforts déployés et l'aide apportée par eux. J'adresse également mes sincères remerciements aux membres de. le jury pour l'intérêt qu'il a porté à mon travail et avoir accepté de l'étudier et de l'enrichir de leurs suggestions. J'adresse mes sincères remerciements à mes chers parents, à ma famille et à tous ceux qui ont contribué directement ou indirectement à la réussite de ce projet.

Koudidri Assia

Remerciements

Nous sommes honorées d'avoir été guidé par toutes les personnes qui ont rendu possible la réalisation de ce mémoire. Leur soutien, leur expertise et leur encouragement ont été des éléments particuliers de ce parcours académique. En premier lieu, nous voudrions remercier notre directeur de mémoire, le professeur Messaoud Hassini pour son orientation précieuse et ses conseils avisés. Son expertise dans le domaine a éclairé chaque étape de cette recherche et a grandement contribué à sa qualité.

Nous souhaitons également remercier notre amis et notre familles pour leur soutien indéfectible. Leurs encouragements et leurs discussions animées ont nourri notre réflexion et nous aidées à surmonter les moments de doute. Un grand merci aux participants de l'étude, dont la contribution a été inestimable. Leurs réponses ont permis d'obtenir des données riches et pertinentes, essentielles à l'analyse approfondie présentée dans ce mémoire. Nous tenons aussi à exprimer nos reconnaissances envers madame Guettaffi Samia, Mr Rezig Abdelkader, Mr Dahmane Lasmi , Mr Boulifa Mouhamed Noumaane pour leurs assistance technique dans la collecte et l'analyse des données. Leurs expertises ont été d'une grande utilité pour interpréter les résultats de manière rigoureuse.

Résumé

Le champ de Hassi Messaoud reconnu comme l'un des plus importants champs d'hydrocarbures en Algérie et dans le monde. La superficie de ce champ est divisée en 25 zones en fonction des caractéristiques géologiques et de la productivité des zones.

Le réservoir Cambro-ordovicien de la zone 2 du champ de Hassi Messaoud est l'objectif de cette étude, qui est caractérisé par des variations des paramètres pétrophysiques et le changement de la lithologie, qui influent considérablement sur la productivité.

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir d'étude, nous avons tenté d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des plots perméabilité Vs porosité et des histogrammes des classes de porosité et de perméabilité.

Mots Clés : Champ de Hassi Messaoud.. Porosité. Perméabilité.

Summary

The Hassi Messaoud field recognized as one of the most important hydrocarbon fields in Algeria and in the world. The area of this field is divided into 25 zones based on the geological characteristics and productivity of the zones.

The Cambro-Ordovician reservoir of Zone 2 of the Hassi Messaoud field is the objective of this study, which is characterized by variations in petrophysical parameters and lithological change, which significantly influence productivity.

In order to better appreciate the petrophysical parameters characterizing the study reservoir, we tried to approach the relationship between porosity and permeability by establishing permeability vs. porosity plots and histograms of the porosity and permeability classes.

Keywords: Hassi Messaoud field. f. Porosity. Permeability

Table des matières

<i>Dédicace</i>	II
<i>Dédicace</i>	III
<i>Remerciements</i>	IV
<i>Résumé</i>	V
Liste des figures.....	VIII
Liste des tableaux	IX
Liste des abréviations	X
INTRODUCTION	1
Chapitre 1 : Présentation du Champ de Hassi Messaoud (Région d'étude)	2
I.1. La géologie régionale.....	2
I.1.1 Contexte géographique	2
I.1.2 Contexte géologique générale	3
A. Stratigraphique du champ HDM.....	4
B. Tectonique et évaluation structurale du champ HMD :	9
I.1.4 Système pétrolier.....	11
Chapitre 2 : Méthodes et Moyes utilises.....	15
1. Méthodologie	15
2. Mesure des paramètres pétrophysiques	16
2.1 Porosité	16
A. Définition.....	16
B. Type de porosité.....	16
C. Classification de porosité	18
D. Mesure de la Porosité.....	18
E. Procédure de mesure.....	19
2.2 Perméabilité.....	20
A. Définition.....	20
B. Types de perméabilité	21
C. Classification des perméabilités :	21
D. Mesure de la Perméabilité.....	21
2.3 Saturations en fluides	27
A. Types de saturation μ	27
2.4 Les Logiciel utilisé :.....	28
Excel	28

Chapitre 3 : Résultat & Conclusion	29
1. Etude Pétrophysique	29
1.1 Distribution de porosité	29
1.2 Distribution de perméabilité.....	38
1.3 Distribution de saturation	46
Conclusion	50

Liste des figures

Figure.I. 1 : Contexte géographique de la région d'étude.....	2
Figure.I. 2 : Contexte géologique de Hassi Messaoud.....	3
Figure.I. 3 : Log Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Document DEP/SH). 8	
Figure.I. 4 : L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (Benayad et al ; 2013).....	9
Figure.I. 5 : Ecorché mésozoïque du champ de Hassi-Messaoud (WEC 2007)	11
Figure.I. 6 : Piège stratigraphique (WEC 2007).....	13
Figure. II. 1 : La position de puits dans la zone 2 de champs de HMD	15
Figure. II. 2 : schéma représente les milieux poreux.....	17
Figure. II. 3 : schéma représente les différents types de porosité.....	18
Figure. II. 4 : Ultra-Porosimètre 300.	19
Figure. II. 5 : Ultra-perm 500	22
Figure. II. 6 : WINPERM.....	23
Figure. II. 7 : Principe des mesures sous Confinement (CMS-300).....	25
Figure.III. 1 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMJ-712.....	30
Figure. III. 2 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMJ-712.....	31
Figure. III. 3 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMJ-822	32
Figure. III. 4 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMJ-822.....	33
Figure. III. 5 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMN-56.....	34
Figure. III. 6 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMN-56.....	35
Figure. III. 7 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMK-112	36
Figure. III. 8 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMN-56.....	37
Figure. III. 10 : Histogramme de la perméabilité au niveau du puits OMJ-712	38
Figure. III. 11 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMJ-712	39
Figure. III. 12 : Histogramme de la perméabilité au niveau du puits OMJ-822	40
Figure. III. 13 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMJ-822	41
Figure. III. 14 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits OMN-56.....	42
Figure. III. 15 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMN-56	43
Figure. III. 16 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits OMK-112	44
Figure. III. 17 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMK-112	45
Figure. III. 19 : Histogramme de saturation en eau % du puits OMJ 712	46
Figure. III. 20 : Histogramme de saturation en eau % du puits OMJ_822	47
Figure. III. 21 : histogramme de saturation en eau de puits OMN-56	48
Figure.III. 22 : Histogramme de saturation en eau % de puits OMK 112.....	49

Liste des tableaux

Tableau. III. 1 : données statistiques du puits OMJ-712	29
Tableau. III. 2 : données statistiques du puits OMJ-822	32
Tableau. III. 3 : données statistiques du puits OMN-56	34
Tableau. III. 4 : données statistiques du puits OMK-112	36
Tableau. III. 5 : données statistiques du puits OMJ-712	38
Tableau. III. 6 : données statistiques du puits OMJ-822	40
Tableau. III. 7 : données statistiques du puits OMN-56	42
Tableau. III. 8 données statistiques du puits OMK-112	44
Tableau. III. 9 : des données statistiques du puits OMJ-712	46
Tableau. III. 10 : données statistiques du puits OMJ-822	47
Tableau. III. 11 : données statistiques du puits OMN-56	48
Tableau. III. 12 : données statistiques du puits OMK-112.....	49

Liste des abréviations

Q : Débit d'écoulement de fluide

K : Perméabilité (md)

μ : Viscosité du fluide

$(\Delta P)/L$: Chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon

S : Surface de l'échantillon cylindrique

(md) : Millidarcy

Pm : Pression moyenne

Kair : Perméabilité à l'air

KL : Perméabilité à l'air corrigée

p : Facteur de glissement

P1 : Pression amont

P2 : Pression aval

Sw : Saturation en eau

Vw : Volume de l'eau

Vp : Volume des pores

Swir : Saturation en eau irréductible

Sh : Saturation en huile

Vh : Volume d'huile

INTRODUCTION

Le champ du Hassi Messaoud est le plus ancien champ des hydrocarbures en Algérie, qui a été mise en production depuis 1956.

La géologie du champ de Hassi Messaoud est très complexe, vue l'effet des mouvements tectoniques affectant les dépôts sédimentaires ainsi que le mode de dépôts et les l'effet des géodynamiques externe siége au cours de formation de l'enveloppe sédimentaire.

La combinaison de ces paramètres géologiques rend le champ externe hétérogène demande ainsi des études géologiques et pétrophysiques afin de développer le champ.

La caractérisation pétrophysiques des réservoirs pétroliers joue un rôle essentiel dans l'exploration et la production d'hydrocarbures.

Notre étude se concentre sur la caractérisation pétrophysiques de réservoir cambro-ordovicien de la zone 2 de champ de Hassi Messaoud à l'aide de mesure des paramètres pétrophysiques au laboratoire, Etude statistique des paramètres pétrophysiques. Et en fin la Répartition Horizontale des paramètres pétrophysiques, en se basant sur les données des carottes (porosité, perméabilité et saturation en fluide).

L'objectif de cette étude est d'identifier les zones les plus productives et d'optimiser la localisation des puits pour améliorer l'efficacité de la production.

Pour atteindre cet objectif, nous avons organisé notre mémoire de la manière suivante :

Le premier chapitre est présentation de la région de Hassi Messaoud et étudié géologiquement.

Le deuxième chapitre comprend les méthodes et les outils de laboratoire utilisés pour les mesures pétrophysiques, qui sont disponibles au niveau de la Direction Laboratoire et Carothèque Centrale (DLCC) à Hassi Messaoud.

Le troisième chapitre inclut la géologie locale de la zone d'étude, la distribution de la porosité, perméabilité et saturation de chaque puits.

Enfin, on a terminé notre mémoire avec une conclusion générale.

Chapitre 1 : Présentation du Champ de Hassi Messaoud (Région d'étude)

I.1. La géologie régionale

I.1.1 Contexte géographique

Faisant partie de la plate-forme saharienne, le bassin de Hassi Messaoud est situé au Sud-Est de l'Algérie, entre la latitude : $31^{\circ}40.8246'$ Nord et la longitude $6^{\circ}4.3716'$ Est. D'une superficie globale de 71 237 Km².il est l'un des importants bassins producteurs d'hydrocarbures en Algérie. (Figure.I.1)

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est. Y= 110.000 - 150.000 Nord.

Il est limité au :

- Au Nord-Ouest Par la structure D 'OUARGLA (Guellaba, ben kahla Et houd berkaoui)
- Au Sud-Ouest par, les gisements d El-Gassi, zotti et El Agreb.
- Au sud-Est par les gisements Rhoude El Baguel et Mesdar
- A l'Est par le gisement de Ghadames

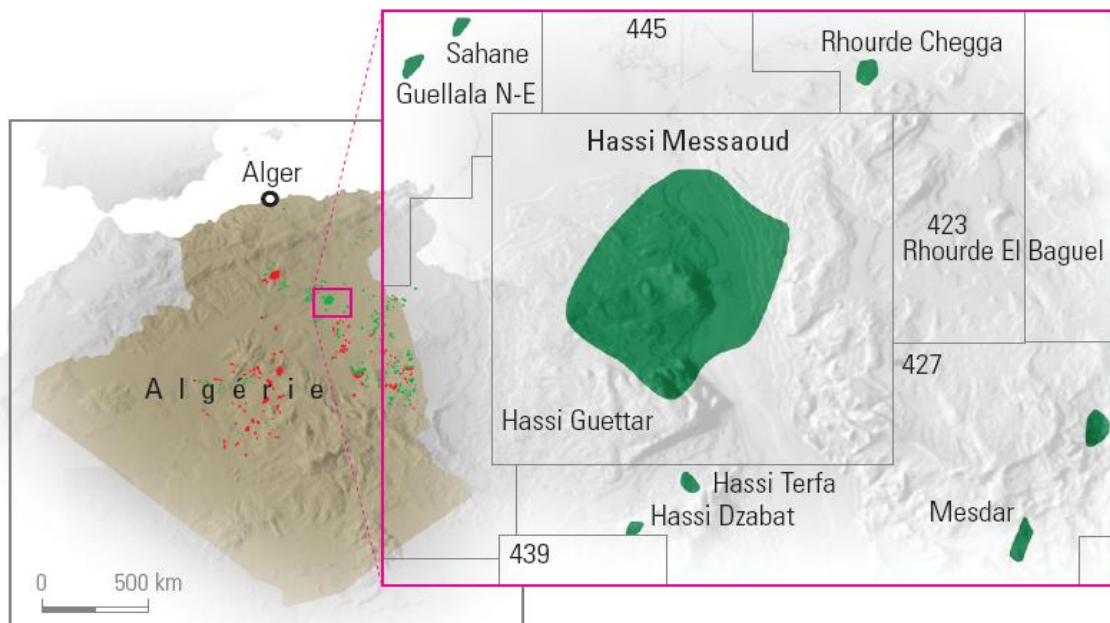


Figure.I. 1: Contexte géographique de la région d'étude

I.1.2 Contexte géologique générale

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa Superficie et ses réserves, qui est connue par ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. **(Figure. I.2)**

Géologiquement, Il est limité :

- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.
- Au l'Ouest par la dépression d'Oued M' Ya.

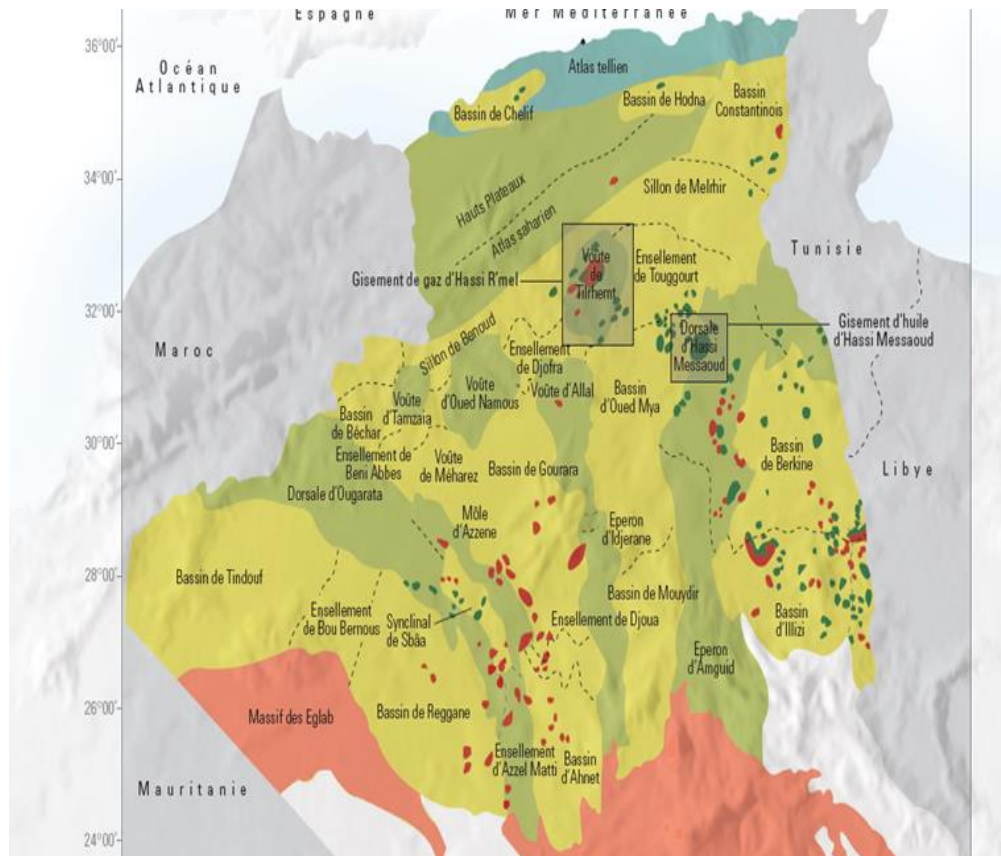


Figure.I. 2Contexte géologique de Hassi Messaoud.

A. Stratigraphique du champ HDM

Il est clair que la structure et la géologie de Hassi Messaoud caractérisé par une hétérogénéité géologique ca bien marqué, où une grande partie de la série stratigraphique est absente et les sédiments se forment sur une base granitique, reflétant les processus (érosion) survenus pendant la phase hercynienne. Cette différence dans la composition des séries stratigraphiques permet une compréhension plus profonde de l'histoire et du développement géologique de la région. (figure.I.3)

La série stratigraphique de la région de Hassi Messaoud est composée des ensembles suivants :

- L'Infracambrien.
- Le Paléozoïque.
- Le Mésozoïque.
- Le Cénozoïque

A.1 Socle

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

A.2 L'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.

A.3 Paléozoïque :

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

A.3.1 Cambrien

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

On y distingue quatre (04) litho-zones Ra, Ri, R2 et R3 (A. Homer 1967).

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

Il 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 (Beicip-franlab1995).

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

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

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

D'épaisseur variable, il 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 présentes dans la partie supérieure de la série.

A noté que le Ra est totalement érodé au centre de la structure au niveau des puits : OMP35B, OMP143, OML301, OM81.

- **Litho-zone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42m.

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

A.3.2 Ordovicien

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

- **Zone d'alternance** : Son épaisseur moyenne est de 20m.

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

- **Argile d'El-Gassi** : son épaisseur moyenne est d'environ 50m.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée pressentant 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.

- **Grès d'EL Atchane** : son épaisseur moyenne varie de 12 à 25m Cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris beige 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 75m. Ce sont des grés quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

A.4 Mésozoïque

A.4.1 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 75m.

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 113m.

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

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

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

A.4.2 Jurassique : son épaisseur moyenne est de 340m.

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 300m.

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 (LD3, LS2, LD2, LS1, LD1)

- **Lias dolomitique « LD3 »**: argile marne grises à intercalation, de calcaire (d'épaisseur moyenne 30m).
- **Lias salifère « LS2 »** :Sels massifs à fine passes d'argile (55m)
- **Lias dolomitique « LD2 »** : alternance d'anhydrite et de sel massif avec des niveaux d'argile et de dolomie argileuse ou vaculaire.
- **Lias salifère « LS1 »** :alternance de sel massif et anhydrite avec des niveaux d'argiles (100).
- **Lias dolomitique « LD1 »** :anhydrite avec des passes d'argile et de dolomie.

- **Dogger**: son épaisseur moyenne est de 320m.

Lagunaire à la base avec des alternances de dolomies marneuse et d'anhydrite, il devient argileux à des rares passes des grés au sommet.

- **Malm**: son épaisseur moyenne est de 225m.

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.

A.4.3 Crétacé : son épaisseur moyenne est de 1670m.

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

- **Néocomien** : son épaisseur est de 182m.

Il comprend deux niveaux :

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

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 grès 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 350m.

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

- **Cénomanién**: son épaisseur moyenne est de 145m.

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

- **Turonien**: son épaisseur moyenne varie de 70 à 150m.

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 450m.

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.

A.5 Cénozoïque Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Éocène, et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.⁶

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grés, argile		
	ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0.92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
			GRES D'EL ATCHANE	25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
			ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites		
CAMBRIEN		R1	50	Grés isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges			
S O C L E					Granite porphyroïde rose	

Figure.I. 3 :Log Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Document DEP/SH).

B. Tectonique et évaluation structurale du champ HMD :

Le développement structural du champ pétrolier de Hassi Messaoud est très lent. Ce développement implique la formation d'un large anticlinal d'un diamètre de 45 km et de direction NNE_SSW .Le tableau structural de Hassi Messaoud est en effet complexe, car il est affecté par ses grandes dimensions et ses phénomènes tectoniques complexes, y compris l'interaction entre sa structure et les conditions d'érosion hercynienne.(figure.I.4)

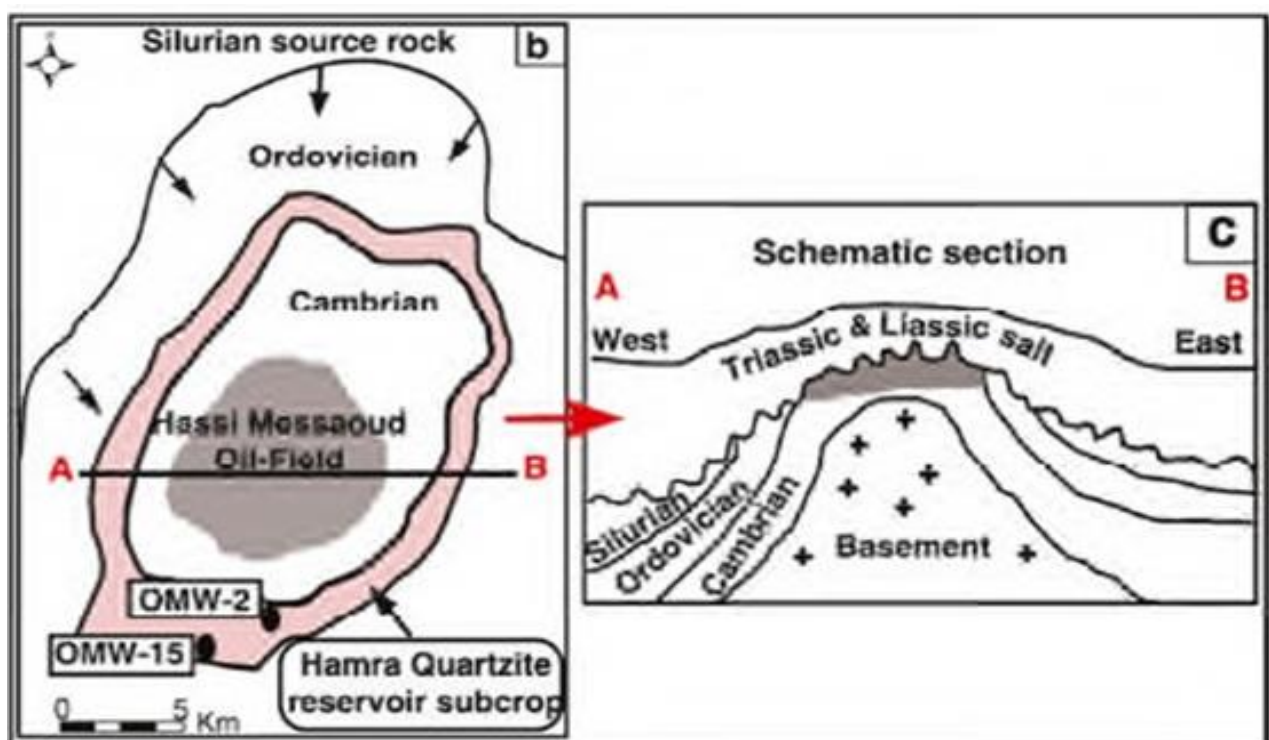


Figure.I. 4 : L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (Benayad et al ; 2013)

L'évolution structurale du champ de Hassi Messaoud, est le résultat de plusieurs périodes de structuration tectoniques affectant le Sahara central, parmi lesquelles on peut citer (figure.I.5

B.1 Phase panafricaine

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due a une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique

(Bertand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord-Est – Sud-Ouest, Nord-Ouest – Sud-Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pédiplanation appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara. Des mouvements distensifs de directions Nord-Ouest/Sud-Est interviennent au Cambro-Ordovicien, qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique, cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord-Est – Sud-Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979)..

B.2 La phase Eo-caledonienne precoce : (500 M.A)

La structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud est déduite de la transgression des grès isométriques du Ri sur les dépôts anisométriques du Ra, comme observé sur le pourtour du champ. Cette structuration s'est produite lors de l'ère tardi-Cambrienne, accompagnée d'une érosion et de la formation de failles selon une direction nord-est-sud-ouest, ainsi que d'activités volcaniques.

B.3 La phase calédonienne majeure : (500 M.A)

L'absence totale de sédiments d'âge Dévonien et Carbonifère sur toute la surface de l'axe d'El-Biod peut être expliquée par une période de non-dépôt, où aucune accumulation de sédiments n'a eu lieu.

B.4 La phase hercynienne : (225 à 250 M.A)

La phase principale de la structuration du mole du champ est caractérisée par un régime de contraintes compressif selon une direction nord à 120 degrés, perpendiculaire aux accidents majeurs. Cette compression est responsable du bombement de direction nord-est à sud-ouest, accompagné de jeux de failles de même direction, ce qui compartimente le réservoir en horst et graben. De plus, cette phase est suivie d'une érosion qui a entraîné la disparition d'une partie du Ra.

B.5 la phase autrichienne (crétacé inférieur 100 M.A)

Elle est caractérisée par une direction régionale de compression Est-ouest ses principales conséquences sont :

- Jeux inverses et décrochements des séries le long des failles subméridiennes.
- Accentuation de la fermeture structurale du gisement.
- Elle est presque synchronisée à la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au Jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

B.6 La phase atlasique (Eocène) :

C'est une phase compressive de direction NNE-SSO ; elle intervient après la mise en place des hydrocarbures.

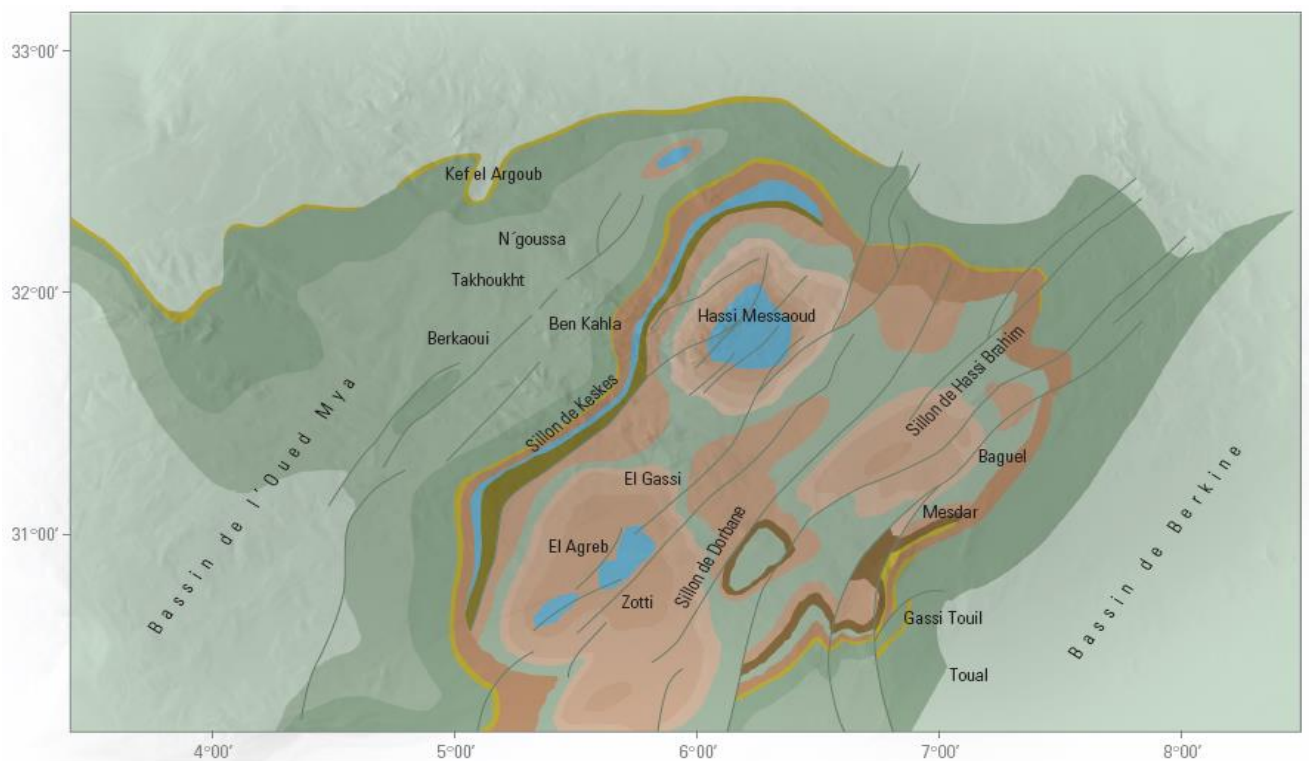


Figure.I. 5 : Ecorché mésozoïque du champ de Hassi-Messaoud (WEC 2007)

I.1.4 Système pétrolier

A. La roche mère :

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

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

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

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 SW (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Ghadamès).

B. 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).

Le réservoir 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.

C. Les roches couvertures :

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âges triasiques ou jurassiques.

D. Les pièges :

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

Il existe trois types de pièges

- **Les pièges structuraux :**

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

- **Les pièges stratigraphiques :**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc.... : **(Figure.I.6)**

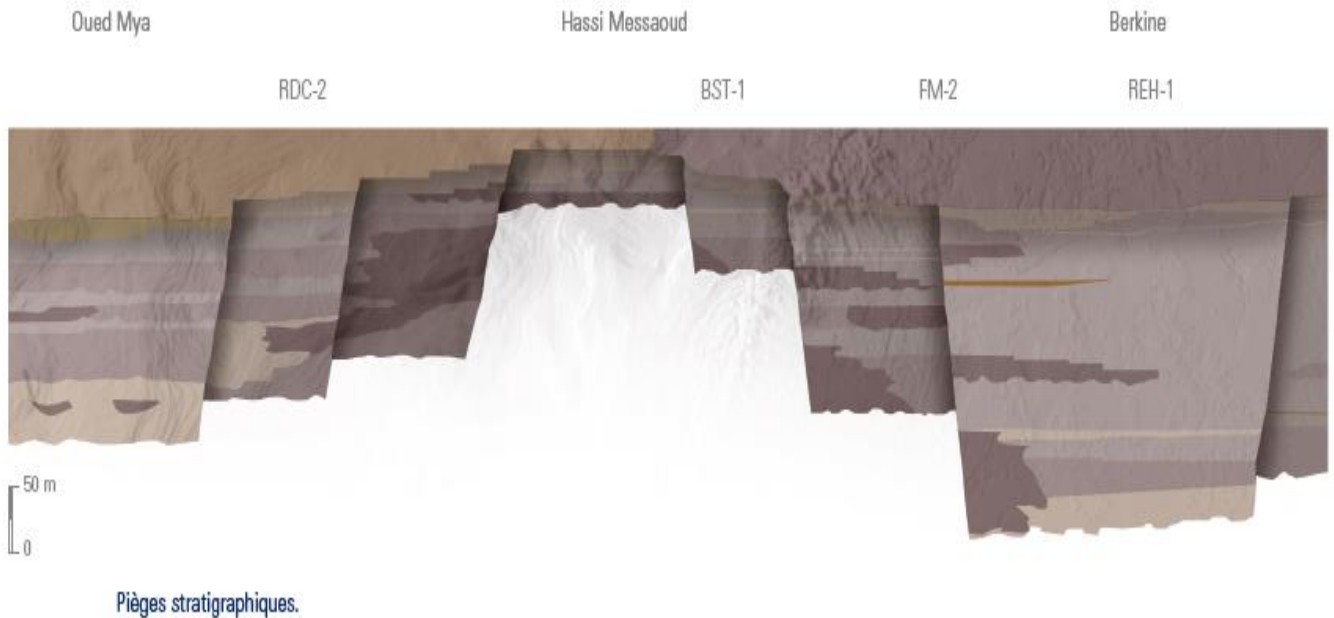


Figure.I. 6 : Piège stratigraphique (WEC 2007)

- **Les pièges mixtes :**

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

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

E. 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 NordOuest par rapport au chemin de migration.

Chapitre 2 : Méthodes et Moyes utilises

1. Méthodologie

Etude de la zone 2.

Afin de caractérisée cette zone sur le plan géographique et pétrophysique.

Un stage du terrain a été effectué au niveau à la Direction Laboratoire et Carothèque Centrale (DLCC) à Hassi Messaoud.

Pour répondre au sujet, les informations du roches réservoirs nous a donnais des informations géologique et pétrophysique du 7 puits, au niveau de zone 2 du champ de Hassi Messaoud.

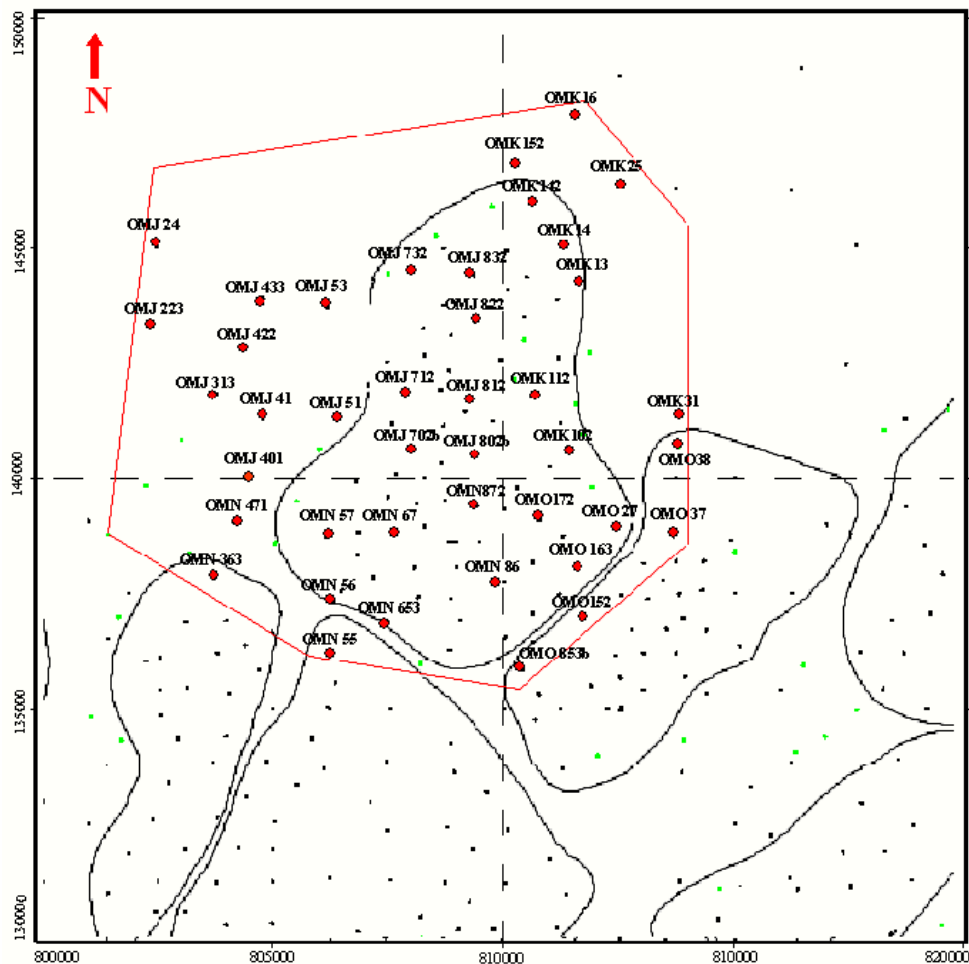


Figure. II. 1 : La positon de puits dans la zone 2 de champs de HMD

2. Mesure des paramètres pétrophysiques

2.1 Porosité

A. Définition

La porosité totale d'une roche se définit comme étant le pourcentage du volume des espaces vides (pores ou fissures) par rapport au volume total de la roche. En production pétrolière, on s'intéresse particulièrement à la porosité connectée, laquelle prend uniquement en compte les vides connectés entre eux et susceptible de contenir des fluides.

Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence trois types de réseaux poreux : Intergranulaire, de dissolution et fissurelle (fig.II.4).

B. Type de porosité

➤ Porosité totale

La porosité totale est définie comme étant le rapport du volume total des pores sur le volume total d'un matériel qu'une partie des pores soient connectés ou non connectés.

La porosité totale est le volume occupé par tous les fluides dans les espaces poreux connectés ou non connectés de la roche, y compris le volume occupé par de l'eau liée aux argiles et l'eau de cristallisation.

➤ Porosité effective

La porosité effective est définie comme étant le rapport du volume des pores interconnectés sur le volume total du matériel, elle n'inclut pas les espaces poreux fermés.

Dans cette définition, la porosité effective n'inclut pas le volume occupé par de l'eau liée aux argiles et l'eau de cristallisation, et dans certaines approches analytiques, elle n'inclut pas l'eau supplémentaire emprisonnée dans les argiles schisteuses par les forces capillaires.

➤ Porosité résiduelle

Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inter cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. (fig.II.1)

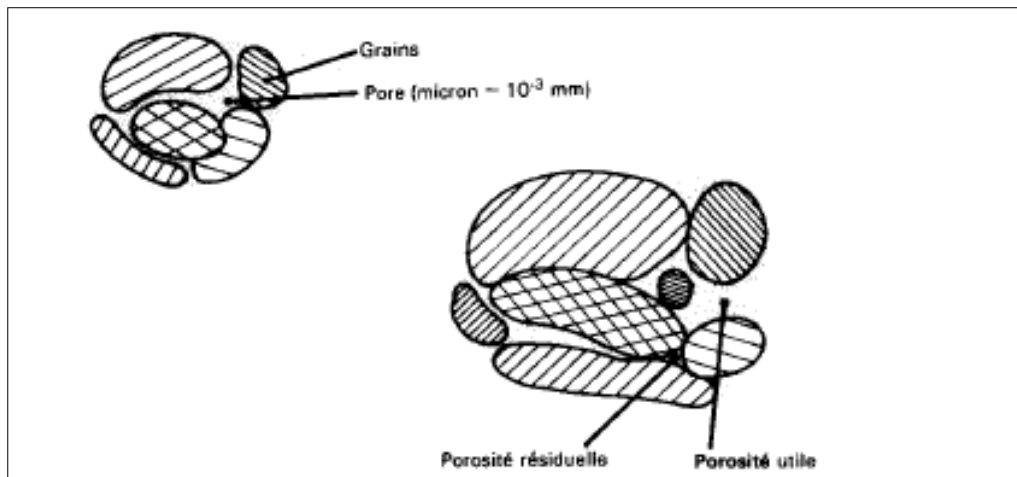


Figure. II. 2 : schéma représente les milieux poreux

Du point de vue sédimentologique on distingue trois types principaux de porosité (fig.II.2)

➤ **Porosité Intergranulaire**

Le plus fréquent et le plus important seulement il a été influencé par les différents phénomènes diagenétiques, ces modifications sont dues à la compaction : c'est l'élévation de la pression en fonction de la profondeur. Cette porosité aura tendance de devenir faible et négligeable et sera remplacée par la secondaire de dissolution, de fissuration.

➤ **Porosité de dissolution**

C'est une porosité qui résulte de la dissolution des différents ciments siliceux ou carbonaté elle est très importante dans le niveau gréseux on a montré que la porosité peut augmenter à partir d'une certaine profondeur par augmentation de porosité secondaire. Ceci est expliqué par les différents phénomènes de lessivage de ciment, la dissolution entraîne une bonne caractérisation de réservoir.

➤ **Porosité Fissurelle**

Ce type est matérialisé par des fissures sub-horizontales à horizontales souvent colmatées par un ciment carbonaté ou argileux, parfois ces fissures sont vides, ce réseau est probablement lié aux nombreux mouvements tectoniques qu'a subit la région. La porosité fissurelle est moins fréquente comparée aux autres porosités. Elle peut contribuer à l'amélioration de qualité réservoir seulement lorsqu'elle est associée aux deux autres réseaux poreux.

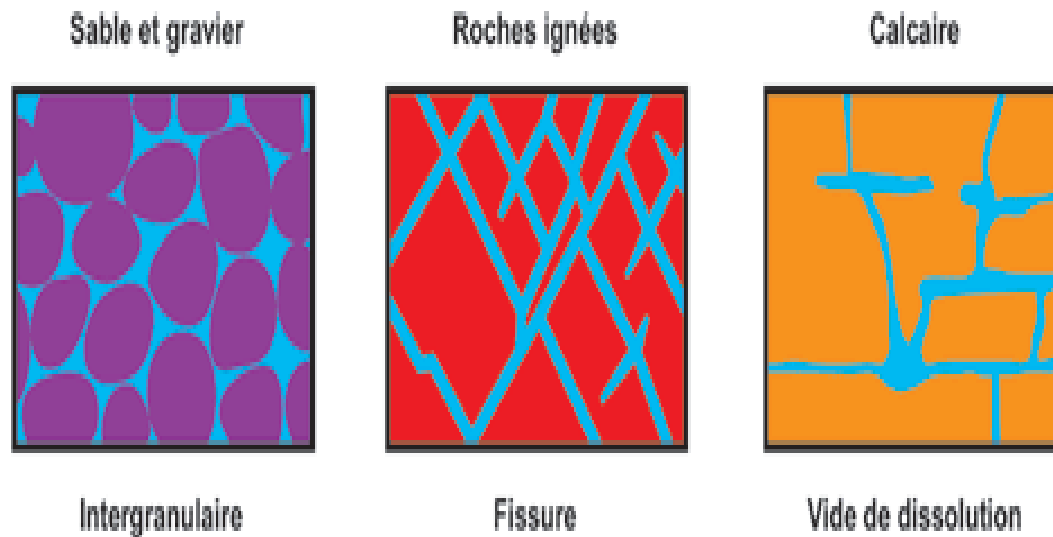


Figure. II. 3 : schéma représente les différents types de porosité

C. Classification de porosité

La porosité est classée comme :

Faible	: $\emptyset < 5\%$
Médiocre	: $5\% < \emptyset < 10\%$
Moyenne	: $10\% < \emptyset < 20\%$
Bonne	: $20\% < \emptyset < 30\%$
Très bonne	: $\emptyset > 30\%$

D. Mesure de la Porosité

L'instrument destiné à effectuer ces mesures s'appelle "Ultr-porosimeter TM 300. Ce dernier est un appareil CoreLab qui est conçu pour mesurer le volume de grain ; Volume de pores et densités de grains dans les conditions ambiantes à partir d'échantillons de roches lavés et séchés. Les données mesurées par l'équipement plus le poids et le volume total de l'échantillon, la Porosité et la densité des grains des roches sont calculées.

Le Principe de mesure repose sur la loi de Boyle pour les gaz à température constante. La conception de l'équipement permet une manipulation facile, une efficacité dans la mesure et la précision des résultats. Il est conçu avec des composants de haute qualité, offrant un produit durable, une maintenance minimale et une grande fiabilité.

E. Procédure de mesure

L'Ultra-porosimètre Tm 300 est d'abord calibré, ce qui donne le volume de la chambre de référence (V_r) et le volume de la chambre d'échantillonnage (V_c). Un échantillon étalon est ensuite placé dans la chambre pour échantillon. Le gaz (hélium) est ensuite admis dans la chambre de référence à une pression de 200 psi (1380 kPa). 30 secondes environ l'équilibre de pression, la pression P_1 (pression indiquée par la lecture numérique du transducteur) est enregistrée. Le gaz est ensuite admis dans la chambre d'échantillon puis commence à se détendre jusqu'à ce que le système atteindrait l'équilibre de pression. La pression P_2 résultante est alors mesurée.

Le volume de grain de l'échantillon est calculé en utilisant les équations de la loi sur le gaz ci-dessous.

$$\frac{P_1 V_r}{z_1 T_{1r}} + \frac{P_a (V_c - V_g)}{z_a T_{1c}} = \frac{P_2 V_r}{z_2 T_{2r}} + \frac{P_2 (V_c - V_g + V_v)}{z_2 T_{2c}}$$



Figure. II. 4 : Ultra-Porosimètre 300.

Les échantillons de carottes doivent être prélevés à l'aide d'un outil à couronne diamantée de diamètre 1" (2.54 cm) puis scié à la bonne taille et ajustée jusqu'à obtenir des faces parallèles et perpendiculaires pour mieux s'adapter dans la cellule de l'échantillon (Diamètre = 2.5 cm ou 3.8 cm, Longueur maximale = max. 7 cm)

2.2 Perméabilité

A. Définition

C'est une caractéristique physique qui représente la facilité qu'à un matériau à permettre la circulation d'un fluide au travers d'un réseau connecté.

La perméabilité est très importante car c'est une propriété de roches qui est liée aux taux auquel les hydrocarbures peuvent être récupérés. Les valeurs varient considérablement, de moins de 0.01 millidarcy (md) à plus de 1Darcy. Une perméabilité de 0.1 md est jugé minimum pour la production de l'huile. Les réservoirs à haut rendement ont souvent des valeurs de perméabilités de l'ordre de darcy. Elle est exprimée par la loi de Darcy suivante :

$$Q = S. K \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

Q: Débit d'écoulement de fluide.

K: Perméabilité(mD).

μ : viscosité du fluide.

(ΔP)/L : la chute de pression à travers toute la longueur de l'échantillon ;

S : Surface de l'échantillon cylindrique.

Cette loi est valable pour les conditions suivantes

1. Ecoulement laminaire
2. pas de réactions entre les fluides et la roche
3. Une seule phase présente à 100% dans l'espace poreux
4. fluide Incompressible

B. Types de perméabilité

➤ Perméabilité spécifique ou absolue

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

➤ Perméabilité effective

Quand un fluide existe dans les pores de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

➤ Perméabilité relative

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique (Monicard, 1965). La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

C. Classification des perméabilités :

La gamme de la perméabilité rencontrée est très étendue, pour mieux spécifier les valeurs on admet :

Très faible	:	$K < 1 \text{ md}$
Faible	:	$K \text{ de } 1 \text{ à } 10 \text{ md}$
Médiocre	:	$K \text{ de } 10 \text{ à } 50 \text{ md}$
Moyenne	:	$K \text{ de } 50 \text{ à } 200 \text{ md}$
Bonne	:	$K \text{ de } 200 \text{ md à } 500 \text{ md}$
Très bonne	:	$K > 500 \text{ md}$

D. Mesure de la Perméabilité

Au niveau de laboratoire il existe plusieurs équipements destinés à la mesure de perméabilité, le choix de ces derniers se fait selon la nature des roches.

- Ultra-Perm 500™ : pour les échantillons ont une perméabilité de 0.001 md à 30 Darcy.
 - CMS 300 (Core Measure System) pour les échantillons ont une perméabilité inférieure à 5 Darcy et supérieur à 0.0001.
 - NANO-K pour les Echantillons ont des faibles perméabilités, il peut atteindre 10⁻¹⁵ md.
- **Mesures Conventiionnelles**

Sont fait à l'aide d'**Ultra-Perm 500™**, C'est un appareil CoreLab. Il s'agit d'un système automatique de perméamétrie standard qui est spécialement destiné aux mesures de la perméabilité sur des échantillons de carottes de taille 1'' et 1.5'' sous une gamme de pression de confinement varie entre 400 jusqu'à 10 000 psi.

L'Ultra-perm-500™ (Figure III.7) utilise des débitmètres massiques de précision et un ensemble de transducteur de pression différentielle qui permettent au système d'atteindre un régime de flux d'écoulement permanent.

Ce dernier est équipé d'une cellule pour héberger les échantillons de taille 1'' et 1.5'' capables de supporter les contraintes hydrostatiques, généralement de 10 000 psi.

L'équipement permet de mesurer de la perméabilité sur une gamme qui s'étend de 0,001 à 30 000 md.

Tous les enregistrements sont automatiquement stockés dans l'ordinateur en format HTML permettant d'importer de manière transparente les résultats de tests dans la base de données et les feuilles calculs existants comme Microsoft Access et Microsoft Excel.

Les fichiers de données sont stockés au format HTML, ce qui permet une importation transparente dans des bases de données et des feuilles de calcul telles qu'Access et Excel.

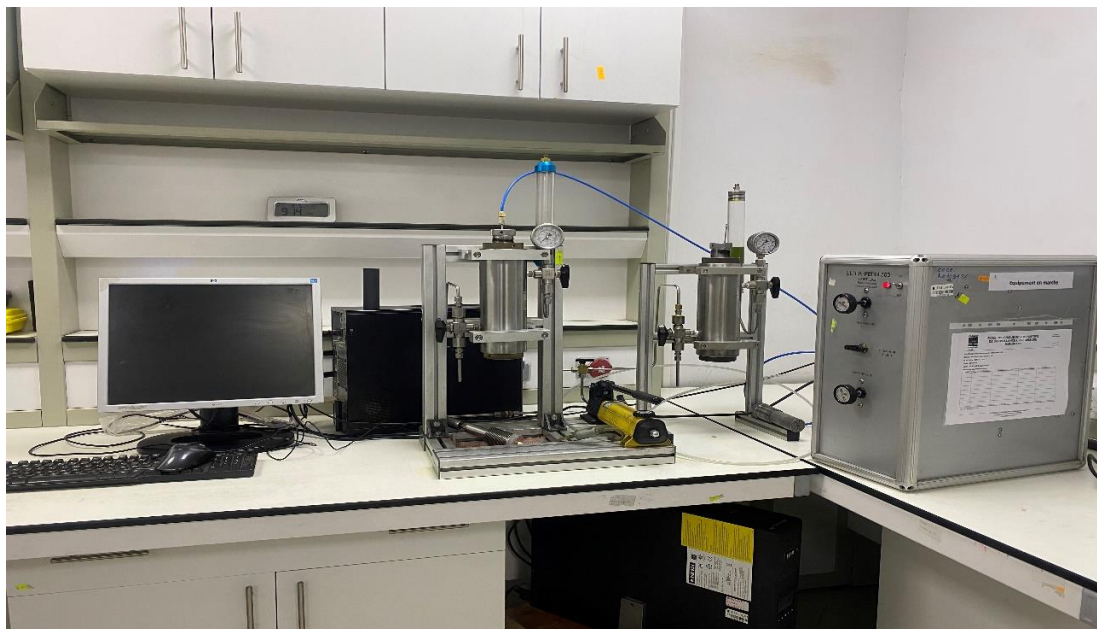


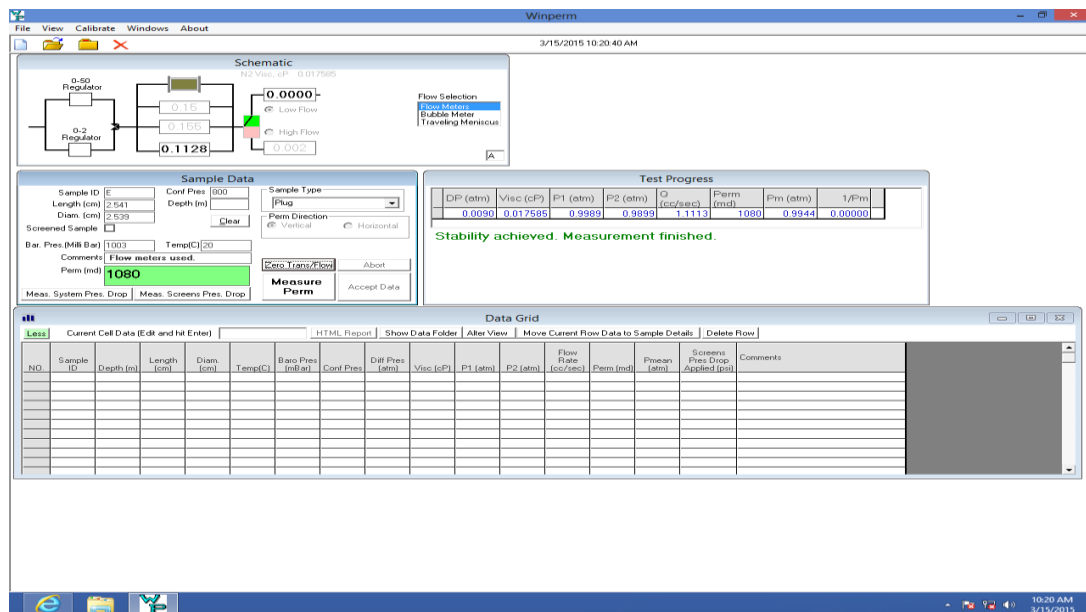
Figure. II. 5 : Ultra-perm 500

➤ **Procédure de Mesures**

Le calcul de la perméabilité dérive de la loi de Darcy appliquée au régime d'écoulement permanent en utilisant la loi de Darcy

La perméabilité de klinkenberg, le facteur de glissement, les facteurs d'inertie alpha et bêta et la perméabilité à l'air équivalente peuvent également être calculés pour chaque échantillon de carottes à chaque contrainte de confinement.

Figure. II. 6 : WINPERM



➤ **Avantage**

Les avantages de cette méthode comprennent :

- L'échantillon peut être utilisé pour d'autres tests.
- La procédure est rapide.
- Ce système permet de déterminer des perméabilités de 0.001 md à 30 Darcy
- Ce système permet de déterminer la perméabilité Klinkenberg, Il est dédié à la caractérisation des réservoirs conventionnels.
- Tous les enregistrements sont automatiquement stockés dans l'ordinateur en format HTML permettant d'importer de manière transparente les résultats de tests dans la base de données et les feuilles calculs existants comme Microsoft Access et Microsoft Excel.

➤ **Limitations**

- Les échantillons de formes irrégulières ne peuvent pas être mesurés par cette méthode.

- Cette méthode n'est pas recommandée pour les échantillons, mal consolidés ou non consolidés.
- Cette méthode n'est pas recommandée pour les échantillons, ayant des perméabilités inférieures à 0.001 md.

▪ **Mesures pétrophysiques sous confinement**

L'instrument destiné à effectuer ces mesures s'appelle "**CMS™ -300**". C'est un appareil Core Lab qui est conçu pour mesurer à la fois la porosité et la perméabilité sous la pression de confinement radiale et axiale. La détermination du volume des pores utilise la méthode d'expansion du gaz d'hélium en injectant du gaz d'hélium dans les espaces des pores d'échantillons dérivés de la loi de Boyle et de Mariot; La perméabilité à l'air des échantillons à leur tour est mesurée à l'aide d'une méthode à l'état instable, appelée technique de chute de pression; La perméabilité de Klinkenberg, le facteur de glissement, les facteurs d'inertie alpha et bêta et la perméabilité à l'air équivalente sont également déterminés pour chaque échantillon de carotte à chaque contrainte de confinement comme mentionné ci-dessus.

➤ **L'équipement de mesure**

Le système de mesure automatisé (CMS™ -300) est équipé de plages de contraintes de confinement réglables à une gamme électionnable de contraintes de confinement organisées dans un ordre ascendant de 800 psi à 9500 psi pour permettre à l'opérateur de réaliser des mesures sur les échantillons de carottes avec un seul point de pression, ou plus. Les contraintes sélectionnées s'appliquent contre l'échantillon dans les deux directions à la fois, radiales et axiales (Figure III.5).

Le CMS™ -300 utilise l'hélium comme fluide de mesure dans des conditions de fonctionnement normales en raison de ses propriétés thermiques supérieures, c'est-à-dire que l'équilibre isotherme dans ces conditions serait atteint avec l'hélium mais ne pourrait pas être atteint avec de l'azote. Cependant, lorsqu'on mesure des perméabilités très faibles (<0,01 md) à l'aide d'hélium, la perméabilité au liquide équivalente déterminée par la méthode pulse decay utilisée par le système CMS™-300 est nettement supérieure à celle mesurée à l'aide d'un système d'écoulement à régime permanent, cependant, pour résoudre ce problème, un logiciel

d'exploitation K5a installé dans le système permet l'utilisation d'azote pour permettre de déterminer la perméabilité très faibles.

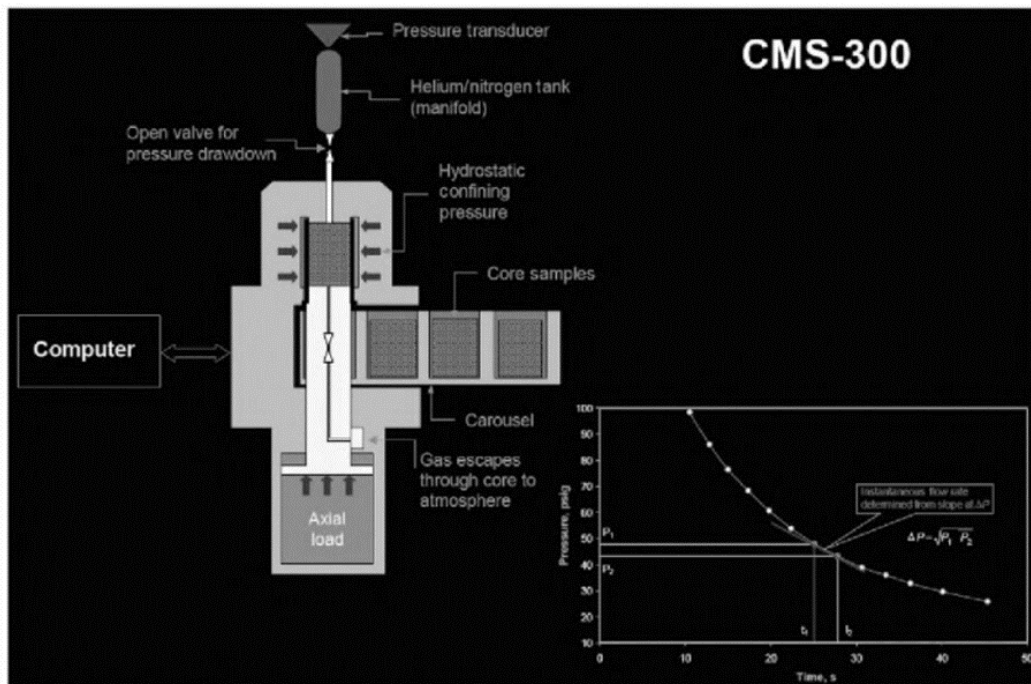


Figure. II. 7 : Principe des mesures sous Confinement (CMS-300)

➤ Principe de mesure

L'objectif principal de la méthode est de mesurer à la fois la porosité et la réduction de la perméabilité due à la déplétion de la pression du réservoir. Lorsque la pression décroît, la plupart des formations de roche réservoirs se déforment dans la direction verticale mais se déforment très peu dans la direction horizontale. Pour s'assurer de la fiabilité des tests une série d'échantillons d'étalons métalliques sont utilisés

Les échantillons de roche cylindrique sont ensuite placés individuellement dans une cellule hydrostatique sous contrainte à la fois axiale et radiale pour la mesure du volume de pores et la perméabilité, dans la condition à la fois pressions ambiantes et in situ.

La contrainte axiale représente la contrainte horizontale minimale, tandis que la contrainte de confinement représente la contrainte verticale et la contrainte horizontale maximale.

Les valeurs de la perméabilité Klinkenberg (K_{inf}) sont obtenues directement à partir du CMS-300, puisqu'il utilise les principes non standard. Les données de porosité sont obtenues en combinant les volumes de pores des données CMS-300 avec des volumes de grains provenant du prosimètre à l'hélium Ultra grain. En raison des perméabilités de certains échantillons de roche

qui se situent à l'extérieur de la gamme du CMS-300, les perméabilités de ces échantillons sont mesurées par une méthode de régime stationnaire.

Les données des pressions litho-statique pour chaque carotte devraient être calculées par les sociétés pétrolières.

➤ **Avantages**

Les avantages de cette méthode comprennent :

- L'échantillon peut être utilisé pour d'autres tests.
- La procédure est rapide.
- Ce système permet de déterminer des perméabilités de 0.0001 Md à 5 Darcy, et un pore volume entre 0.02 cc à 25 cc.
- Ce système permet de déterminer la perméabilité Klinkenberg, le facteur de glissement Klinkenberg, les facteurs d'inertie alpha et beta et la perméabilité à l'air équivalente.
- Il est dédié à la caractérisation des réservoirs compacts «lights».

➤ **Domain d'application**

- Estimation de la perméabilité à l'air et de la porosité in situ.
- Prévoir le régime d'écoulement de type non darcy dans un puits de forage en utilisant le coefficient d'inertie (Forchheimer).
- Estimation du rate-dépendent skin en utilisant le terme Forchheimer.
- Déterminer la technique de déplétion appropriée pour maximiser la production en utilisant le coefficient d'inertie et l'analyse du débit.
- Calcul du volume d'hydrocarbures en place avec les données de porosité déterminées au net overburden pressure (NOB).
- Normalisation les données de porosité enregistrées aux valeurs de porosité in situ.
- Contrôle de la réduction de la perméabilité et de la porosité pour aider à évaluer le potentiel d'une formation visant des explorations plus profondes.
- Quantifier l'hétérogénéité des échantillons en utilisant β , K_{∞} et NOB.
- Identifier la sensibilité des échantillons aux variations du débit et les problèmes de production potentiels.

2.3 Saturations en fluides

Les pores dans les roches souterraines qui constituent des réservoirs de pétrole et de gaz sont toujours complètement saturés avec du liquide. Dans les pores du réservoir, il n'y a jamais une occasion ou l'emplacement où rien n'existe (c'est à dire, vraiment "espace vide") Les pores sont complètement remplis avec une combinaison des fluides suivants:

- Les hydrocarbures liquides
- Les hydrocarbures gazeux
- l'eau de formation

A. Types de saturation μ

➤ Saturation en eau

La saturation en eau est définie comme étant le rapport du volume occupé par l'eau dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage

$$S_w(\%) = \frac{V_w}{V_p} * 100(\%)$$

S_w = Saturation en eau.

V_w = Volume de l'eau ;

V_p = Volume des pores.

➤ Saturations en huile

C'est le rapport du volume occupé par les huiles dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage

$$S_h(\%) = \frac{V_h}{V_p} * 100 \%$$

S_h : Saturation en huile.

V_h : Volume d'huile.

V_p : Volume des pores.

➤ Saturations en gaz

C'est le rapport du volume occupé par de gaz dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage

$$S_g(\%) = \frac{V_g}{V_p} * 100\%$$

S_g : Saturation en gaz

V_g : Volume de gaz.

V_p : Volume des pores.

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou moins une approche satisfaisante.

2.4 Les Logiciel utilisé :

Excel

Excel est un tableur développé par Microsoft. Il est utilisé pour créer des feuilles de calcul, effectuer des calculs, analyser des données et créer des graphiques. C'est un outil polyvalent largement utilisé dans les entreprises, les écoles et même à des fins personnelles pour la gestion et l'analyse des données. Ils l'utilisent également dans certaines disciplines comme les statistiques et la géologie.

Excel est en effet largement utilisé dans le domaine de la géologie et de l'ingénierie pétrolière pour organiser, analyser et traiter les données (pétrophysiques) relatives aux réservoirs pétroliers et gaziers

Chapitre 3 : Résultat & Conclusion

1. Etude Pétrophysique

Dans la zone 2, les mesures des paramètres pétrophysiques ont été effectuées sur 4 puits :

Nous avons examiné les valeurs de porosité obtenues à partir de ces mesures pour caractériser les réservoirs. Après avoir analysé les données, nous avons identifié que le maximum de la porosité dans cette zone est de **18.90%** au niveau de puits **OMJ-712** et le minimum est de **0.5%** au niveau de puits **OMK-112**.

Les valeurs de perméabilité obtenues ont été utilisées pour caractériser les propriétés du réservoir. Après analyse des données, il a été observé que la perméabilité maximale dans cette zone est de **722md** au puits **OMK-112**, tandis que la perméabilité minimale est de **0.01md** au puits **OMJ-822**.

Nous avons également évalué la saturation en eau des fluides dans les réservoirs, mettant en lumière une saturation maximale de **56.00%** au niveau du puits **OMN-56** et une saturation minimale de **0%** au niveau du les puits **OMJ-712**, **OMK-112** et **OMJ-822**.

1.1 Distribution de porosité

Le réservoir dans la région d'étude est caractérisé par des paramètres pétrophysiques variables, de ce fait, nous représenterons les résultats de l'analyse statistique de ce réservoir par puits :

A- Au niveau du puits OMJ-712

Tableau. III. 1 : données statistiques du puits OMJ-712

	La porosité
Nombre de valeurs	357
Maximum	18.90
Minimum	3.30
Moyen	9.84

- L'histogramme des classes de porosité indique une distribution unimodale, où le mode correspond à la classe de [5 à 10%], représentant 75,43% de la population. **Figure.III.1**

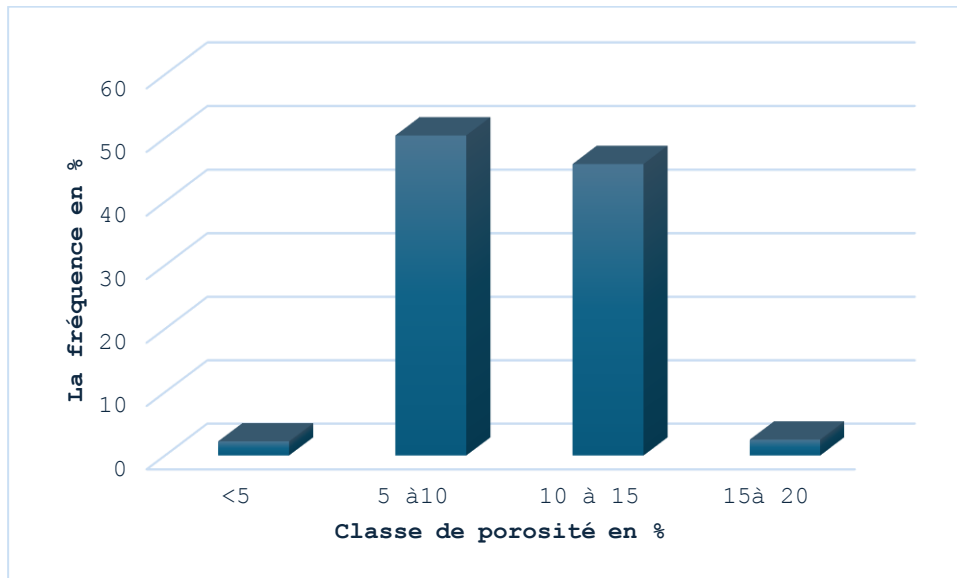


Figure.III. 1 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMJ-712

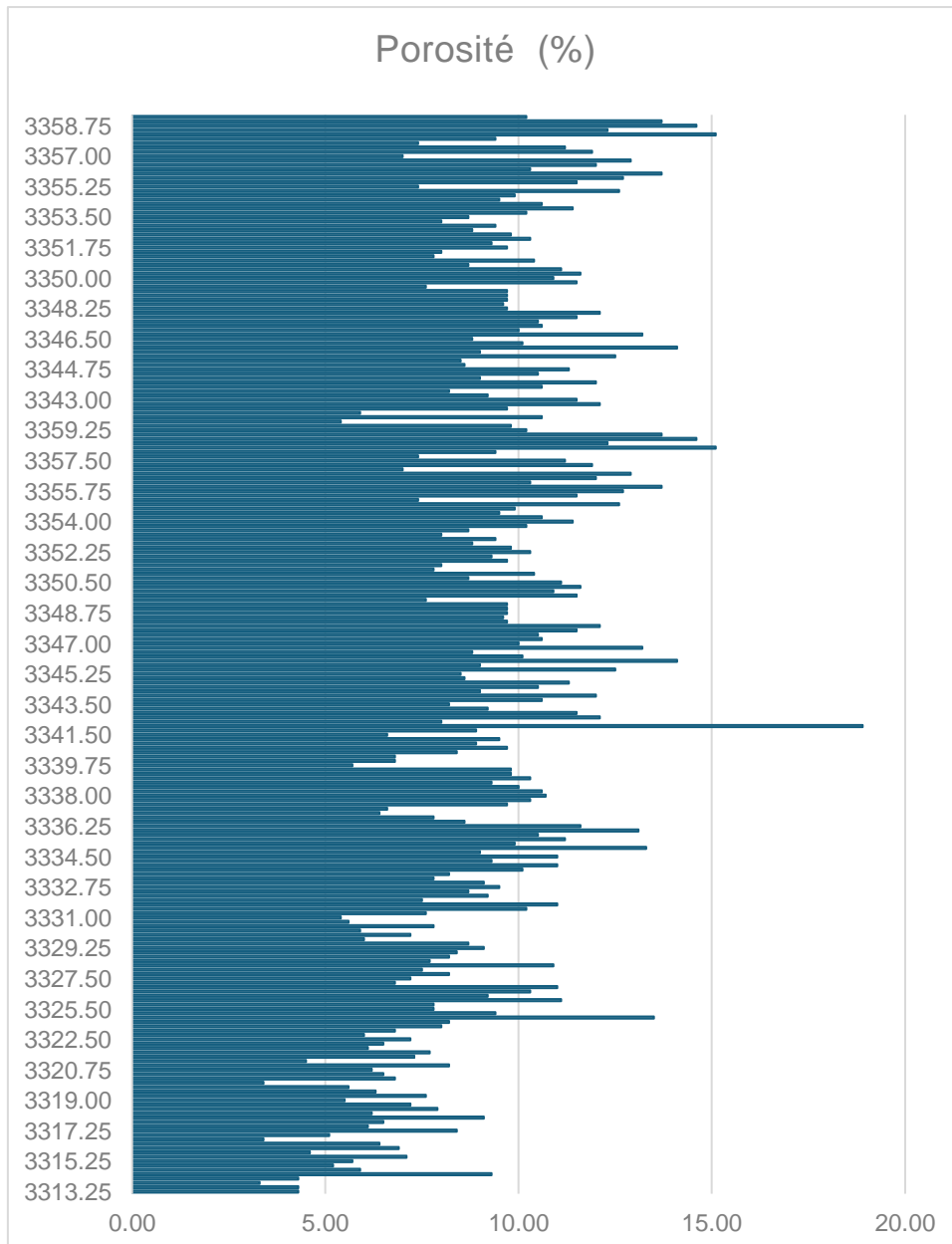


Figure. III. 2 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMJ-712

A partir du profil de l'évolution verticale de la porosité établi sur le puits OMJ-712 on remarque que les valeurs de porosité sont variées moyen dans tout l'intervalle.

B- Au niveau du puits OMJ-822

Tableau. III. 2 : données statistiques du puits OMJ-822

	La porosité
Nombre de valeurs	342
Maximum	16,04
Minimum	1,00
Moyen	7,88

- L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale dont le mode correspond à la classe [5 à 10[% atteint la fréquence 75.43% de la population. **Figure.III.3**

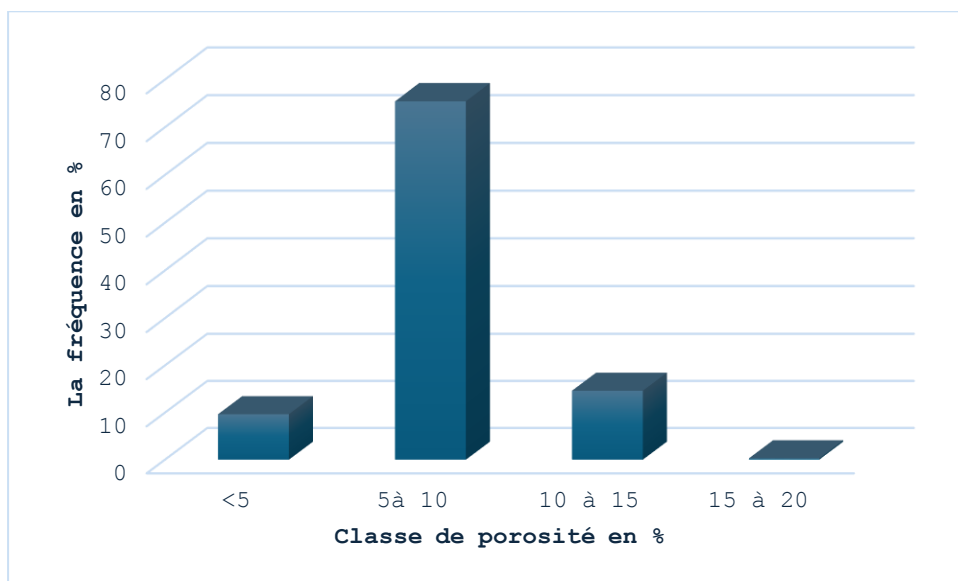


Figure. III. 3 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMJ-822

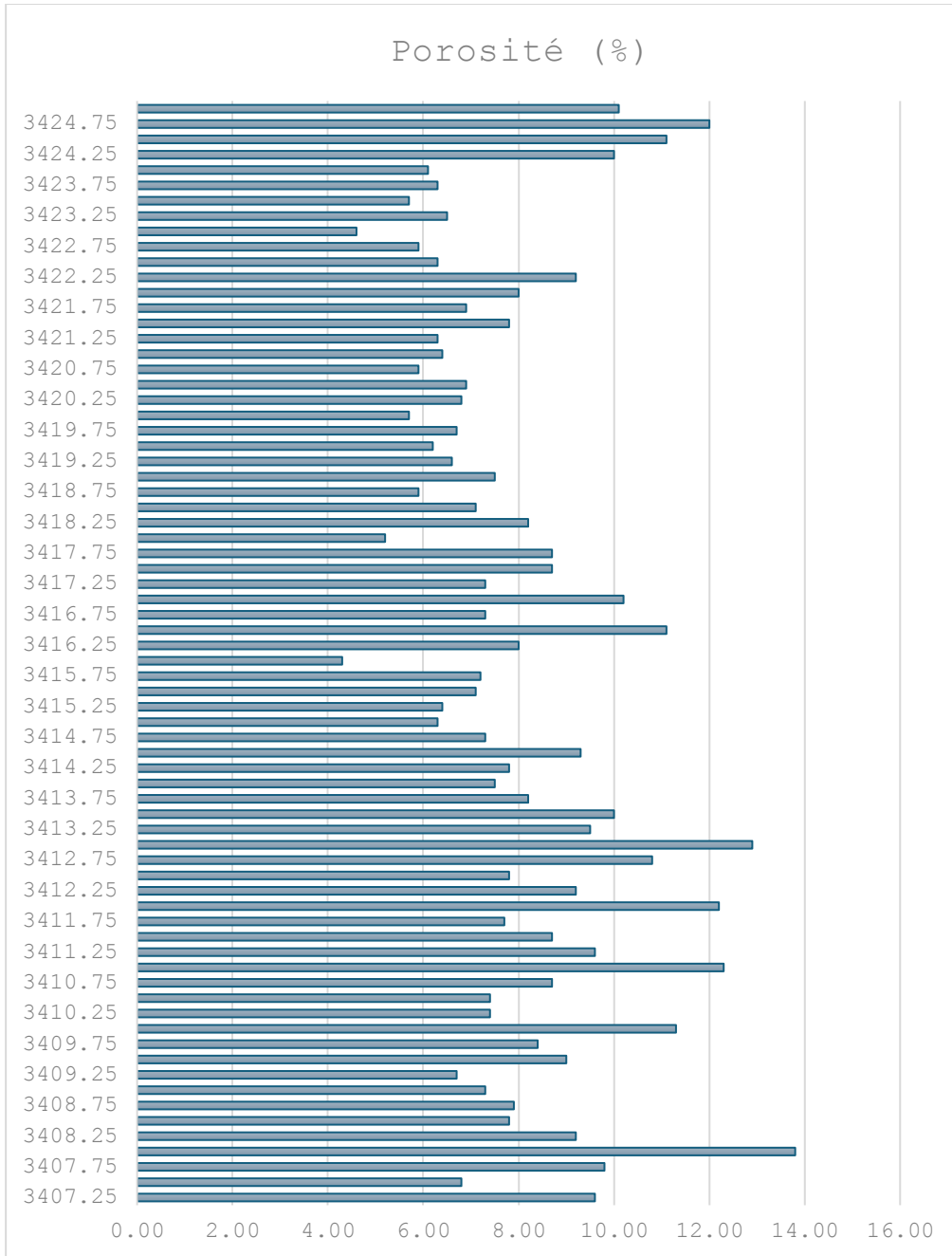


Figure. III. 4 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMJ-822

D'après le profil de l'évolution verticale de la porosité dans le puits OMJ-822 les valeurs de porosité Médiocre 5 à 10 [% dans l'intervalle 3407 m à 3414 m. **Figure. III.4**

C- Au niveau du puits OMN-56

Tableau. III. 3 : données statistiques du puits OMN-56

	La porosité
Nombre de valeurs	49
Maximum	17.20
Minimum	4.90
Moyen	11.16

- L’histogramme des classes de la porosité présente une distribution à caractère unimodale dont le mode correspond à la classe [5 à 10[% atteint la fréquence 42.85% de la population.

Figure.III.5

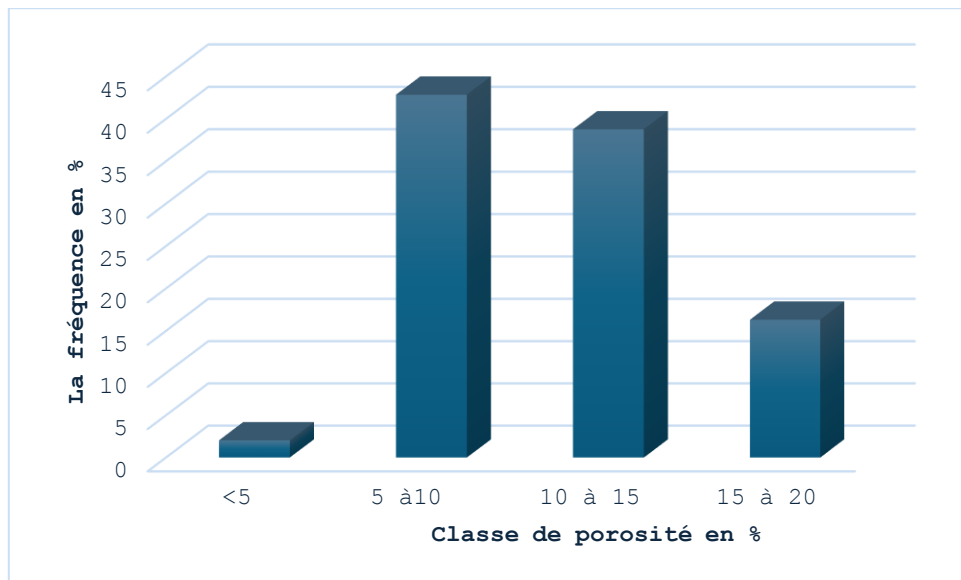


Figure. III. 5 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMN-56

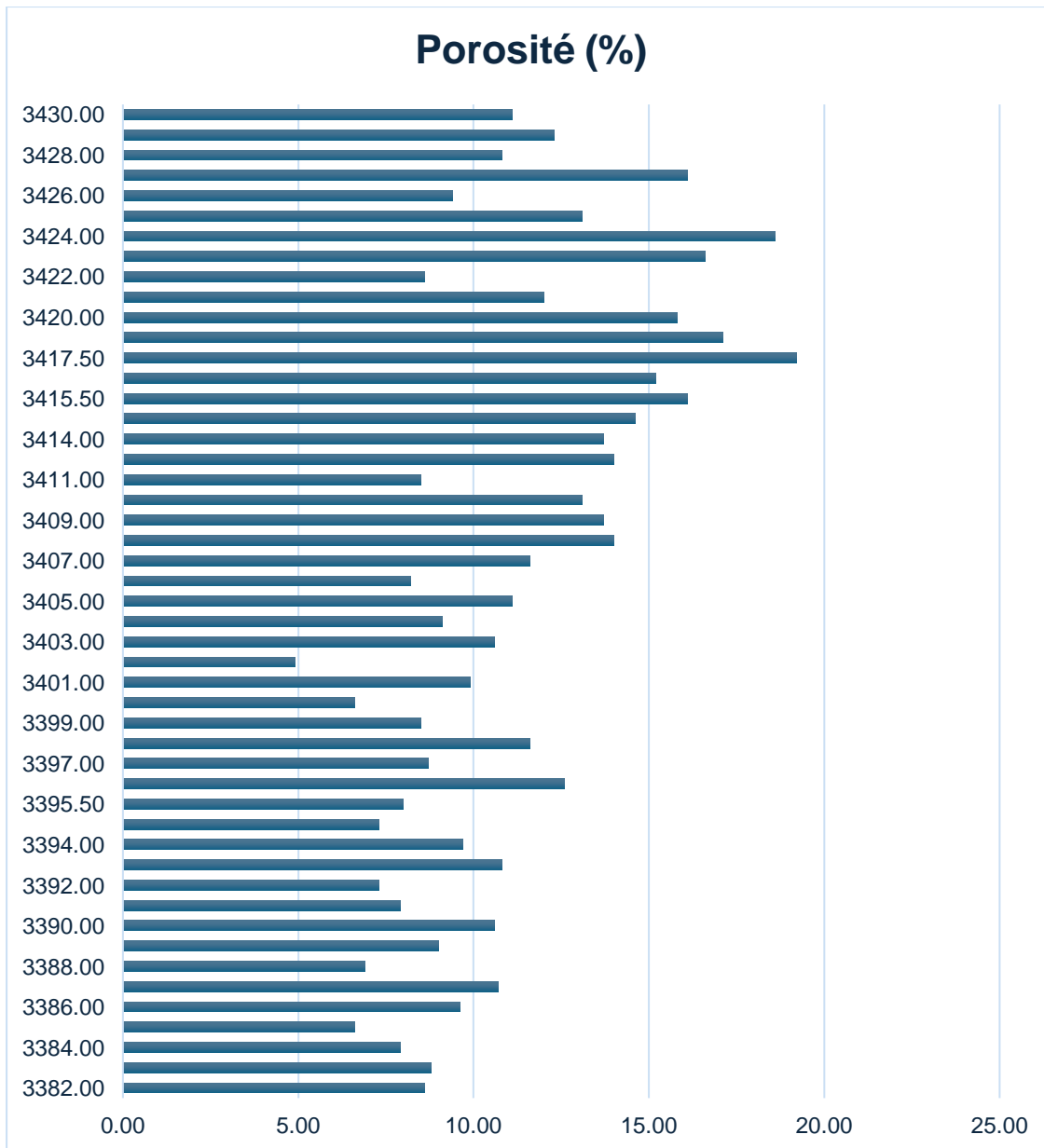


Figure. III. 6 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMN-56

A partir du profil de l'évolution verticale de la porosité établi sur le puits OMN-56 on remarque que dans l'intervalle [3382-3405[m ; la valeur de porosité est médiocre entre 5% et 10% puis devenue bonne jusqu'à la profondeur 3417.50 m ou elle atteint 19.20%. **Figure. III.6**

D- Au niveau du puits OMK-112

Tableau. III. 4 : données statistiques du puits OMK-112

	La porosité
Nombre de valeurs	326
Maximum	15.8
Minimum	0.5
Moyen	6.11

- L’histogramme des classes de la porosité présente une distribution à caractère unimodale, ou la classe de porosité [5 à 10[% est la plus dominante avec une concentration de 61.65% de la valeur de la population. **Figure.III.7**

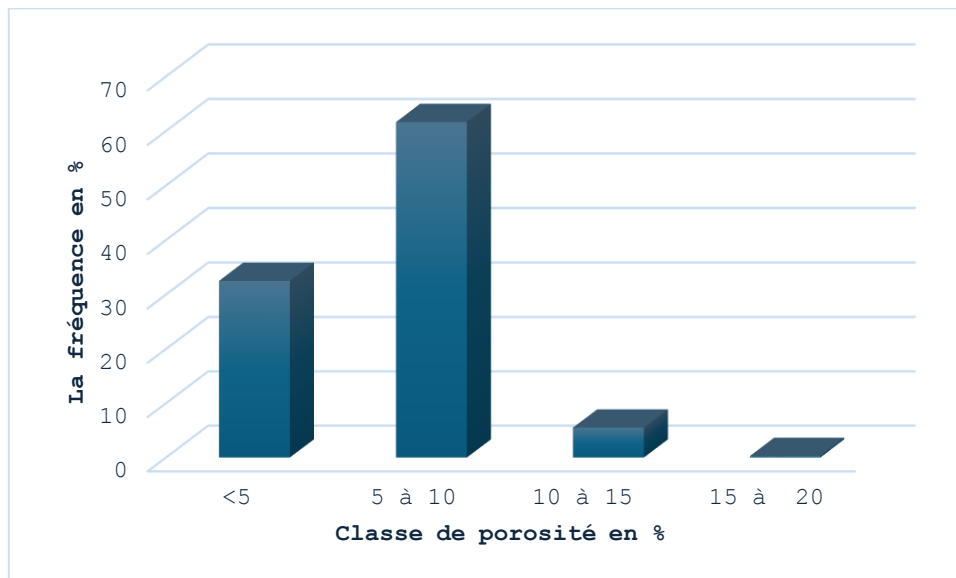


Figure. III. 7 : Histogramme de la porosité au niveau du puits OMK-112

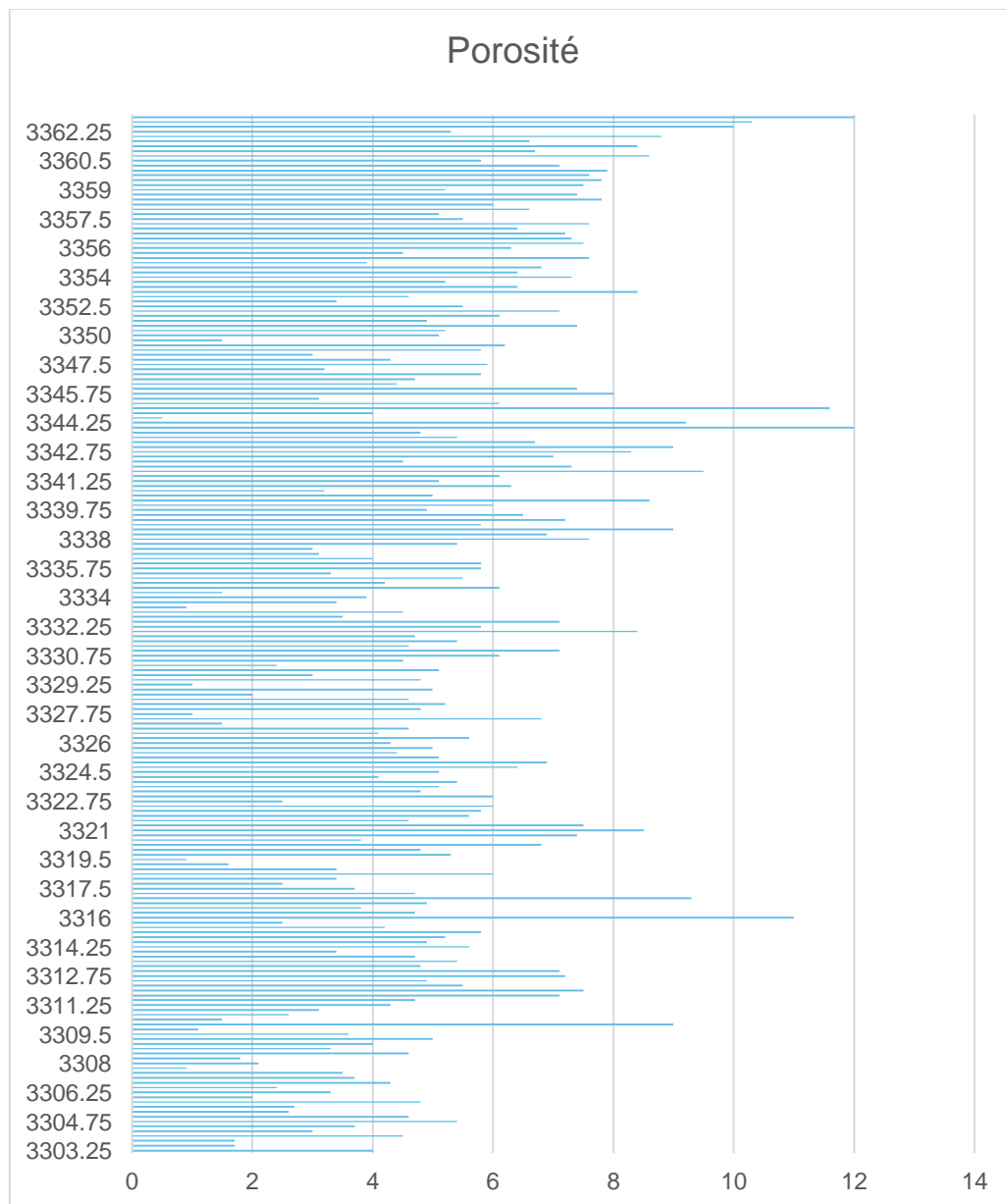


Figure. III. 8 : Evolution verticale de la porosité dans le puits OMN-56

Le profil de l'évolution vertical de la porosité dans le puits OMK-112 montre des valeurs Médiocre de cette dernière [5 à 10[% dans tout l'intervalle carotté. **Figure. III.8**

1.2 Distribution de perméabilité

A- Puits OMJ-712

Tableau. III. 5 : données statistiques du puits OMJ-712

	La perméabilité
Nombre de valeurs	357
Maximum	322.00
Minimum	0.01
Moyen	4.56

- L’histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution unimodale symétrique dont le mode correspond à la classe [1 à 50[md a une fréquence de 36.69%. **Figure.III.10**

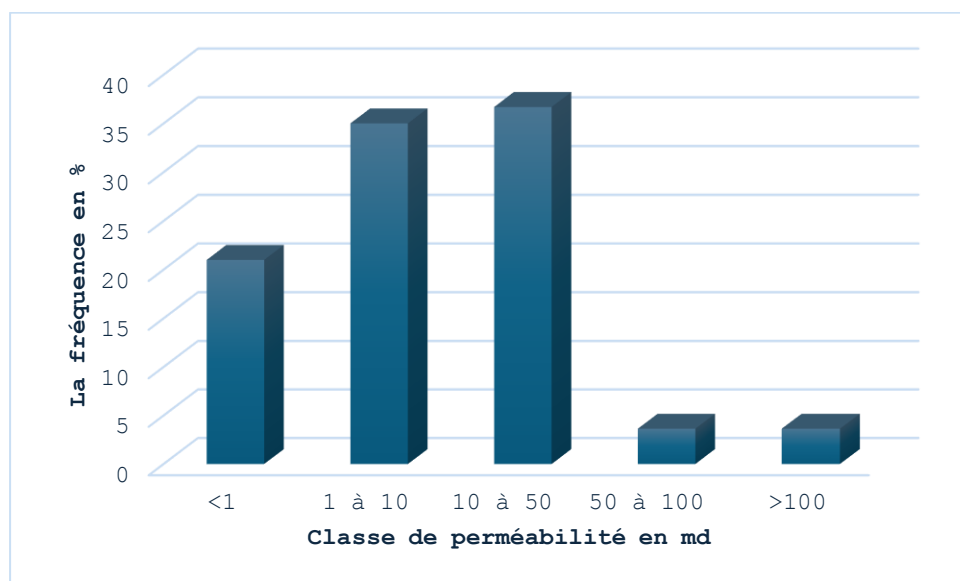


Figure. III. 9 : Histogramme de la perméabilité au niveau du puits OMJ-712

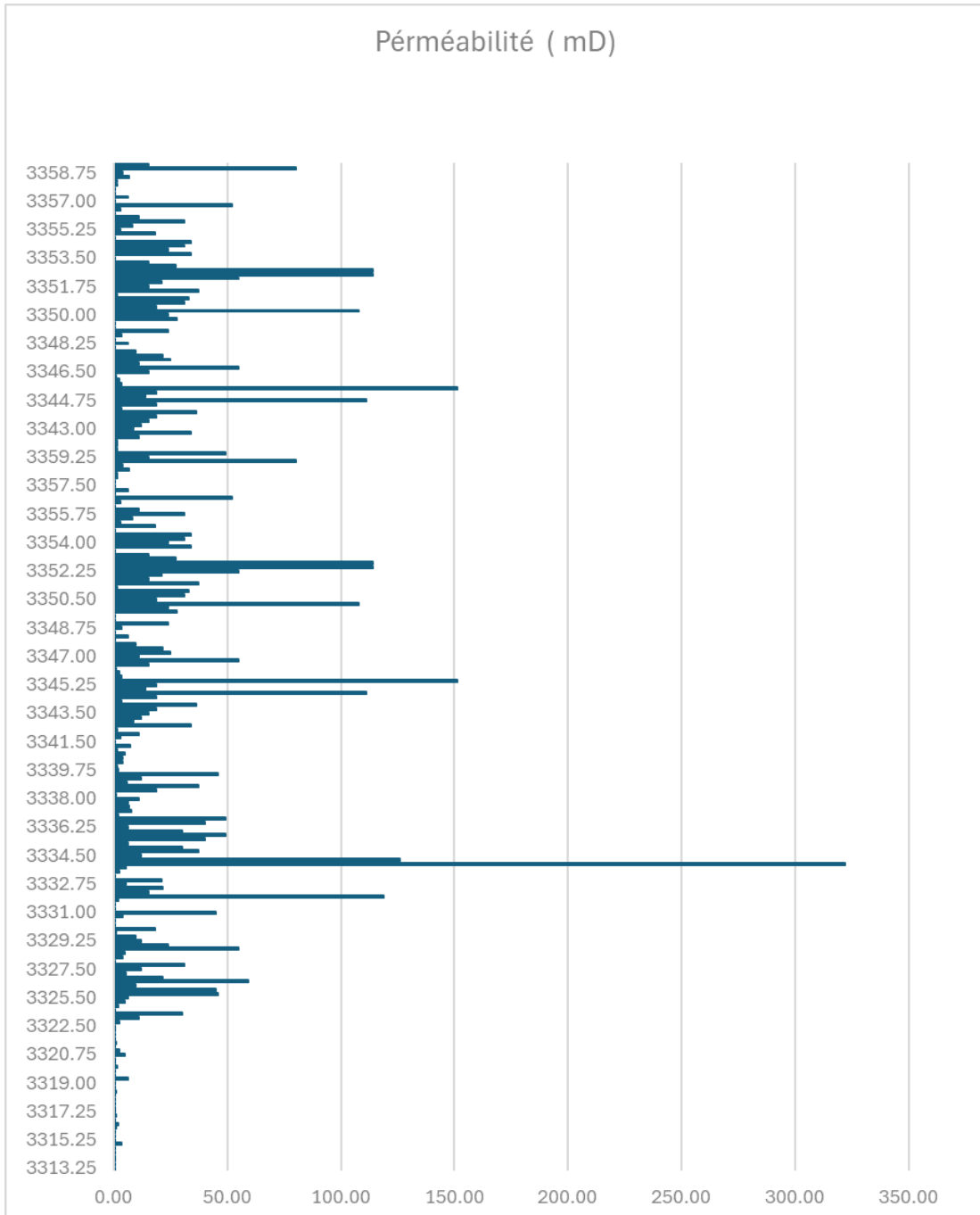


Figure. III. 10 : Profil de l'évolution verticale de perméabilité dans le puits OMJ-712

D'après le profil de l'évolution verticale de perméabilité dans le puits OMJ-712 On peut remarquer dans l'intervalle 3313.25 m à 3322.50 m très faible perméabilité. Le deuxième intervalle de 3323.25 m à 3359.00 m avec des valeurs médiocre. **Figure. III.11**

B- Puits OMJ-822

Tableau. III. 6 : données statistiques du puits OMJ-822

..

	La perméabilité
Nombre de valeurs	342
Maximum	281,20
Minimum	0,03
Moyen	2.94

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution unimodale symétrique dont le mode correspond à la classe [1 à 50[md a une fréquence de 42.7%. **Figure.III.12**

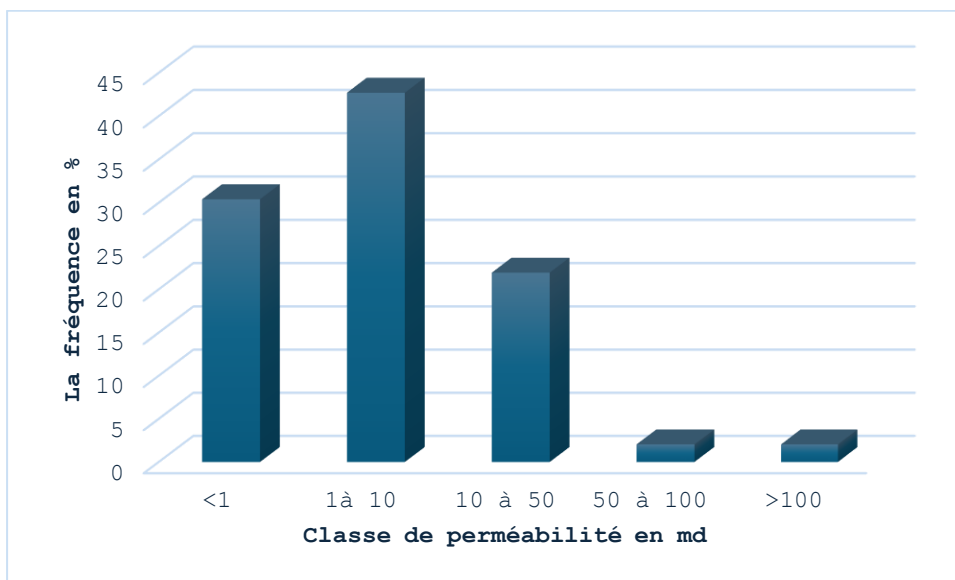


Figure. III. 11 : Histogramme de la perméabilité au niveau du puits OMJ-822

..

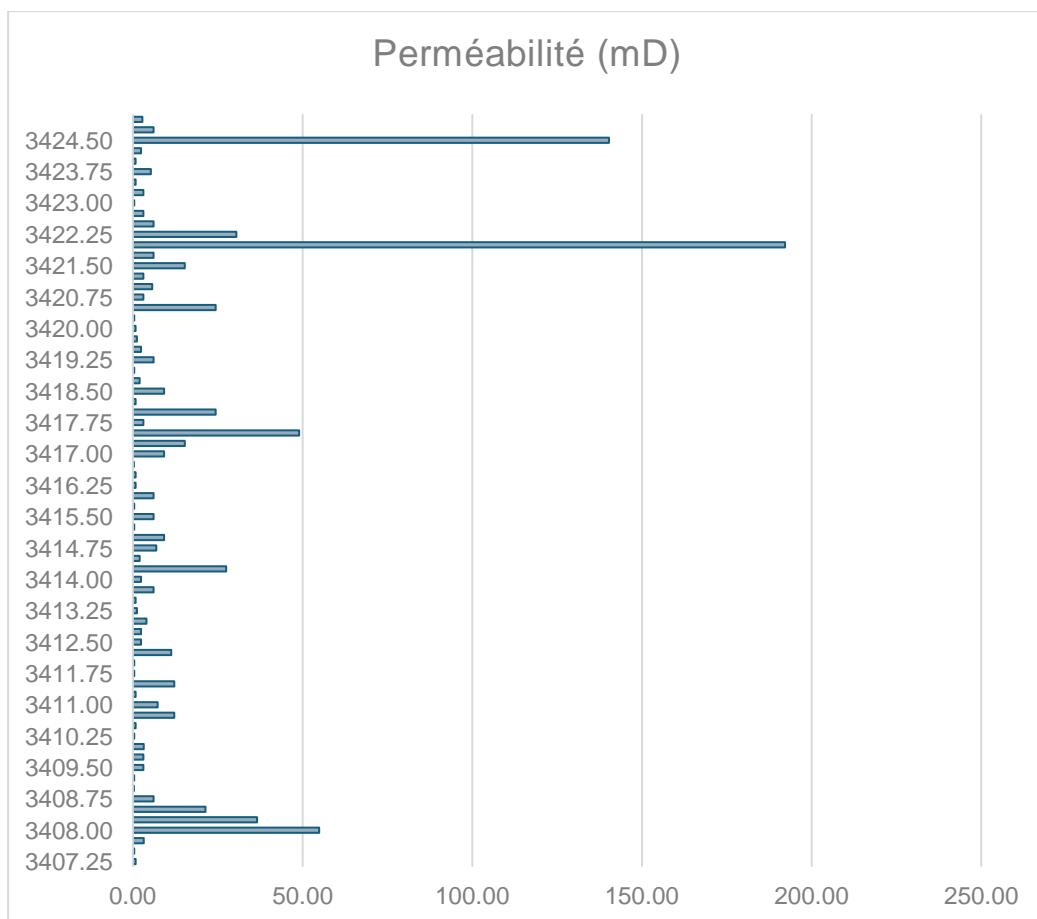


Figure. III. 12 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMJ-822

Le puits OMJ-822 est caractérisé par des valeurs de perméabilité très hétérogène ou cette dernière varie de 0.03 md à 281.20 md, l'intervalle 3407.25 m à 3424.25 m qui fait partie de caractérisé par des valeurs de perméabilité médiocre ne dépasse pas 50 md avec deux cas exceptionnel peut être due à la fissuration, la première cas est la plus grande valeur de perméabilité enregistré 281.20 dans la profondeur 3424.00 m md et la deuxième cas de 40.50 md dans la profondeur 3421.50 m. **Figure. III. 13**

C- Puit OMN-56

Tableau. III. 7 : données statistiques du puits OMN-56

	La perméabilité
Nombre de valeurs	49
Maximum	288.00
Minimum	0.11
Moyen	2.575

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale, le premier mode correspond à la classe [1 à 10[pour une fréquence de 63.26% de valeur de la population et le deuxième mode correspond à la classe >100 md pour une concentration de 2.04%.

Figure.III.14

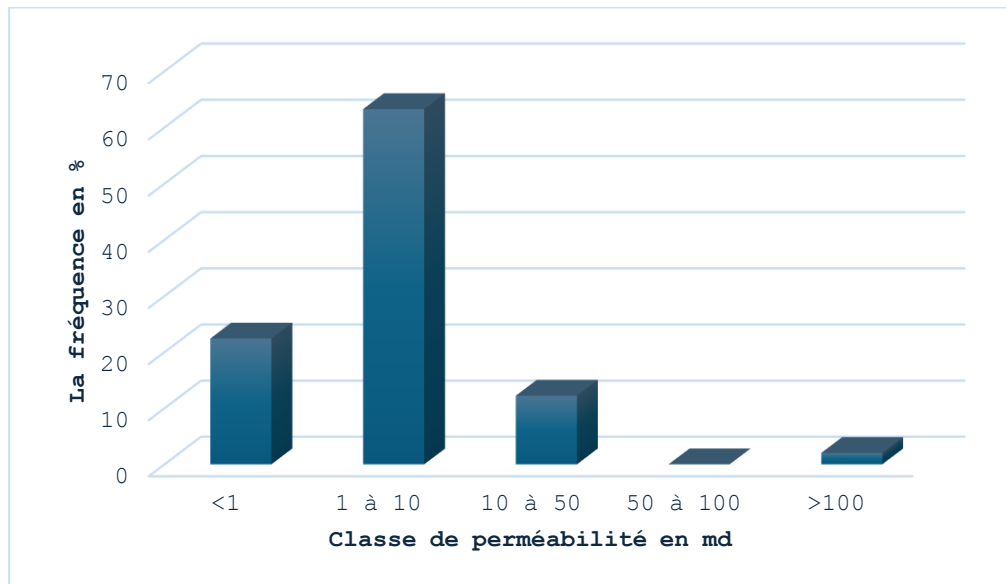


Figure. III. 13 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits OMN-56

- Le puits OMN-56 caractérisé par des valeurs très faible à faible de perméabilité ou cette dernière ne dépasse pas 10 md avec deux cas exceptionnels peut être due à la fracturation et fissuration, la première dans la profondeur 3393.0 m ou la valeur de perméabilité ataint 280.00 md et la deuxième de 40.50 md dans la profondeur 3401.00. **Figure. III.15**

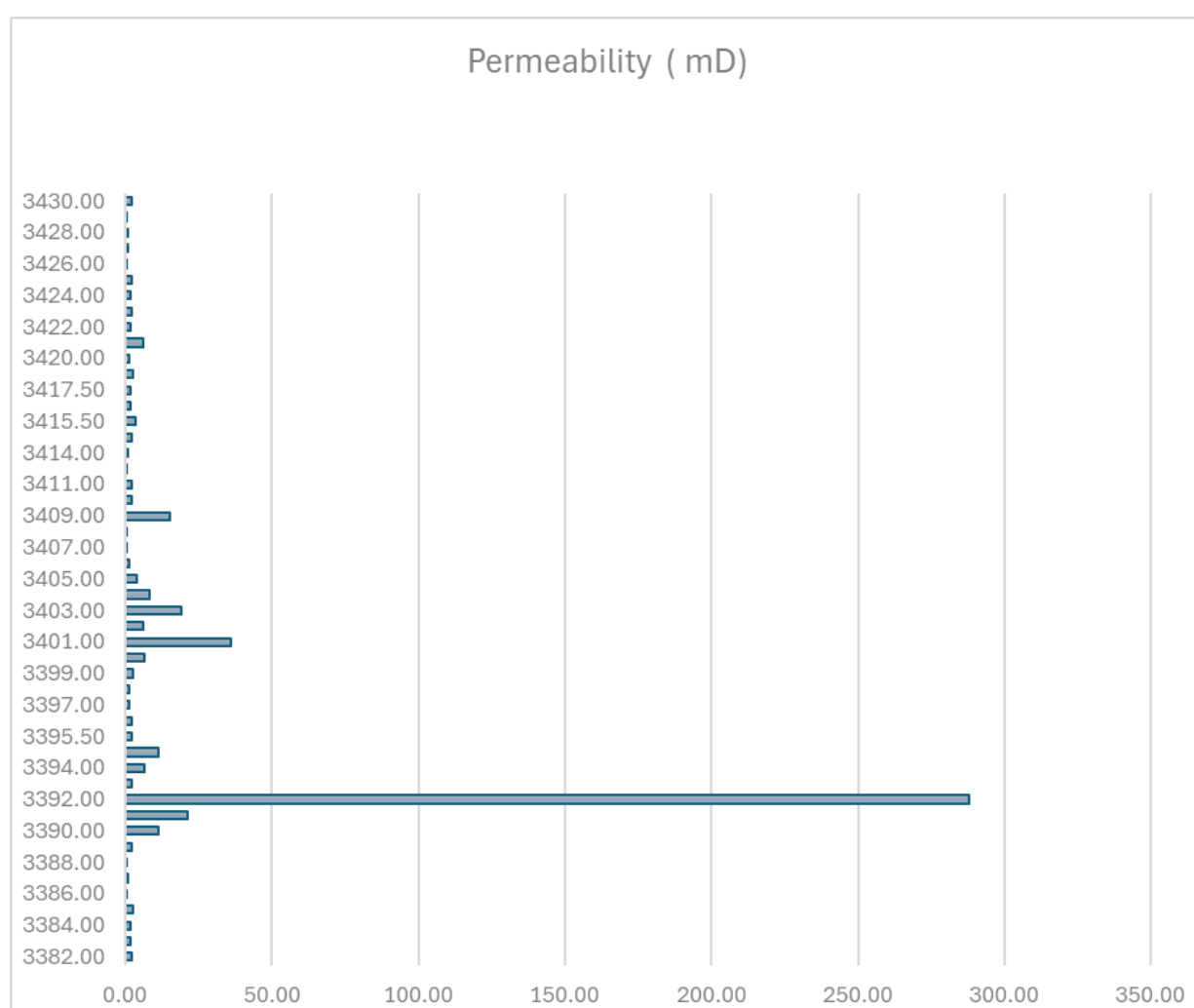


Figure. III. 14 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMN-56

D- Puits OMK-112

Tableau. III. 8 données statistiques du puits OMK-112

	La perméabilité
Nombre de valeurs	236
Maximum	722
Minimum	0.01
Moyen	0.596

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution unimodale symétrique dont le mode correspond à la classe inférieure 1 md a une fréquence de 64.41%. **Figure.III.16**

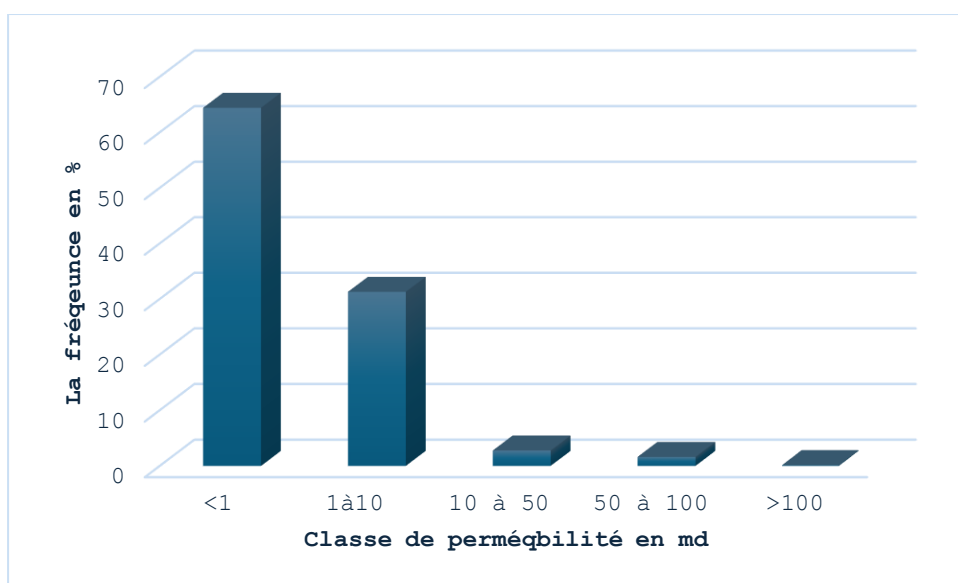


Figure. III. 15 : Histogramme de perméabilité au niveau du puits OMK-112

- Le puits OMK-112 caractérisé par des valeurs très faible à faible de perméabilité, on remarque que dans l'intervalle [3303-3338]m le maximum valeur de perméabilité est 39.7 md dans la profondeur 3326.25 m. **Figure. III.17**

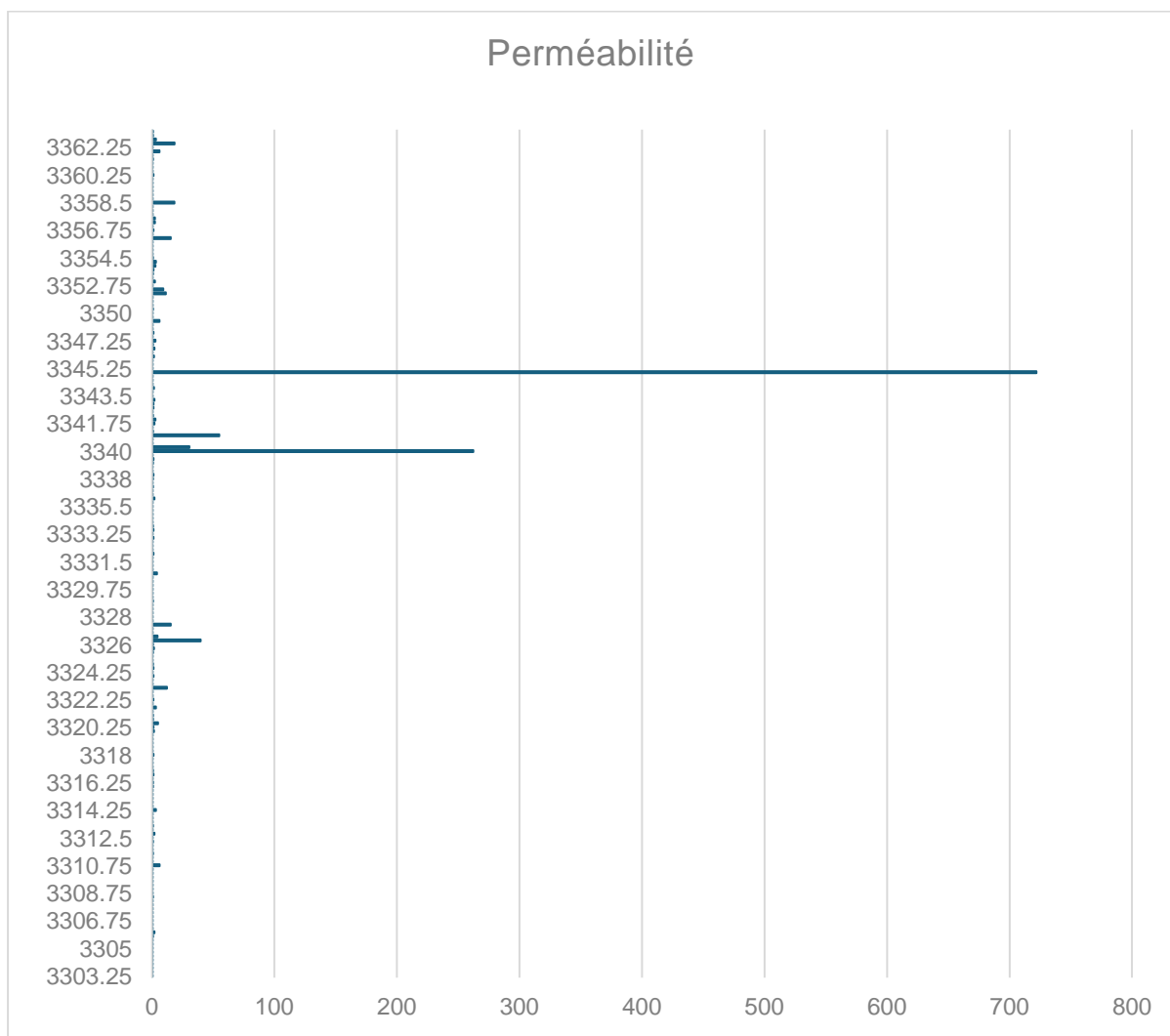


Figure. III. 16 : Profil de l'évolution vertical de perméabilité dans le puits OMK-112

1.3 Distribution de saturation

A- Au niveau du puits OMJ 712

Tableau. III. 9 : des données statistiques du puits OMJ-712

	La saturation
Nombre de valeurs	86
Maximum	74.1
Minimum	0
Moyen	20.35

- L'histogramme des classes de saturation en eau présente une distribution à caractère unimodale, ou la classe de saturation [0 à 15[% est la plus dominante avec une concentration de 77.46% de la valeur de la saturation. **Figure.III.19**

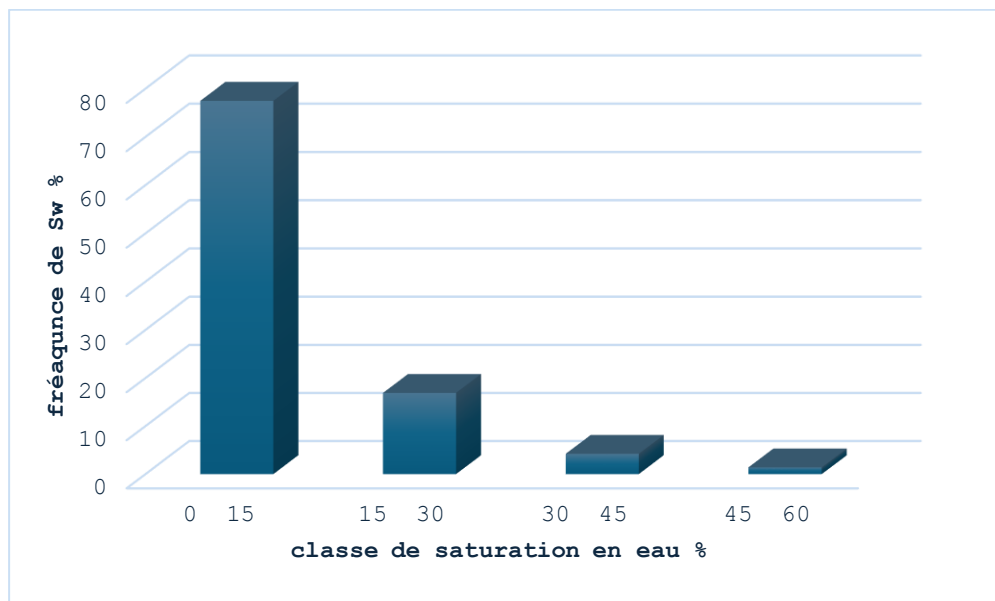


Figure. III. 17 : Histogramme de saturation en eau % du puits OMJ 712

B-Au niveau du puits OMJ-822

Tableau. III. 10 : données statistiques du puits OMJ-822

	La saturation
Nombre de valeurs	43
Maximum	49.7
Minimum	0
Moyen	13.17

- L'histogramme des classes de la saturation présente une distribution unimodale dont le mode correspond à la classe [0 à 10[% atteint la fréquence 74.% de la saturation. **Figure.III.20**

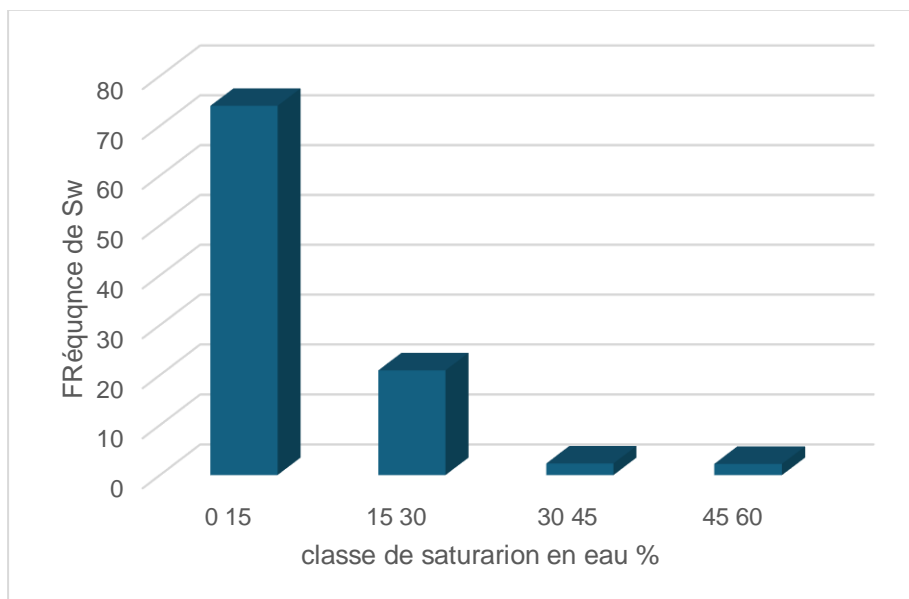


Figure. III. 18 : Histogramme de saturation en eau % du puits OMJ_822

C- Au niveau du puits OMN-56

Tableau. III. 11 : données statistiques du puits OMN-56

	La saturation
Nombre de valeurs	49
Maximum	58
Minimum	2.10
Moyen	20.45

- L'histogramme des classes de la saturation en eau présente une distribution à caractère unimodale, ou la classe de saturation [0 à 15[% est la plus dominante avec une concentration de 46% de la valeur de la saturation. **Figure.III.21**

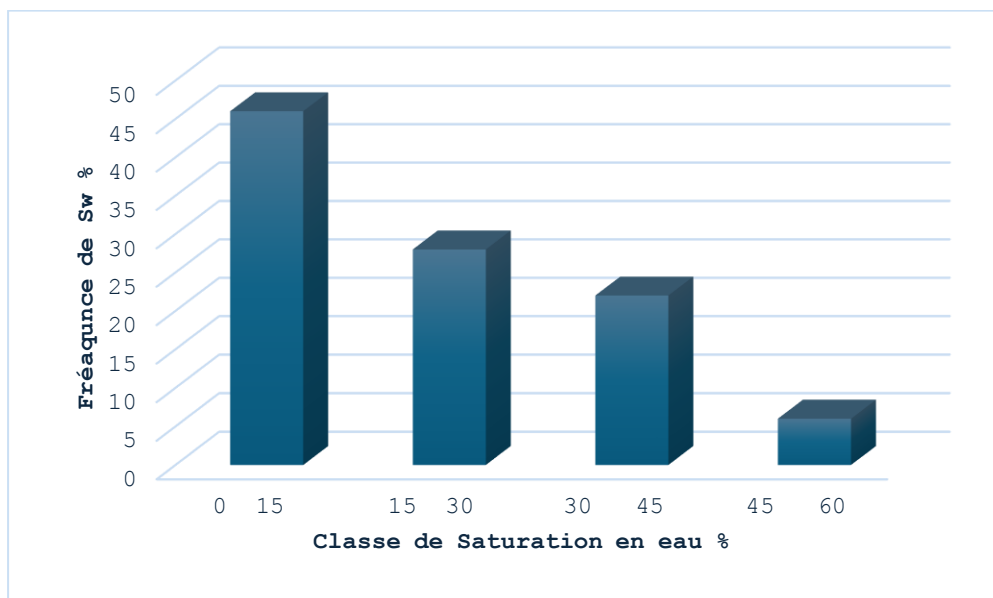


Figure. III. 19 : histogramme de saturation en eau de puits OMN-56

D- Au niveau du puits OMK-112

Tableau. III. 12 : données statistiques du puits OMK-112

	La saturation
Nombre de valeurs	86
Maximum	15.8
Minimum	0.5
Moyen	6.11

- L'histogramme des classes de saturation en eau présente une distribution à caractère unimodale, ou la classe de saturation [15 à 30] % est la plus dominante avec une concentration de 46.51% de la valeur de la saturation. **Figure.III.22**

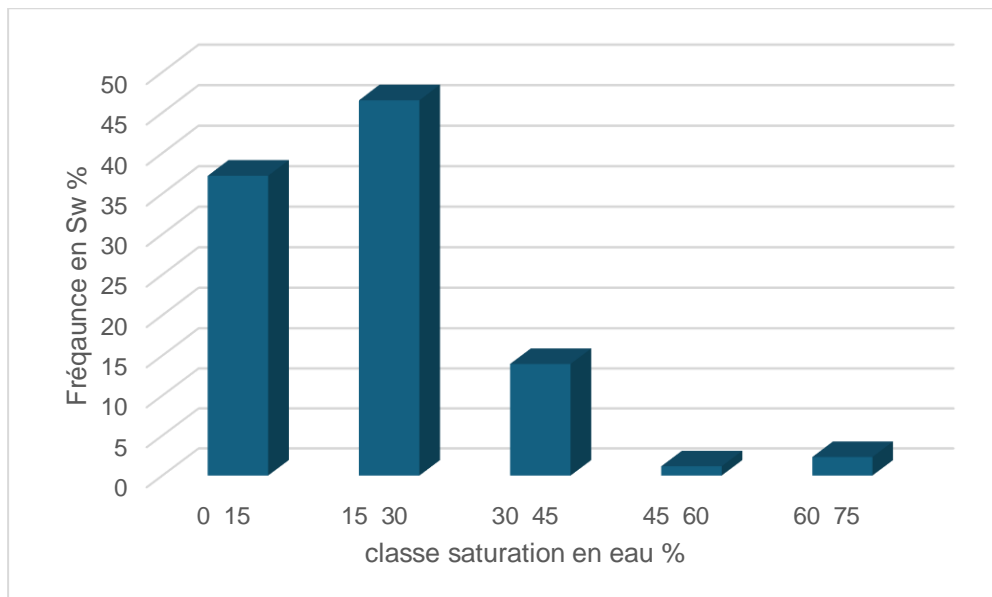


Figure.III. 20 : Histogramme de saturation en eau % de puits OMK 112

Conclusion

Le réservoir cambrien de Hassi Messaoud présente un cycle de dépôt détritique, passant des niveaux de grès grossiers à micro conglomératiques à la base du Litho zone Ra jusqu'aux grès quartzitiques fins à très fins au sommet du Litho zone Ri. Trois environnements sédimentaires sont distingués, avec une dominance du régime fluvial à la base du Litho zone Ra, une transition vers un régime marin marquée par le pic, et une installation du régime marin à partir du Litho zone Ri inférieur. Ce réservoir se distingue par son hétérogénéité, rendant la prédiction des caractéristiques pétrophysiques extrêmement difficile en raison de modifications liées à l'enfouissement.

Le réservoir du Cambrien représente l'horizon de la présence des hydrocarbures. Ce réservoir a fait l'objet de plusieurs subdivisions. Ces subdivisions ont été effectuées sur la base de l'étude sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie).

Il est encourageant de noter que les méthodes et les matériaux utilisés pour mesurer les propriétés pétrophysiques du réservoir ont produit des résultats précis et la qualité de l'étude. Ces résultats seront nécessaires pour évaluer le taux de récupération des hydrocarbures dans le réservoir. En utilisant ces données fiables, vous serez en mesure de développer des stratégies efficaces pour augmenter la récupération des hydrocarbures.

L'étude élaborée au niveau du champ Hassi Messaoud nous a permis de conclure ce qui suit : La distribution verticale de la porosité et de la perméabilité montre une moyenne porosité avec des faibles valeurs de perméabilité, dont le réservoir présente les moyennes valeurs.

En fin, nous concluons que la structure du réservoir cambro-ordovicien de la zone 2 du champ Hassi Messaoud est très solide en interne et nécessite une fracturation pour augmenter le débit de fluide, dans le but d'augmenter le taux d'hydrocarbures extractibles.

Bibliographie

WEC (Well Evaluation Conférences) (2007) + Géologie de l'Algérie" Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.

Mémoire : Caractérisation géologique, pétrophysique et l'étude de la fracturation des réservoirs pétroliers de la série inférieure du Trias et Quartzite El Hamra (champ RAHLET EL AOUDA) Présenté par BELADJEL Abdelali, BEN KHENATTA Tayeb, BOUGOFFA Ahmed Brahim.

BOUJEMAA. 1987 : Les phases tectoniques majeures ayant affectées le Sahara centrale.