

Université Kasdi Merbah - Ouargla.
Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables,
et des Sciences de la Terre et de l'Univers
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolier

Thème:

**Evaluation des Paramètres Pétrophysiques et étude
sédimentologie de la Zone N°13 (Région Hassi Messaoud)**

Présenté par:

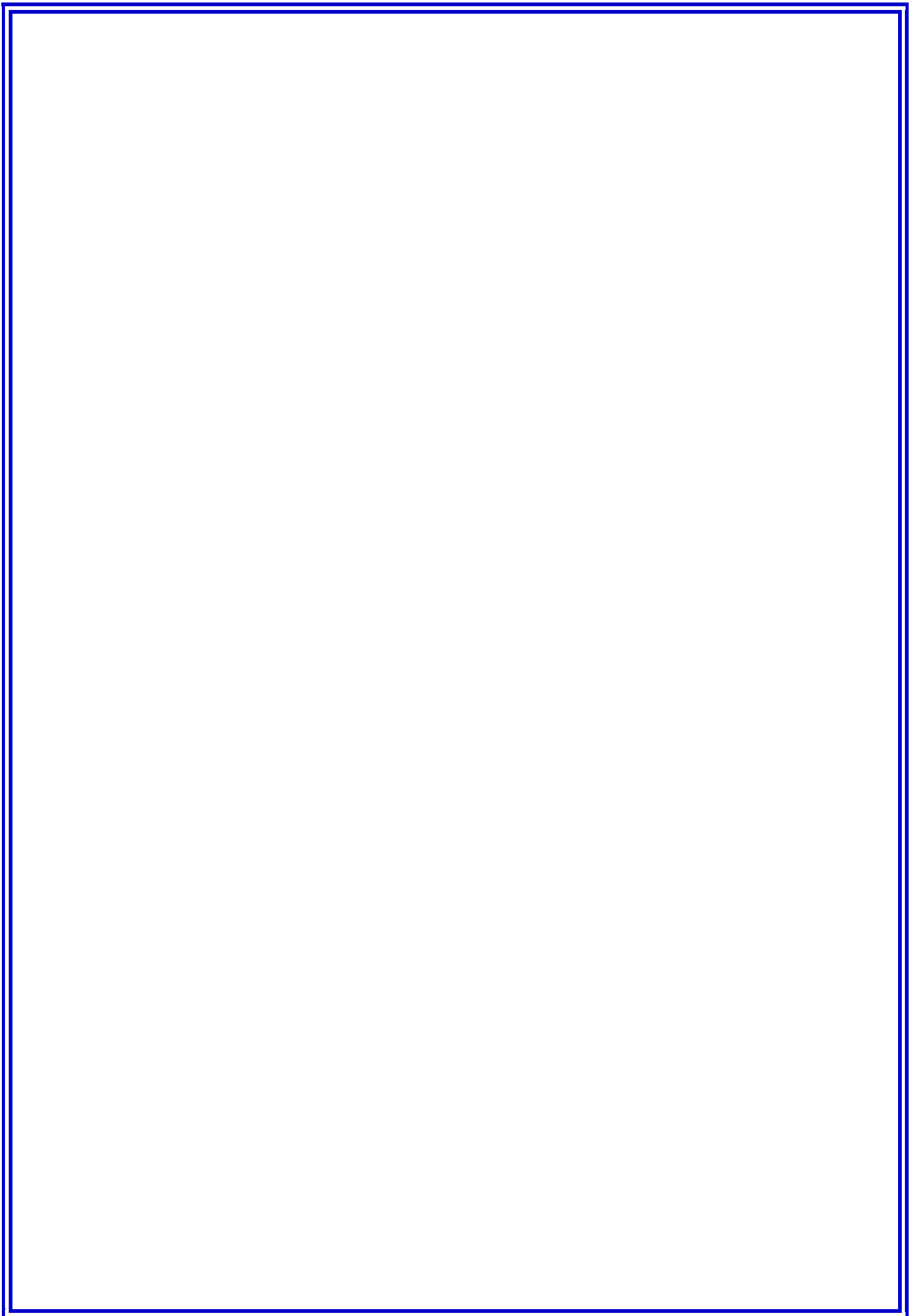
BACHI	OUSSAMA
REBIH	AHMED
BENGLIA	ABDALLATIF

Soutenu publiquement le 20/06/2021

Devant le jury

Président:	Mr. BELKSIER	Med Salah	M.C.A.	Univ. Ouargla
Promoteur :	Mr. FELLAH	LAHCENE	M.C.A.	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. LAOUINI	Hamza	M.A.A.	Univ. Ouargla

Année universitaire: 2020 / 2021



Remerciements

Ce travail n'aurait pu voir le jour sans le soutien, l'aide et les encouragements

Nous avons constamment bénéficié de tout le monde autour de moi. Nous tenons à les remercier aujourd'hui. Ma gratitude particulière :

D'abord à Dieu Tout-Puissant, qui m'a donné la bonne volonté Courage et patience pour accomplir cet humble travail. Fellah Lahsan pour tout ce qu'il a su m'apprendre et me faire découvrir à travers lui Accepter de m'encadrer et de me guider tout au long de ce brief pour sa gentillesse et Disponible pour moi. Et nous voulons lui dire à quel point c'est gratifiant Travailler avec lui. Et à tous les professeurs qui nous ont appris sur ce chemin

Enfin, nous tenons à remercier nos amis qui m'ont soutenu dans les moments difficiles. Mes pensées se tournent en particulier vers :

C'est bien d'avoir des gens sur qui on peut toujours compter.

*Les étudiants de la 2ème année Master géologie du Pétrole
(Promotion 2020_2021)*

Dédicace

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tous les efforts consenti rien que pour me voir réussir, Et voilà l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et la reconnaissance. A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi. A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études. A mes frères, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées et a toute ma famille. Je voudrais aussi profiter de l'occasion pour remercier tous mes amis et camarades qui m'ont soutenu et qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour que je puisse bénéficier de leur aide et leurs suggestions, et aussi tous les instituteurs qui ont contribué à mon éducation et à ma formation durant toutes les étapes de mes études. Et enfin, je dédie ce travail à tous ceux qui ont participés de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

Abdellatif Benglia

Dédicace

C'est avec grand plaisir que je dédie cet humble acte à ma chère maman, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi. A mon cher père pour ses encouragements et son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin de ne pas entraver la progression de mes études. A tous mes frères et sœurs. A Mr. l'encadreur Lahcene fellah pour son aide et ses encouragements. A mon meilleur ami Oussama et Abdellatif à tous ceux que j'aime et respecte

Ahmed Rebih

Dédicace

*En ce jour spécial, je tiens à remercier
Mon père du fond du cœur pour tout ce qui a
fait pendant des années.*

*A ma très chère maman, pour sa tendresse,
sa bienveillance,*

*Son encouragement, pour ce qu'elle a fait
depuis mon enfance jusqu'à ce jour.*

*Et à ma future épouse pour son soutien
A ma tous les membres de la famille BACHI*

*A tous mes professeurs professeur
A mes amis AHMED REBIH, BENGLIA
ABDILLATIF*

*A tous mes collègues de l'université Kasdi
Merbah Ouargla.*

*En particulier
Les étudiants de la 2ème année Master
géologie du Pétrole
(Promotion 2020_2021)*

Bachi Oussama

Liste des Figures

FIGURE 1: LES PRINCIPAUX RESERVOIRS EN ALGERIE (WEC-2007)[6].	2
FIGURE 2: SUBDIVISION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD (WEC-2007)[6].	2
FIGURE 3: SITUATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD (WEC-2007)[6].	3
FIGURE 4: COLONNE STRATIGRAPHIQUE DU RESERVOIR DE HASSI MESSAOUD (WEC-2007)[6].	7
FIGURE 5: 1CONCEPT DU JEU « ORDOVICIEN INFERIEUR » POUR LE CHAMP PETROLIER GEANT DE HASSI MESSAOUD, LA PLATE-FORME SAHARIENNE, L'ALGERIE :A)UNE CARTE GEOLOGICA MONTRANT L'EMPLACEMENT DE LA ZONE D'ETUDE, B) UNE CARTE SCHEMATIQUE MONTRANT LA POSITION DES DEUX PUIITS (OMW-2 ET OMW-15), A – B EN C) COUPE GEOLOGIQUE A TRAVERS LA ZONE D'ETUDE (SONATRACH ET MODIFIE DE SCHLUMBERGER (2007)[8, 9].	8
FIGURE 6: COUPE TRANSVERSALE TECTONIQUE SCHEMATIQUE (EXAGEREE VERTICALEMENT) A TRAVERS LE SAHARA ORIENTAL MONTRANT LES PRINCIPALES UNITES STRATIGRAPHIQUES, LES PRINCIPALES STRUCTURES REGIONALES ET LES EMBLACEMENTS DES PRINCIPALES ACCUMULATIONS DE PETROLE (MODIFIE A PARTIR DE LA COUPE TRANSVERSALE DE SONARCO)[14].	10
FIGURE7 : COLONNE CHRONO-LITHO-STRATIGRAPHIQUE MONTRANT LE SYSTEME PETROLIER AINSI QUE LES PRINCIPAUX EVENEMENTS TECTONIQUES AFFECTANT LA ZONE DE HASSI MESSAOUD (MODIFIE DE SONATRACH WEC, 2007)[9].	11
FIGURE 8: LIMITES DE LA ZONE D'ETUDE (EN VERT).	13
FIGURE 9: SECTION PALEOZOÏQUE DE LA REGION PETROLIERE DE HASSI MESSAOUD (WEC-2007)[6].	15
FIGURE 10: PIEGES STRATIGRAPHIQUES (WEC-2007)[6].	16
FIGURE 11: RESULTATS PETROPHYSIQUES A PARTIR DU RESERVOIR CAMBRIEN(WEC-2007)[6].	18
FIGURE 12: SECTION TRANSVERSALE DU CHAMP PETROLIER DE HASSI MESSAOUD(WEC-2007)[6].	19
FIGURE 13: DECOUPAGE EN DRAIN DU CAMBRIEN DE HASSI MESSAOUD (DOCUMENT SONATRACH, 2005).	19
FIGURE 14. EXTRACTEUR DE SOXHLET [16].	20
FIGURE 15. EQUIPEMENTS DE PHOTOGRAPHIE TYPE LUMIERE BLANCHE ET ULTRA-VIOLET [19].	22
FIGURE 16. LES MODELES D'ARCHIVAGE: (CAROTTE COMPLET, SLABEE OU PLUGS) [19].	22

Liste des Figures

FIGURE 17. POMPE VOLUMETRIQUE A DEPLACEMENT DE MERCURE : (A) SCHEMA, PHOTOGRAPHIE [22, 23].	24
FIGURE 18. PERMEAMETRE CONVENTIONNEL (GAUCHE) ; CONFINING MEASUREMENT SYSTEM - CMS 300 – (DROITE)[24].	25
FIGURE19 : EXTRACTEUR DE DEAN-STARK . [28].	29
FIGURE19: CARTE DE ZONATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.	32
FIGURE 20: POSITIONS DES PUIITS DANS LA ZONE 13.	32
FIGURE21:LOG STRATIGRAPHIQUE AVEC GAMMA RAY ET NEUTRON DU PUIITS MD24 MONTRANT LES DIFFERENTS DRAINS DU CAMBRIEN DE HESSI MESSAOUD.	35
FIGURE 22: LOG STRATIGRAPHIQUE AVEC GAMMA RAY ET NEUTRON DU PUIITS MD 78 MONTRANT LES DIFFERENTS DRAINS DU CAMBRIEN DE HASSI MESSAOUD.	37
FIGURE 23: LOG STRATIGRAPHIQUE AVEC GAMMA RAY ET NEUTRON DU PUIITS MD 67 MONTRANT LES MONTRANT LES DIFFERENTS DRAINS DU CAMBRIEN DE HASSI MESSAOUD.	39
FIGURE 24: LOG STRATIGRAPHIQUE AVEC GAMMA RAY ET NEUTRON DU PUIITS OMP 40 MONTRANT LES	41
FIGURE 25:DIFFERENTS ASPECT DES GRES DU CAMBRIEN DE HASSI MESSAOUD	42
FIGURE 26: SILT ARGILO-MICACE.	43
FIGURE 27: DIFFERENTS TYPE DE STRATIFICATIONS OBSERVEES DANS LE CAMBRIEN DE HASSI MESSAOUD.	43
FIGURE 29: TIGILLITES.	44
FIGURE 30: GALET D'ARGILE.	44
FIGURE 31: DISCORDANCE HERCYNIEENNE.	45
FIGURE 32: JOINT ARGILEUX.	45
FIGURE 33:NOTIONS UTILISEES DANS LA CLASSIFICATION DE HAMON (2001).	46
FIGURE 34: DECOUPAGE LITHOSTRATIGRAPHIQUE DU RESERVOIR DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.	48
FIGURE 35: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR. (MD1)	50
FIGURE 36: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR (MD4)	51
FIGURE 37: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR (MD16).	52

Liste des Figures

FIGURE 38: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR (MD86).	53
FIGURE 39: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR (MD298).	53
FIGURE 40: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR (OMP11).	54
FIGURE 41: EVOLUTION DE LA POROSITE TE LA PERMEABILITE EN FONCTION DE LA PROFONDEUR (OMP65).	55
FIGURE 42: HISTOGRAMME DE LA POROSITE (\square) ET LA COURBE DE PROBABILITE DE DISTRIBUTION STATISTIQUE DU PUITTS MD1.	56
FIGURE 43: HISTOGRAMME DE PERMEABILITE (K) ET LA COURBE DE PROBABILITE DE DISTRIBUTION STATISTIQUE DU PUITTS MD1.	57
FIGURE 44: CORRELATION ENTRE LA POROSITE ET LA PERMEABILITE DE PUITTS MD1.	58
FIGURE 45: HISTOGRAMME DE POROSITE (\square) ET LA COURBE DE PROBABILITE DE DISTRIBUTION STATISTIQUE DU PUITTS MD67.	59
FIGURE 46: HISTOGRAMME DE PERMEABILITE (K) ET LA COURBE DE PROBABILITE DE DISTRIBUTION STATISTIQUE DU PUITTS MD67.	60
FIGURE 47: CORRELATION ENTRE LA POROSITE ET LA PERMEABILITE DE PUITTS MD67.	61
FIGURE 48: CARTE ISOPOROSITE DES PUITTS DANS LA ZONE N°13(HASSI MESSAOUD).....	62
FIGURE 49: CARTE ISOPERMEABILITE DES PUITTS DANS LA ZONE N°13(HASSI MESSAOUD).	63
FIGURE 50: HISTOGRAMME ET CROSS PLOT DE PERMEABILITE ET POROSITE.	64

Sommaire

I Généralités sur le champ de Hassi Messaoud	1
I.1 Historique de production du champ de Hassi Messaoud	1
I.2 Présentation de la région	3
I.2.1 Situation géographique.....	3
I.2.2 Situation géologique	3
I.3 Stratigraphie Du Champ De Hassi Messaoud	4
I.3.1 Infracambrien.....	4
I.3.2 Paléozoïque.....	4
I.3.2.1 Cambrien	4
I.3.2.2 Ordovicien	5
I.3.3 Mésozoïque.....	5
I.3.3.1 Trias.....	5
I.3.3.2 Jurassique	6
I.3.3.3 Crétacé.....	6
I.3.4 Cénozoïque	7
I.4 Paléogéographie et tectonique de la région.....	8
I.4.1 Structure du Champ de Hassi Messaoud.....	8
I.5 Aspect Tectonique et Structurale du Champ	9
I.5.1 Structuration du champ de Hassi-Messaoud	9
I.5.1.1 Structuration antétriasique :	9
I.5.1.1.1 Phase panafricaine :	9
I.5.1.1.2 Phase calédonienne	9
I.5.1.2 Structuration Post-triasique	9
I.5.1.2.1 Phase autrichienne.....	9
I.5.1.2.2 Phase Atlasique	9
I.5.1.3 Structuration actuelle	9
I.5.1.4 Les paléo-vallées hercyniennes :	10
I.6 Présentation de la zone 13	12
I.6.1 Introduction	12
I.6.2 Limites de la zone d'étude.....	12
I.6.3 Système Pétrolier du champ de Hassi-Messaoud	خطأ! الإشارة المرجعية غير معرفة.
I.6.3.1 Roche mère	13
I.6.3.2 Roches Réservoirs.....	13
I.6.3.3 Roches couvertures	14
I.7 Pièges et les voies de migration.....	14
I.8 Migration des hydrocarbures	17
I.9 Description du réservoir.....	17
I.9.1 Description des drains	17
I.9.2 Subdivision pétrophysique et notion de drain	18
II Méthodes et matériel utilisés	19
II.1 Introduction	19
II.2 Lavage des Plugs	19

Sommaire

II.2.1 Lavage au Toluène.....	19
II.2.2 Lavage au Méthanol	20
II.2.3 Séchage	20
II.3 Procédure de l'Analyse par la photographie à lumière blanche.....	21
II.3.1 Activité Préparation.....	21
II.3.2 Activité gestion carothèque (Etalage et stockage).....	21
II.3.3 Prise de Photos sous lumière blanche LB (Haute résolution)	21
II.4 Procédure des Mesures Pétrophysiques	22
II.4.1 Mesure de la porosité.....	22
II.4.1.1 Porosité.....	22
II.4.1.1.1 Détermination du volume des pores (vide)	23
II.4.1.1.2 Détermination du volume total.....	23
II.4.1.1.3 Principe de la technique	23
II.4.1.1.4 Description de l'appareil (pompe à déplacement volumétrique).....	24
II.4.1.1.5 Procédure et calcul.....	24
II.4.1.1.6 Précision	24
II.4.2 Mesure de la perméabilité	24
II.4.2.1 Mesure de la Perméabilité à l'air	24
II.4.2.2 Perméamètre conventionnel Standard	25
II.4.2.3 Perméamètre informatisé	25
II.4.2.4 CMS 300 (Confining Measurement System)	25
II.4.3 Densité des grains	27
II.4.4 Mesure de la saturation	27
II.4.4.1 Extraction des fluides au Dean Stark.....	27
II.4.4.1.1 Description de la technique de Dean-Stark	27
II.4.4.1.2 Protocole de la technique	27
II.4.4.2 Extraction des fluides par méthode Retort.....	29
II.4.4.2.1 Description de la technique de Retort	29
II.4.4.2.2 Protocole de la technique	29
II.4.4.2.3 Précision de la mesure des deux méthodes	30
II.5 Analyse et traitement des données	31
III Etude Sédimentologique du secteur d'étude (zone 13).	32
III.1 Introduction au secteur d'étude.....	32
III.2 Description de la sédimentologie des lieux	32
III.2.1 Introduction.....	32
III.2.2 Description des carottes.....	33
III.2.2.1 Puits MD24 :	33
III.2.2.2 Puits MD78 :	34
III.2.2.3 PuitsMD67 :	38
III.2.2.4 PuitsOMP40 :	40
III.3 Caractéristiques sédimentologiques du réservoir.....	42
III.3.1 Lithologie.....	42
III.3.1.1 Grès.....	42

Sommaire

III.3.1.2 Silt.....	42
III.3.2 Structures sédimentaires	43
III.3.2.1 Les stratifications obliques:	43
III.3.2.2 Les stratifications entrecroisées :	43
III.3.3 Structures organiques	44
III.3.4 Galets d'argiles	44
III.3.5 Discontinuités :	44
III.3.6 Faciès du secteur d'étude :	45
III.4 Subdivision du réservoir	45
III.4.1 Le découpage lithostratigraphique du réservoir Cambrien :.....	46
III.4.2 Les limites utilisées	47
III.5 Conclusion	49
IV Etude statistiques et analyse des paramètres pétrophysiques	50
IV.1 Distribution des paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur	50
IV.1.1 Puits MD 1:.....	50
IV.1.2 Puits MD 4.....	51
IV.1.3 Puits MD 16.....	51
IV.1.4 Puits MD 86.....	52
IV.1.5 Puits MD 298.....	52
IV.1.6 Puits OMP 11.....	54
IV.2 Etude statistiques des paramètres pétrophysiques:	55
IV.2.1 Puits MD1.....	55
IV.2.1.1 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la Probabilité des porosités:	55
IV.2.1.2 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la.....	56
IV.2.1.2.1 Probabilité de la perméabilité :	56
IV.2.1.2.2 Relation entre la porosité et la perméabilité	57
IV.2.2 Puits MD 67.....	58
IV.2.2.1 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la Probabilité des porosités	58
IV.2.2.2 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la Probabilité de la perméabilité	59
IV.2.2.3 Relation entre la porosité et la perméabilité :	60
IV.2.2.4 Etude de la variation latérale la porosité :	61
IV.2.2.5 La corrélation entre les cartes isoporosité et isoperméabilité	63
IV.2.2.6 conclusion.....	65

Sommaire

Introduction Générale

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, Ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prît sa forme actuelle. Ces évènements jouent un rôle important sur les caractéristiques de Ce gisement.

Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958. Le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés ET d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole; contribue ainsi au développement de l'économie nationale.

La phase la plus importante dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, elle donne une image sur le gisement d'hydrocarbures. L'étude de ce dernier, fait appel à des techniques d'analyse de comportement pour une meilleure acquisition des données afin de construire un modèle de réservoir, orientée l'implantation des nouveaux puits et optimiser la récupération des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée visant à établir un projet de développement du champ.

Faisant partie des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone 13 sélectionnée dans ce travail pour être l'objet de cette étude multidisciplinaire. Les principaux objectifs sont :

- ✓ Établir des cartes en isobathes et iso-paramètre
- ✓ Établir des corrélations entre des différents puits.
- ✓ Caractériser les différents les paramètres pétro-physiques.

La réalisation de ce travail a nécessité des travaux sur chantier et au laboratoire :

- ✓ Choix des sondages : ceci a nécessité de retrouver des puits dont les carottes sont disponibles.
- ✓ Description de carottes et prise de photos.
- ✓ Réalisation de coupes géologiques.
- ✓ Etude de la corrélation porosité/perméabilité pour des puits

Notre travail est réparti en quatre phases; La première présentera les généralités sur le champ de HMD, la seconde traitera la méthodologie de travail et la troisième porte sur l'étude sédimentologique de la zone d'étude la dernière qui étudie la répartition des paramètres pétro physiques.

Premier Chapitre

I Généralités sur le champ de Hassi Messaoud

I.1 Historique de production du champ de Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises, la CFPA (compagnie française des pétroles d'Algérie) pour le Nord et la SN-REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) pour le Sud [1, 2].

Le 15 janvier 1956 fut réalisé le premier forage du puits MD1, le 15 juin de la même année ce forage a permis de découvrir la couche productrice gréseuse, d'âge cambrien située à une profondeur de 3338m qui est caractérisée par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques : porosité, perméabilité qui sont les plus liées à la productivité des puits.

En Mai 1957, la société CFPA a réalisé un puits OM1 à environ 7 Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200m, sa pression initiale est estimée à 482 kg/cm².

La mise en production du champ avait commencé en 1958 avec 20 puits producteurs. Le type de drainage durant les premières années fût par expansion du gaz dissous, néanmoins, l'on a recours, de nos jours au drainage par récupération secondaire, par injection d'eau ou du gaz miscible. Dès lors les forages n'ont cessé de se multiplier, notamment à partir des nationalisations des hydrocarbures le 24 Février 1971[3, 4].

Actuellement, le gisement de Hassi Messaoud est subdivisé en 25 « zones de production » sur la base du comportement moyen des pressions de gisement. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines. Ces zones sont séparées entre elles par des interzones qui correspondent généralement à des secteurs de passage de failles qui constituent des barrières plus ou moins étanches à la circulation des fluides entre les différentes « zones de production »[4, 5].

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

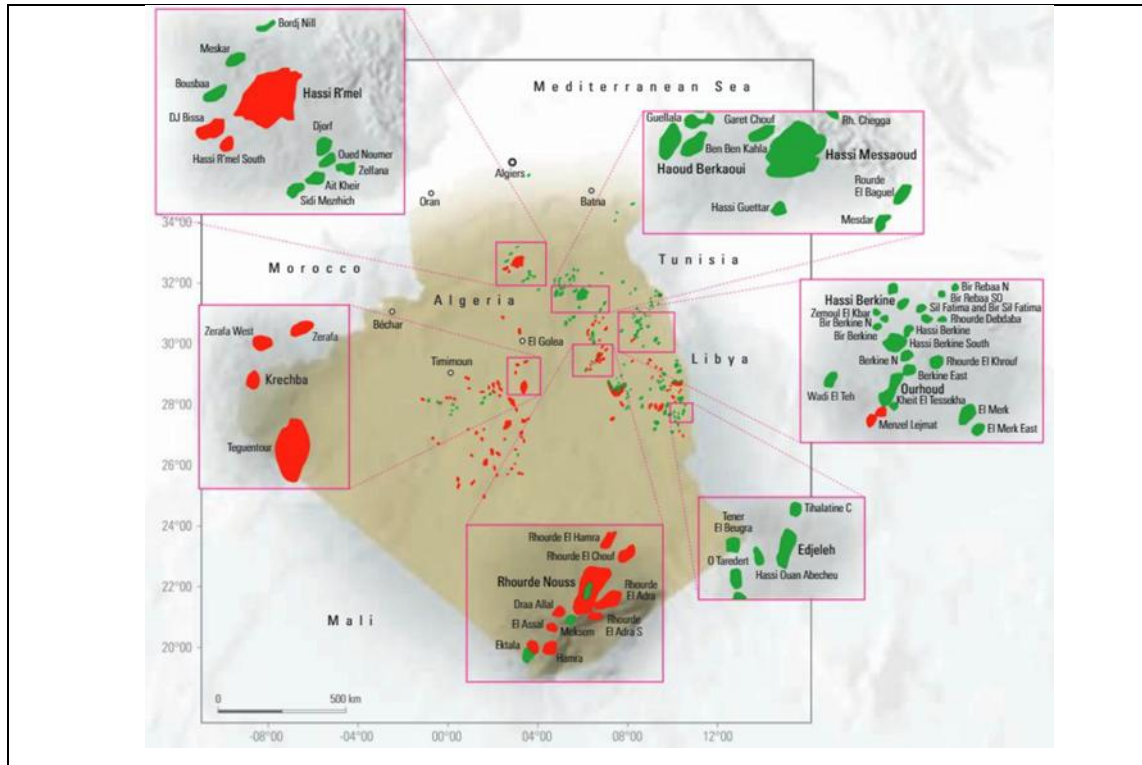


Figure 1: Les principaux réservoirs en Algérie (WEC-2007)[6].

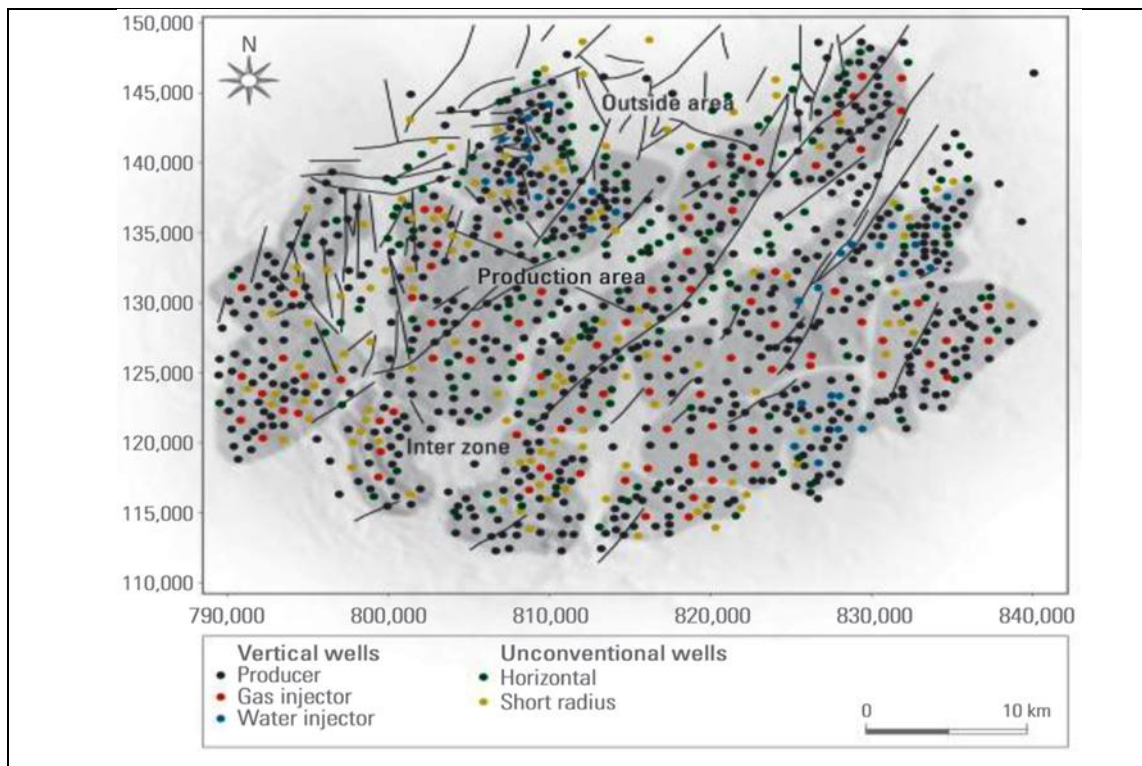


Figure 2: Subdivision du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007)[6].

I.2 Présentation de la région

I.2.1 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'huile d'Algérie, et se situe à environ 700 km au Sud-Est d'Alger, à 280km au Sud-Est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière Tunisienne (Fig. 1). Il s'étend sur une superficie de 2500 Km². Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

$$X = [790.000 - 840.000] \quad \text{Est}$$

$$Y = [110.000 - 150.000] \quad \text{Nord}$$

I.2.2 Situation géologique

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 (**Fig.3**) [7].

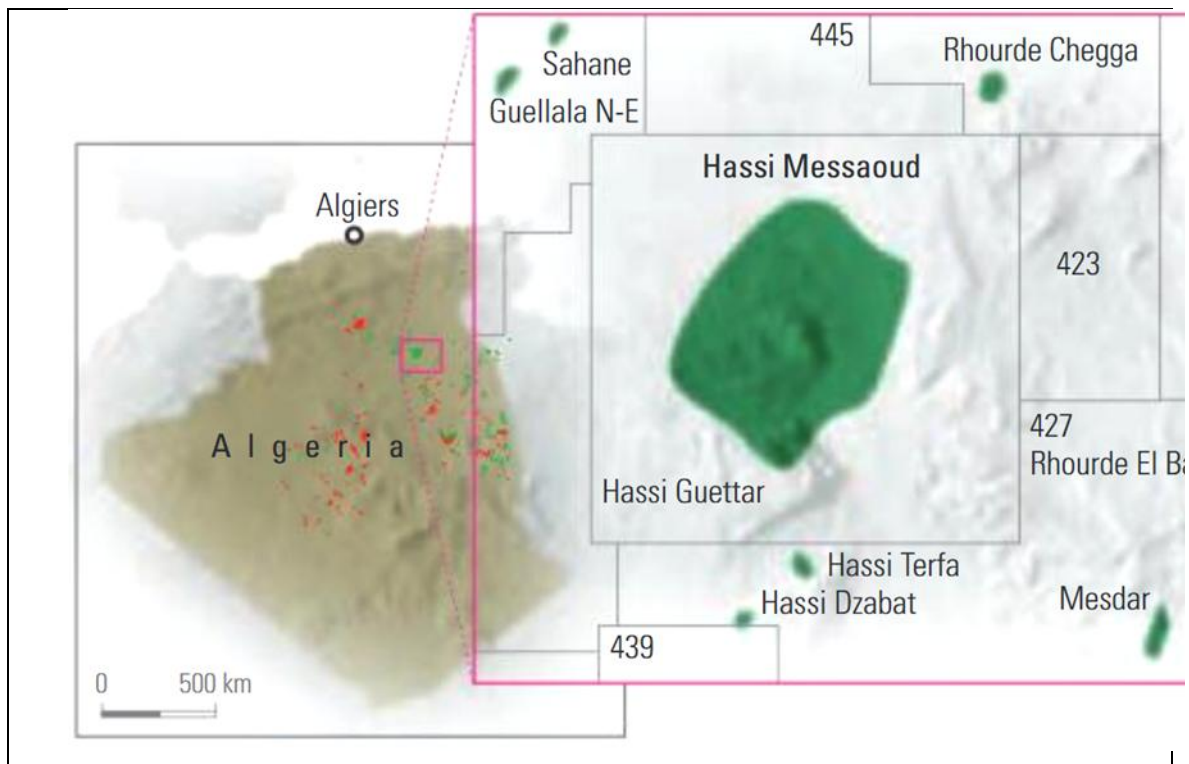


Figure 3: Situation du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007)[6].

Il est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].

- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

I.3 Stratigraphie Du Champ De Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud correspond à un vaste anticlinal fortement érodé et cisailé par un jeu de failles d'orientation Nord-Nord-Ouest / Sud-Sud-Est faisant apparaître ainsi une géométrie en horst et grabens (Rapport interne Sonatrach). Notons que les failles sont détectées soit par décalage structurale des formations ou encore lors de la répétition des séries sédimentaires[7].

Sur le plan géologique, le champ de Hassi Messaoud est constitué d'une épaisse série sédimentaire qui comprend de bas en haut, la succession litho-stratigraphique suivante (fig. 3 et 4):

I.3.1 Infracambrien

Au-dessus du socle cristallin, reposent les premiers niveaux sédimentaires représentés par des grès argileux de couleur rouge.

I.3.2 Paléozoïque

Reposant sur la discordance appelée « discordance panafricaine », le Paléozoïque est composé de (fig. 4) :

I.3.2.1 Cambrien

Il a une épaisseur moyenne de 590m. Formant le réservoir principal du champ de Hassi Messaoud, le Cambrien essentiellement gréseux est subdivisé selon la terminologie des géologues de SONATRACH en cinq (05) lithozones (= membres lithologiques)[7]. Il s'agit de bas en haut:

- Lithozone R3 (Epaisseur moyenne : 370 m) : ce sont des grès à grains moyens à grossiers, essentiellement feldspathiques et micacés.
- Lithozone R2 (Epaisseur moyenne : 100 m) : il s'agit de grès à grains moyens à grossiers admettant des intercalations de siltes. On note la présence des litages obliques.
- Lithozone Ra (Epaisseur moyenne : 125 m) : à la différence des faciès précédents, le Ra est composé de grès. Les structures sédimentaires sont représentées par des litages

obliques et entrecoupés. D'après la littérature, la partie supérieure du Lithozone referme des Tigillites.

- Lithozone Ri (Cambro-ordovicien) (Épaisseur moyenne : 42 m) : ce sont des grès quartzitiques à ciment argileux et siliceux, très riches en Tigillites. Notons que pour le pétrolier, le Lithozone Ri représente un réservoir secondaire.
- Zone des alternances (Épaisseur moyenne : 20 m) : elle est représentée essentiellement par des argiles silteuses noires avec des grès quartzites à grains fins.

I.3.2.2 Ordovicien

Il a une épaisseur moyenne de 180m. Il comprend dans l'ordre ascendant, la succession suivante [7] :

- Les Argile d'El Gassi (Épaisseur moyenne : 50 m) : c'est des argiles schisteuses, de couleur verte à noire. Il est à noter la présence des graptolites.
- Les grès d'El Atchane (Épaisseur moyenne : 18 m) : Ce sont des grès à grains fins à très fins, de couleur gris-beige à gris-sombre, et à ciment argileux ou glauconieux. Ils admettent parfois des passées argileuses et silteuses.
- Les quartzites de Hamra (Épaisseur moyenne : 43 m) : il s'agit des grès quartzitiques à grains fins, siliceux, de couleur gris clair à beige. Alors que les intercalations argileuses diminuent dans ce niveau, les Tigillites sont nombreuses.

I.3.3 Mésozoïque

I.3.3.1 Trias

Reposant en discordance sur l'Ordovicien et parfois sur le Cambrien, le Trias comprend verticalement la succession suivante :

- Le Trias éruptif (Épaisseur moyenne : 46 m) : c'est des coulées éruptives admettant des niveaux gréseux.
- Le Trias argilo-gréseux (= TAG pour les pétroliers) (Épaisseur moyenne : 35 m) : essentiellement gréseux, le Trias argilo-gréseux est constitué de grès inférieurs (TAGI) et de grès supérieurs (TAGS). Ce sont généralement des grès à grains fins et à ciment argileux.
- Le Trias argileux (Épaisseur moyenne : 113 m) : il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses avec des intercalations de bancs de sel.
- Le Trias salifère (Épaisseur moyenne : 340 m) : il s'agit de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

I.3.3.2 Jurassique

Les dépôts attribués au Jurassique sont constitués des faciès lagunaires et marins à la base passant à des faciès argilo-gréseux à intercalations de calcaires vers le sommet.

Dans le détail, nous relevons la succession litho-stratigraphique suivante :

- Le Lias (Epaisseur moyenne : 300 m) : il comprend de bas en haut :
 - Marnes grises avec des passées de dolomies (LD3) ;
 - Sels avec des passées d'argiles de couleur brun- rouge (LS2) ;
 - alternance de bancs de dolomies massives à grains fins, de couleur grisâtre avec des passées de marnes grises légèrement dolomitiques (LD2);
 - Argiles brunes à passées de sels et d'anhydrites (LS1) ;
 - Dolomies et anhydrites à passées d'argiles et de calcaires (LD1).
- Le Dogger (Epaisseur moyenne : 320 m) : il comprend à la base une série lagunaire constituée d'anhydrites et de dolomies passant vers le sommet d'argiles tendres, silteuses à passées de grès fins à ciment argileux carbonaté.
- Le Malm (Epaisseur moyenne : 226 m) : ce sont des dépôts argileux et marneux avec des intercalations carbonatées (calcaires et dolomies). On note parfois la présence de quelques traces d'anhydrite.

I.3.3.3 Crétacé

Dans cette région, la série sédimentaire se compose de :

- Le Néocomien (Epaisseur moyenne : 182 m) : ce sont des grès à passées argileuses passant vers le sommet à des argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et de dolomies.
- Le Barrémien (Epaisseur moyenne : 280 m) : il est représenté par des grès à grains fins à moyens et à ciment carbonaté admettant des niveaux d'argiles gréseuses et de dolomies.
- L'Aptien (Epaisseur moyenne : 25 m) : il est caractérisé essentiellement par des faciès dolomitiques.
- L'Albien (Epaisseur moyenne : 350 m) : il s'agit des grès à grains fins et de sables avec des intercalations d'argiles silteuses.
- Le Cénomaniens (Epaisseur moyenne : 145 m) : c'est une alternance d'anhydrites, d'argiles, de marnes grises et de dolomies.
- Le Turonien (Epaisseur moyenne : 95 m) : il est constitué d'une alternance de calcaires argileux, de calcaires dolomitiques et de calcaires crayeux.

- Le Sénonien (Epaisseur moyenne : 230 m) : il correspond à la base à des bancs massifs de sels à intercalations d'argiles et d'une alternance d'anhydrites, d'argiles et de dolomies passant vers le sommet à des bancs de calcaires dolomitiques et des bancs d'anhydrites à passées dolomitiques gypseuses.

I.3.4 Cénozoïque

D'une épaisseur moyenne de 360 m, les dépôts du Cénozoïque sont constitués de calcaires dolomitiques d'âge Éocène et de sables attribués au Mio-Pliocène.

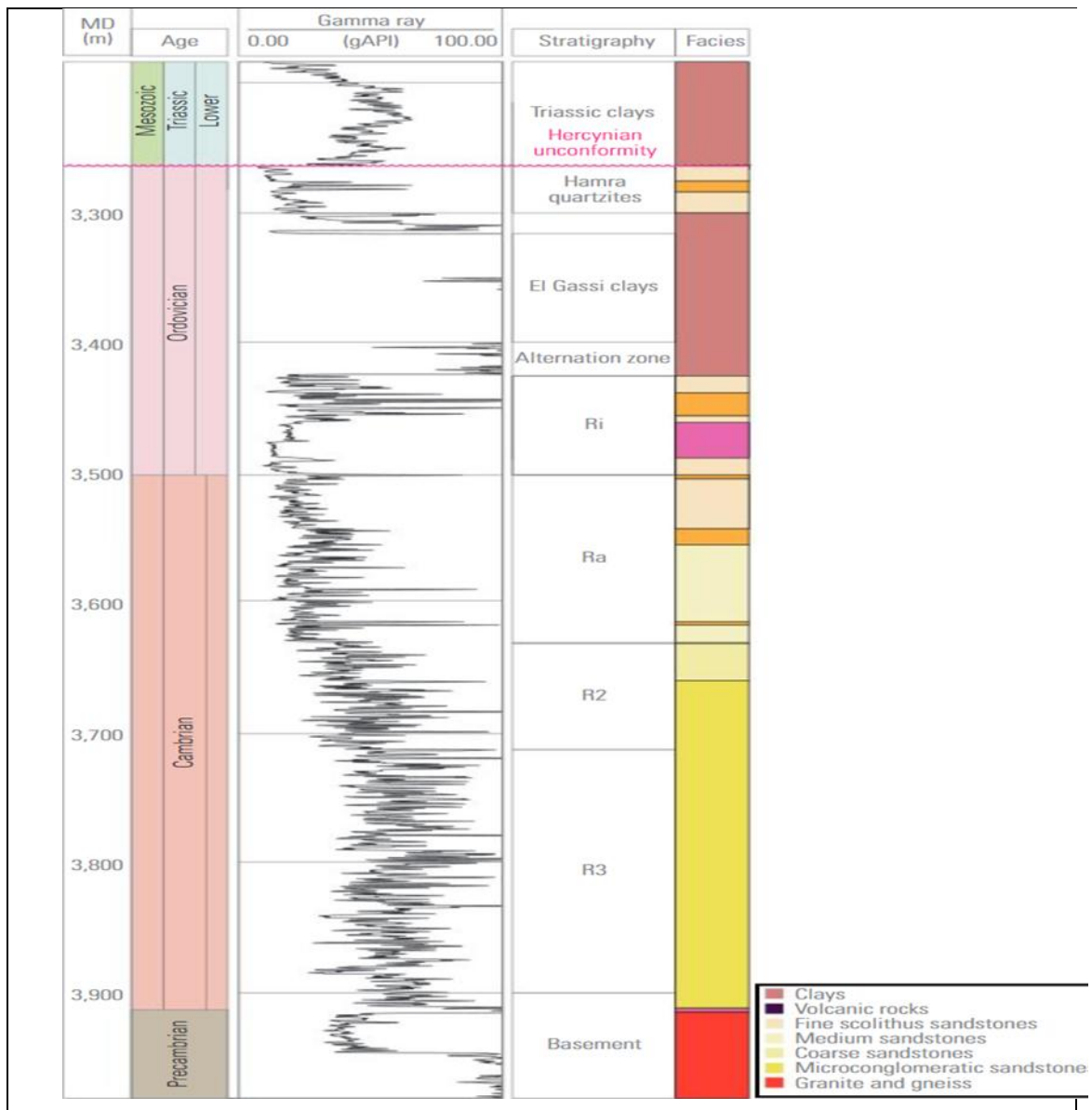


Figure 4: Colonne litho stratigraphique du réservoir de Hassi Messaoud (WEC-2007) [6]

I.4 Paléogéographie et tectonique de la région

De manière générale la paléogéographie de la région subdivisée en trois ensembles :

- ❖ **Cambrien** : d'origine essentiellement continentale (système fluvatile) qui est composé de grès souvent grossier.
- ❖ **Ordovicien Inférieur (Ri)** : durant lequel les influences marines ont été nombreuses, et qui se compose de grès fins admettant des intercalations argileuses.
- ❖ **Ordovicien Supérieur** : englobant 4 zones, les suivants :
 - Zone des alternances.
 - Argile d'El Gassi.
 - Grés d'El Atchane.
 - Quartzite de Hamra.

I.4.1 Structure du Champ de Hassi Messaoud

La structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 Km de diamètre et de direction NNE_SSW. L'image structurale de Hassi-Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne qui se superpose aux conditions de dépôts des grés Cambro-ordoviciens[7].

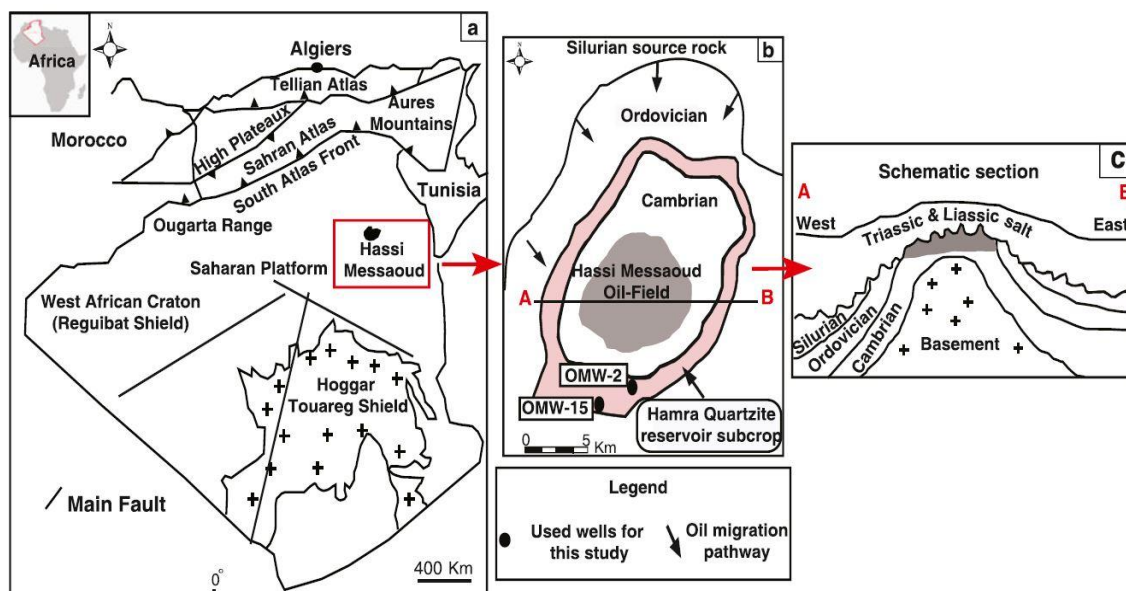


Figure 5: 1 Concept du jeu « Ordovicien inférieur » pour le champ pétrolier géant de Hassi Messaoud, la plate-forme saharienne, l'Algérie : a) Une carte Géologica montrant l'emplacement de la zone d'étude, b) une carte schématique montrant la position des deux puits (OMW-2 et OMW-15), A – B en c) coupe géologique à travers la zone d'étude (Sonatrach et modifié de Schlumberger (2007)[8, 9].

I.5 Aspect Tectonique et Structurale du Champ

I.5.1 Structuration du champ de Hassi-Messaoud

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit[7, 10] :

I.5.1.1 Structuration antétriasique :

I.5.1.1.1 Phase panafricaine :

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due à une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R. Caby 1978)[11], provoquant une tectonique cassante. Phase Eo-Calédonienne précoce ou phase Anté-tramadocienne : Datée d'environ 500 millions d'années, elle est marquée par la transgressivité des grés isométriques (Ri) sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

I.5.1.1.2 Phase calédonienne

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. À noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne (Massa, 1971)[12]. Phase hercynienne : Datée de 225 à 280 Ma et de direction Nord Est – Sud-Ouest accompagnée du jeu de failles de mêmes orientations, qui divise le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben)[7].

I.5.1.2 Structuration Post-triasique

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950-3050 m).

I.5.1.2.1 Phase autrichienne

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

I.5.1.2.2 Phase Atlasique

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

I.5.1.3 Structuration actuelle

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement. Elle est compressive à raccourcissement Nord-Sud, a subi un faible réajustement épirogénique. Cette dernière a un allongement général Nord-Est – Sud-Ouest, et montre des culminations locales d’amplitude de l’ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres (Beicip/Franlab, 1995)[13].

I.5.1.4 Les paléo-vallées hercyniennes :

D’après des études précédemment faites, il a été mis en évidence l’existence de paléo-vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias, avec une série éruptive à la base. Elles sont contrôlées par les niveaux d’érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs. Six paléo-vallées ont été détecté au champ de Hassi Messaoud. Dans certains cas, les flancs de ces paléo-vallées forment des falaises et des canyons étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique[7].

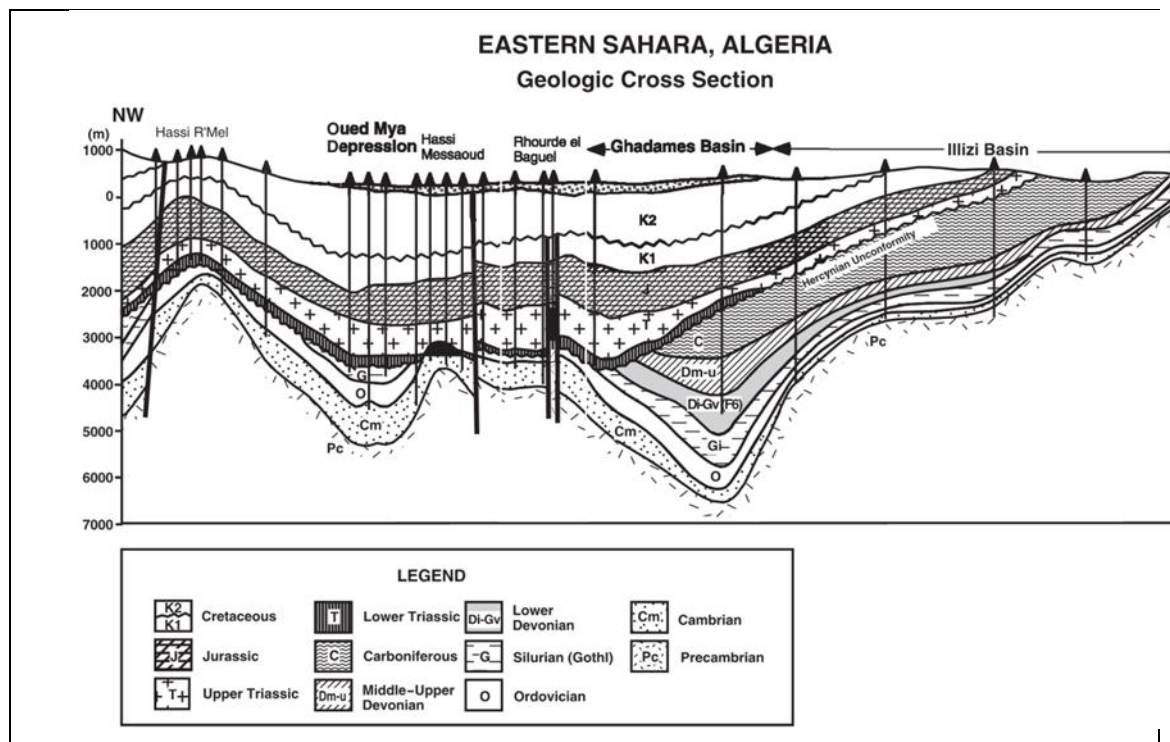


Figure 6: Coupe transversale tectonique schématique (exagérée verticalement) à travers le Sahara oriental montrant les principales unités stratigraphiques, les principales structures régionales et les emplacements des principales accumulations de pétrole (modifié à partir de la coupe transversale de Sonarco)[14].

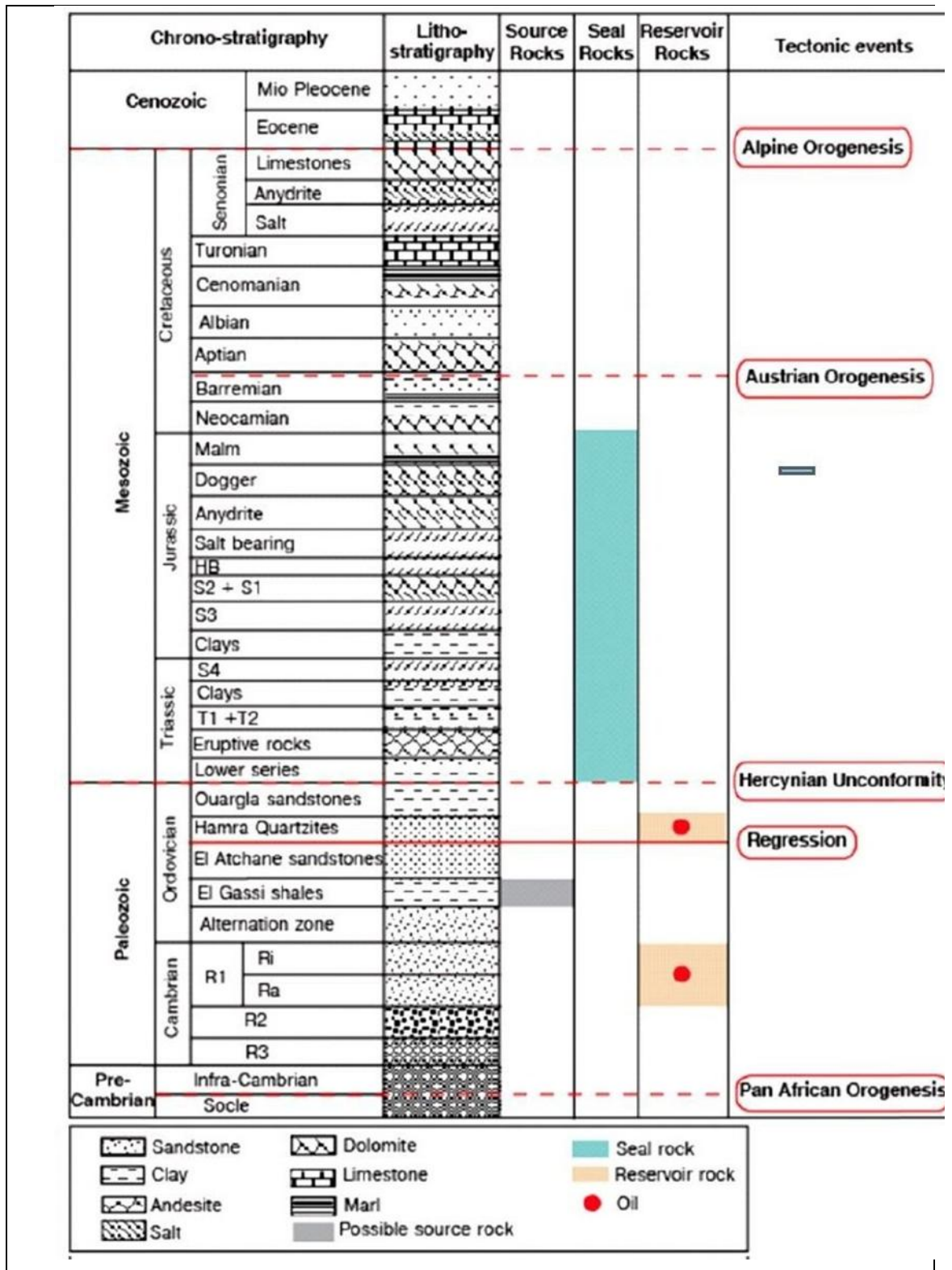


Figure 077 : Colonne chrono-litho-stratigraphique montrant le système pétrolier ainsi que les principaux événements tectoniques affectant la zone de Hassi Messaoud (modifié de Sonatrach WEC, 2007)[9].

I.6 Présentation de la zone 13

I.6.1 Introduction

La zone 13 qui fait objet de notre étude, est l'une des 25 zones de production de Hassi Messaoud.

Dans le domaine des hydrocarbures, la course vers l'utilisation de nouvelles techniques de prospection, de caractérisation, et d'exploitation ne cesse d'accroître dans le but d'améliorer la productivité.

Dans le présent travail nous allons essayer de connaître la sédimentologie du réservoir, de déterminer les différents paramètres pétrophysiques, telles que la porosité, la perméabilité, la densité de grain, et les divers saturations (eau, huile, gaz), faire une étude statistique monovariante, et enfin trouver les corrélations entre les divers paramètres pétrophysiques du réservoir.

Les principaux objectifs de cette étude sont :

- faire l'inventaire des différents faciès sédimentologiques ;
- reconstituer les milieux de dépôt ;
- établir des corrélations spatio-temporelles entre les différents puits considérés ;
- recueillir et analyser les différents paramètres pétrophysiques ;

I.6.2 Limites de la zone d'étude

La zone 13 (zone considérée dans ce travail) est située à l'Est du champ de Hassi Messaoud. Elle est limitée au Nord par la zone 10 et les interzones, au Sud par les zones 17 et 19, à l'Est par les zones 11 et 14 et à l'Ouest par la zone 20B (fig. 8).

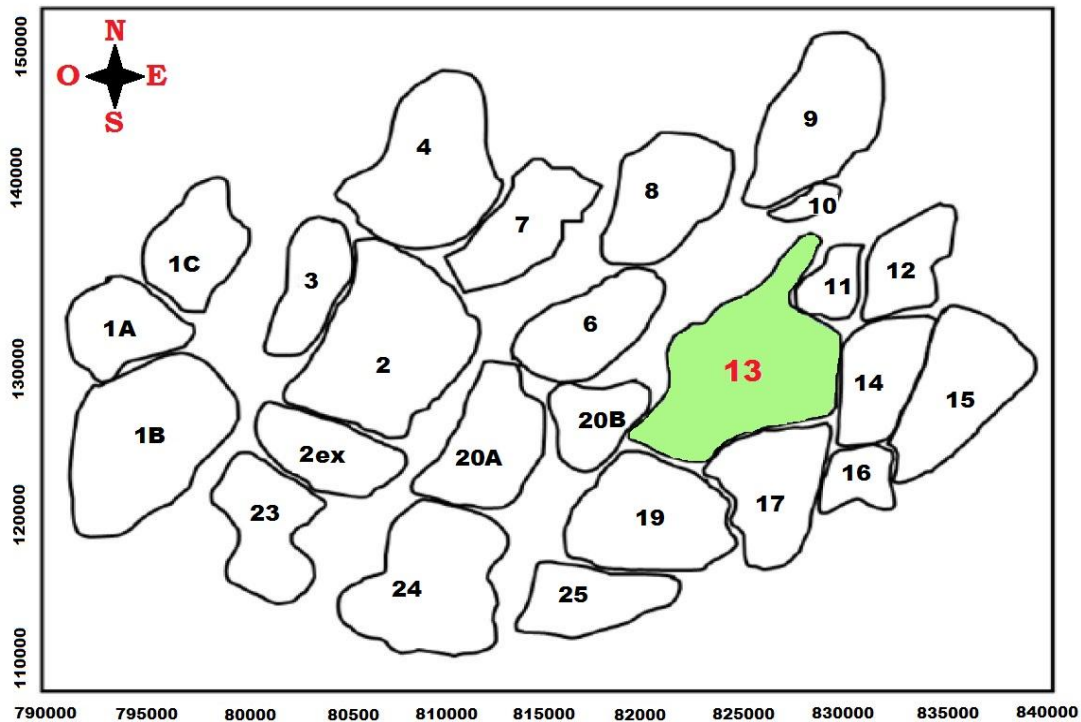


Figure 8: Limites de la zone d'étude (en vert).

I.6.3 Système Pétrolier du champ de Hassi-Messaoud:

I.6.3.1 Roche mère

Le Silurien est le principal niveau roche mère dans les bassins de l'Oued Mya et Amguid-Hassi Messaoud, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique d'une épaisseur qui varie de 20 à 70m. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne[7, 10].

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

Actuellement, on peut dire qu'après la dis-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 Mouydir) et à l'Est (bassin de Ghadamès).

I.6.3.2 Roches Réservoirs

Dans l'Ordovicien, le réservoir le plus important est formé par les Quartzites de Hamra, avec des nombreuses quantités d'huile prouvées autour de gisement de Hassi Messaoud.

Dans le Cambrien, la production principale vient essentiellement des lithozones réservoirs Ra et Ri.

I.6.3.3 Roches couvertures

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

Le môle d'Amguid-Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès. Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparties sur toute la plate-forme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzites de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel. Les couvertures les plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias[7, 10].

I.7 Pièges et les voies de migration

En générale les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A. Perrodon, 1985)[15]. La majorité des pièges dans les réservoirs cambro-ordoviciens sont liés :

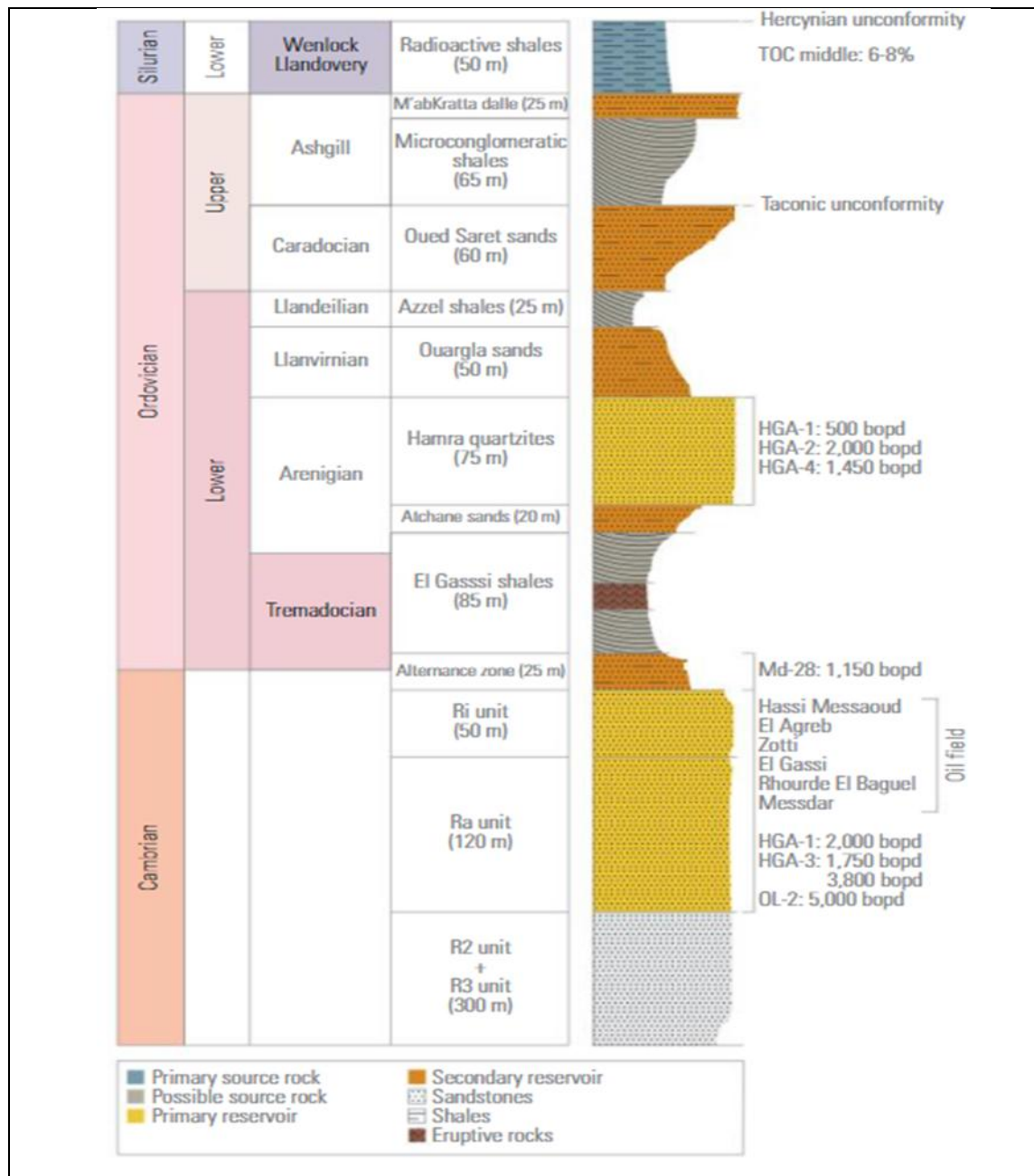


Figure 9: Section Paléozoïque de la région pétrolière de Hassi Messaoud (WEC-2007)[6]

- Soit à des pièges structuraux, ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles (horst, anticlinal).
- Soit à des pièges stratigraphiques, c'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable (les lentilles gréseuses, les biseaux par troncature d'érosion hercynienne, etc.).

- Soit à des pièges mixtes, ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, dans notre champ la structure de Hassi Messaoud (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne)[7, 10].

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).

La description lithologique du Cambrien Ri/Ra Une épaisse série de roches détritiques, constituée essentiellement par des grès, des quartzites et des conglomérats, est comprise entre le socle et l'Ordovicien. Le Cambrien y est représenté par une assise de sédiments gréseux divisée en deux membres, l'un inférieur et le second supérieur. L'épaisseur est de l'ordre de 150 mètres[6].

Le membre inférieur Ra (anisométrique) est représenté par des grès gris-blanc, fins à grossiers et par des conglomérats gris clair, ferrugineux par endroits, compacts et indurés. Le membre supérieur, appelé Ri (isométrique), est représenté par des grès gris-rosâtre de composition quartzitique à ciment siliceux. On note la présence de joints stylolithiques et de fissures. Les réservoirs cambriens Ri et Ra apparaissent notablement différents. Les corps gréseux et les silts du réservoir Ra sont discontinus et de faible extension latérale, contrairement aux grès Ri qui montrent une meilleure continuité. Réservoirs Ri/Ra

Les réservoirs Ri et Ra rencontrés à la périphérie ouest du gisement de Hassi Messaoud (OL et HGA) sont de même type que ceux connus sur le gisement. Il en ressort une grande variabilité des valeurs de porosité et de perméabilité en relation directe avec l'hétérogénéité des grès cambriens. Les caractéristiques de chaque membre dépendent de leur lithologie, de l'argilosité et de leur histoire diagénétique[6].



Figure 10: Pièges stratigraphiques (WEC-2007)[6].

I.8 Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest[10].

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire). Les réservoirs Cambro-ordoviciens 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 NO par rapport[10].

Les études géochimiques récentes définissent deux périodes de migration :

- La première a lieu à la fin de Paléozoïque.
- La seconde qui est plus importante a lieu vers la fin de Jurassique début du Crétacé.

I.9 Description du réservoir

I.9.1 Description des drains

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant le critère granulométrique. Une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure)[10].

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques. Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

D1 : c'est des grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques (R170 - R200).

ID : Niveaux plus minces et fréquent. Ce drain est représenté par des niveaux silteux, Avec la présence de Tigillites. Il marque le passage progressif entre le D1 et le D2 (R150 - R170).

D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec quelques intercalations de niveaux de silts (R140-R150).

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs. On remarque l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

D3 : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des Tigillites en particulier) (R130-R140).

D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques

tabulaires fréquentes formant des mégas- rides (Ep1-2m) (R100-R130).

D5 : Le milieu de dépôt est de type marin caractérisé par une grande continuité latérale des silts. Il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra.

Les réservoirs Ri et Ra trouvés sur le périmètre ouest du champ Hassi Messaoud (OL et HGA) sont du type d'échantillon connu sur le terrain, mais il existe une grande variabilité des valeurs de porosité et de perméabilité. Cette variabilité est directement liée à la nature hétérogène des grès cambriens. Les caractéristiques de chaque membre dépendent de leur lithologie, de leur teneur en argile et de leur histoire diagénétique[6, 10].

Des études sur des carottes ont montré que les parties supérieure et médiane du réservoir Ri sont généralement pauvres, alors qu'au drain D5 correspondant à la partie basale, il est plus prometteur avec une production d'hydrocarbures très utile dans les parties sud (HGA) et ouest (OL). Ra est de loin le principal réservoir producteur des champs Hassi Messaoud, El Gassi, Zotti et El Agreb[6, 10].

I.9.2 Subdivision pétrophysiques et notion de drain

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Elle est à caractère horizontal et à caractère pétrophysiques vertical.

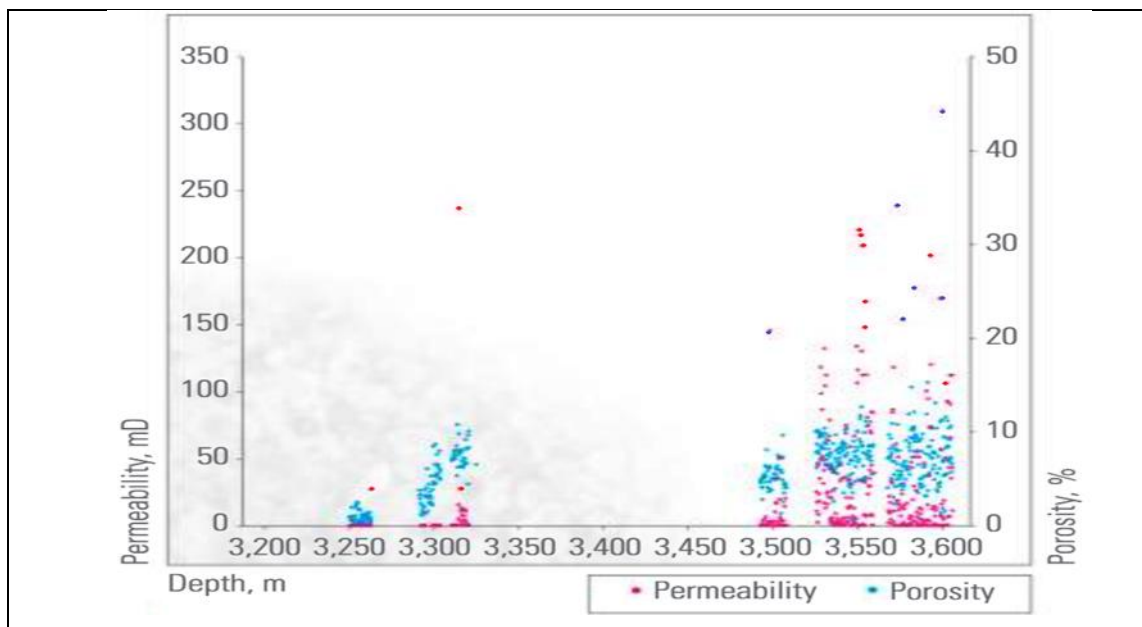


Figure 11: Résultats pétrophysiques à partir du réservoir Cambrien(WEC-2007)[6].

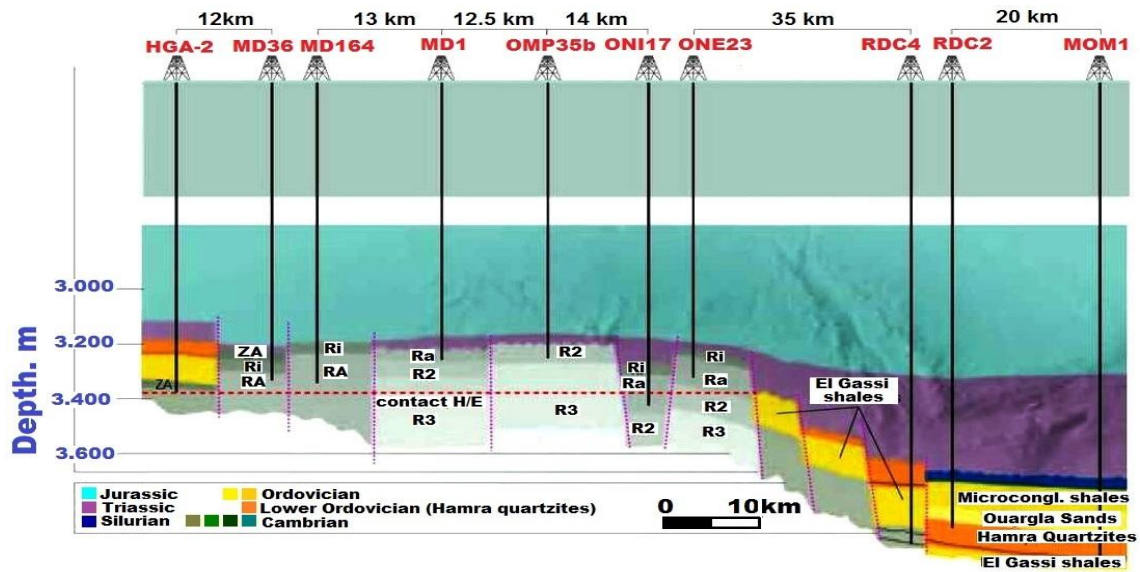


Figure 12: Section transversale du champ pétrolier de Hassi Messaoud(WEC-2007)[6].

TYPE DE CORRELATION		CFPA	SN REPAL			
		Caractérisation par Diagraphie	Caractéri. Pétrophysique	Sédiment. (Lhomme)	Diagra.	
LE CAMBRIEN	AGE		R70	DRAINS		
	LITHOZONES					
	Grès Isométriques	Ri		D5		
	R1(CFPA) Ra(SN REPAL)	RESERVOIR	R95			γ₀
			R100	D4	Ra sup.	M7
			R130	D3	Ra moy.	M6
			R140			
			R150 D2		
			R160 ID	Ra inf.	M4
			R170 D1		M3
R180			M2			
R190			M1			
R200						
R2(SN REPAL)	RESERVOIR R2					
R2(CFPA)						
R3		R300				

Figure 13: Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud (Document Sonatrach, 2005)

Deuxième Chapitre

II Méthodes et matériel utilisés

II.1 Introduction

Dans le contexte de la Coopération internationale, la compagnie nationale SONATRACH avait fait de nombreuses études géologiques et géophysiques sur les différents bassins en Algérie, notamment dans la région de Hassi Messaoud. Le réservoir ordovicien (Quartzite d'El Hamra) a été plus particulièrement l'objet de plusieurs études.

Plusieurs sociétés étrangères et grand laboratoires, telles que Beicip Franlab, Schlumberger, et Anadarko participent avec la Sonatrach dans ce travail d'investigation et de d'analyse.

Le travail dirigé par la société nationale Sonatrach est axé sur deux visions, une première vision dans un contexte locale, et une vision régionale.

Ces travaux scientifiques d'investigation permettent de diriger les travaux de prospection, connaître la qualité du réservoir, et de d'évaluer sa capacité.

Dans ce chapitre, nous allons décrire le matériel et l'appareillages utilisés pour déterminer certains paramètres pétrophysiques, citer les lois physiques et leurs bases théoriques, et expliquer certaines notions qu'on rencontre dans ce domaine.

II.2 Lavage des Plugs

Avant de procéder aux mesures pétrophysiques. Les échantillons de taille 1" × 1.5" (pouces) sont prélevés à l'eau.

Les plugs sont lavés avec des solvants organiques afin de dégager les pores de la matière organique, les impuretés et des sels pour pouvoir mesurer les propriétés petro physiques naturelles de la roche.

II.2.1 Lavage au Toluène

Ils sont lavés dans des Soxhlets à l'aide de solvant organique (Toluène) afin d'extraire les hydrocarbures et les impuretés contenus dans les pores de la roche.

- Après le remplissage du ballon par du toluène.
- Disposition des Plug dans le porte échantillon.
- Assemblage des éléments du Soxhlet (Fig.14).
- Mise en marche du chauffe-ballon.
- Circulation de l'eau industrielle dans le refroidisseur.

- Observation du circuit fermé du toluène jusqu'au lavage complet des Plugs.
- Le temps de lavage dépend de la saleté des Plugs, souvent il dure 48 heures.
- Vérification de la fluorescence sous ultraviolet de quelques échantillons.

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

II.2.2 Lavage au Méthanol

Le Méthanol sert à lessiver les sels contenus dans les pores avec le même équipement et de la même manière; quant au temps de lavage, l'observation de la limpidité du solvant avec l'ajout de deux gouttes de nitrate d'argent dans deux centilitre est un indice suffisant pour arrêter le lavage. Au cours de la manipulation des solvants organiques l'agent doit porter un masque anti solvant.

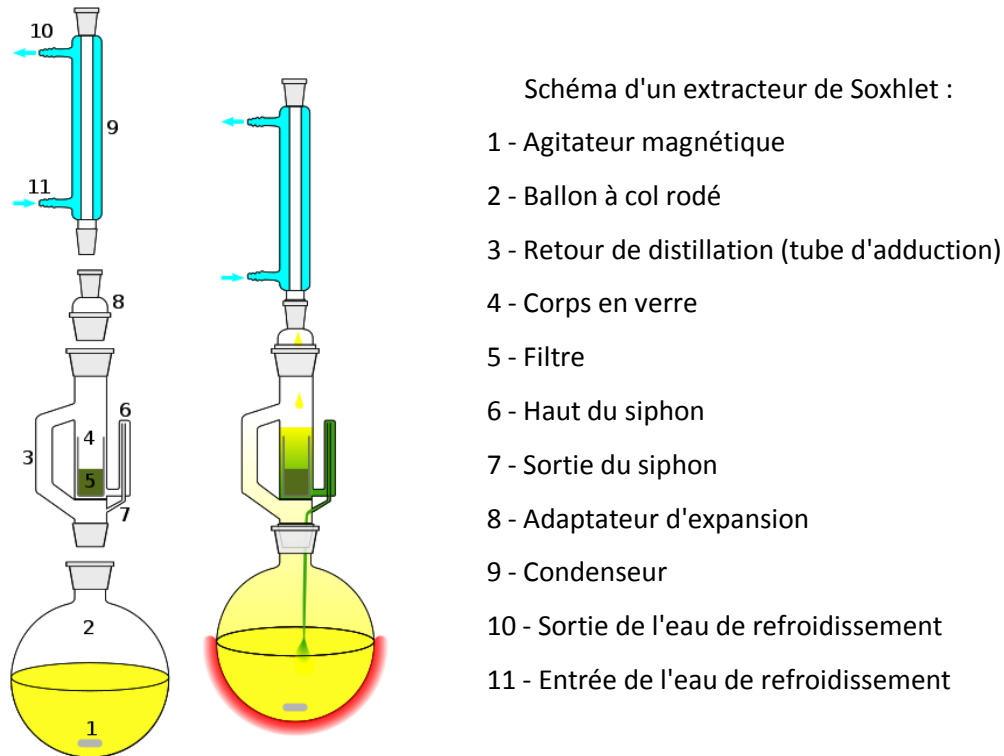


Figure 14. Extracteur de Soxhlet [16].

II.2.3 Séchage

A la fin de l'opération de lavage, les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de 65°C ou 110°C jusqu'à stabilisation du poids. Ensuite les échantillons sont gardés dans un dessiccateur contenant du silica-gel afin de minimiser l'absorption de l'humidité et stabiliser le poids [17].

II.3 Procédure de l'Analyse par la photographie à lumière blanche

II.3.1 Activité Préparation

Opérations réalisées au niveau de cette Activités :

- Extraction de Plug et morceaux de carottes frais à des fins d'analyses spéciales.
- Coupe de Plug selon le programme préétabli par le géologue du client à des fins d'analyses pétrophysiques.
- Slabage des carottes (1/3 et 2/3)[17].

II.3.2 Activité gestion carothèque (Etalage et stockage)

L'étalage des carottes à des fins scientifiques se fait sur la base d'une demande du client. Les caisses doivent être manipulées et étalées minutieusement dans l'ordre continu du métrage.

Au cours de cette opération, toutes les caisses défectueuses sont remplacées. Après consultation des carottes, les morceaux de carottes doivent être remis à leur place et agencés si nécessaire. Une fois la description est terminée, Les caisses à carottes sont remises à leur adresse initiale [17, 18].

II.3.3 Prise de Photos sous lumière blanche LB (Haute résolution)

La photographie des carottes est pour but de créer une base de données (Bibliothèque numérique) des carottes.

La photo se fait avec une haute résolution de 12 méga pixels (appareil photo Nikon) qui permet d'avoir (Fig.15) :

Une bonne qualité de la photo.

Une base de données photographique numérisée.

Les carottes sont disposées dans l'ordre sur un gabarit spécialement aménagé puis photographiées par lots de 4 ou 5 caisses à la fois en fonction du diamètre de la carotte.

Ensuite la photo sera traitée sous Photoshop pour l'amélioration des couleurs et des contrastes [17, 18].

Les résultats de cette opération seront mobilisés dans un fichier de base nommé selon le propos demandé, puis ils seront destinés à l'archivage comme les modèles ci-dessous : (carotte complet, slabée ou Plugs) (Fig.16).



Figur 15. Equipements de photographie type lumière blanche et ultra-violet [19].

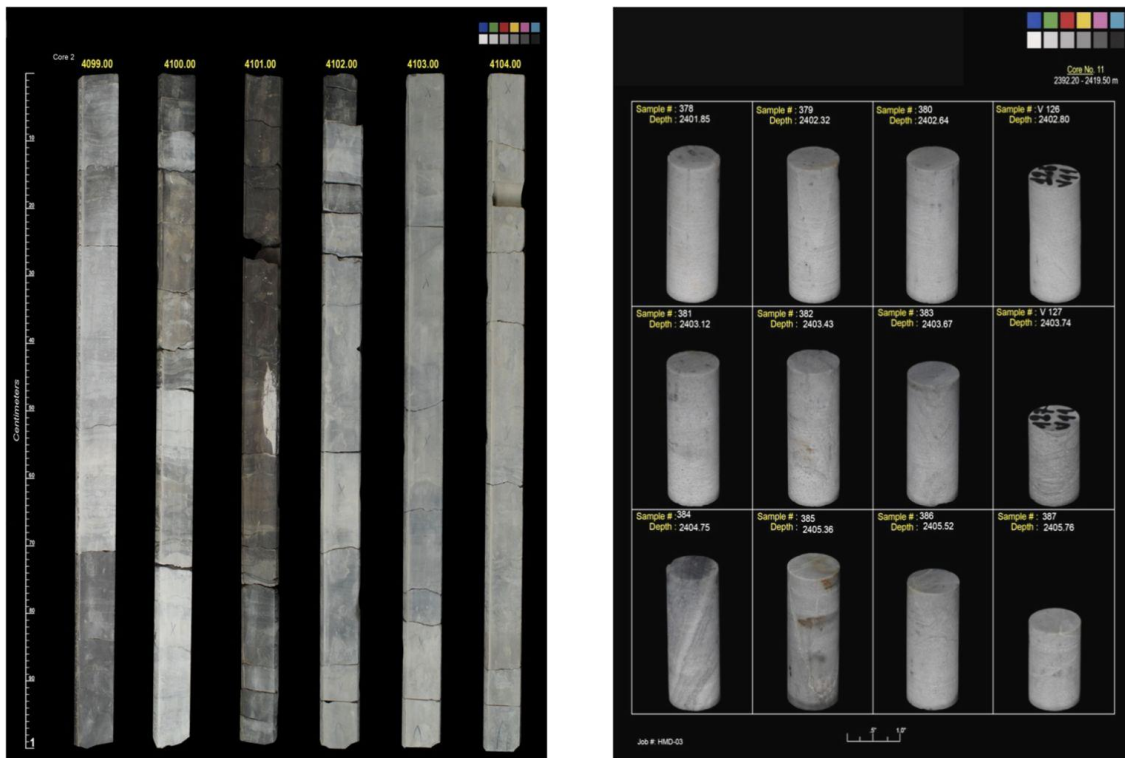


Figure 16. Les modèles d'archivage: (carotte complet, slabée ou Plugs) [19].

II.4 Procédure des Mesures Pétrophysiques

II.4.1 Mesure de la porosité

II.4.1.1 Porosité

Par définition, la porosité est la capacité de la roche d'emmagasiner les fluides. Elle correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime en pourcentage (%) [18].

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100 \quad (1)$$

- ϕ : porosité [%].
- V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m^3].
- V_p : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m^3].
- V_s : volume réel des grains [m^3].

II.4.1.1.1 Détermination du volume des pores (vide)

L'échantillon est pressurisé jusqu'à la stabilité de la pression et le calcul du volume des pores est déterminé par la loi de Boyle selon la norme : American Petroleum Institute (API) [20].

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un ultra-prosimètre à Hélium de type Core-laboratories piloté par un logiciel « Winpore », basé sur la loi de Boyle-Mariotte comme suit [21] :

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2} \quad (2)$$

- P_1 : Pression initial du gaz (psi).
- P_2 : Pression à l'expansion du gaz (psi).
- V_1 : volume initial du gaz [cm^3].
- V_2 : volume à l'expansion du gaz [cm^3].
- T_1 : Température initial du gaz (K).
- T_2 : Température à l'expansion du gaz (K).

II.4.1.1.2 Détermination du volume total

Le volume total (V_t) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.

II.4.1.1.3 Principe de la technique

Le volume de l'échantillon massique est mesuré par déplacement de mercure à l'aide d'une pompe à déplacement volumétrique à laquelle est fixée une chambre d'échantillonnage en acier inoxydable.

II.4.1.1.4 Description de l'appareil (pompe à déplacement volumétrique)

La figure 17 (a, b) illustre une pompe volumétrique à déplacement de mercure à haute pression. La chambre d'échantillonnage peut contenir des échantillons jusqu'à environ 25 cm³.

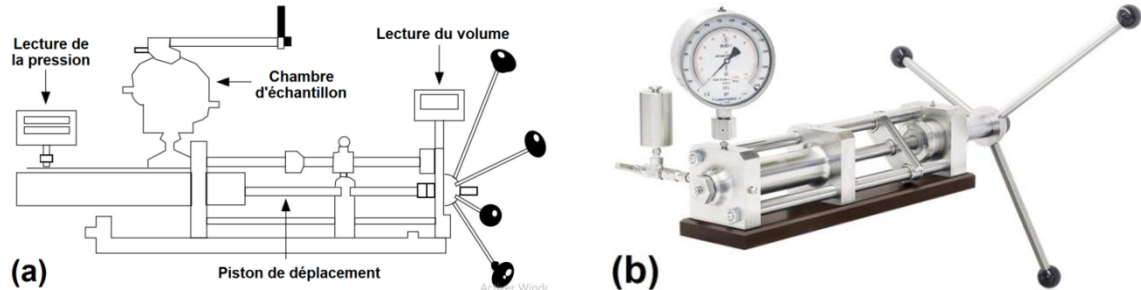


Figure 17. Pompe volumétrique à déplacement de mercure : (a) schéma, Photographie [22, 23].

II.4.1.1.5 Procédure et calcul

- Le volume total d'un échantillon de forme régulière ou irrégulière est obtenu par déplacement de mercure.
- La chambre sans échantillon en place est remplie de mercure jusqu'au niveau de référence.
- La lecture du volume de l'instrument est mise à zéro.
- Le niveau de mercure est ensuite abaissé, l'échantillon est inséré et la chambre est à nouveau remplie jusqu'au niveau de référence.
- La lecture du volume de l'instrument est obtenue.
- La différence entre cette lecture et le zéro de l'instrument, correspond au volume global de l'échantillon.

II.4.1.1.6 Précision

La mesure peut être reproduite à 0,01 cm³, si la pompe a été étalonnée et remise à zéro pour chaque échantillon.

II.4.2 Mesure de la perméabilité

II.4.2.1 Mesure de la Perméabilité à l'air

La perméabilité est définie comme étant l'aptitude d'une roche à faire passer un fluide à travers son espace poreux.

L'analyse s'effectue sur des échantillons de 1" ou 1.5" de diamètre sur 1.5" de longueur.

La mesure de perméabilité sous condition du laboratoire est réalisée sous une pression de confinement de 200 psi ou 400 psi.

La perméabilité (au perméamètre conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy :

$$K_a = \frac{C \cdot Q \cdot H \cdot L}{200 \cdot S} \quad (3)$$

S : Aire de la section

L : Longueur

Q : Débit

H : Hauteur

C : constante

II.4.2.2 Perméamètre conventionnel Standard

C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous pression de confinement de 200 psi et une pression initial de 80 psi (Fig.18-a).

II.4.2.3 Perméamètre informatisé

Il est récent, il est conçu pour mesurer la perméabilité sous une pression de confinement de 400 psi avec une pression initial de 4 psi, « Winperm soft. » est le logiciel de pilotage de l'appareil et de la mesure.



Figure 18. Perméamètre conventionnel (gauche) ; Confining Measurement System - CMS 300 – (droite)[24].

II.4.2.4 CMS 300 (Confining Measurement System)

Le CMS 300 (Fig.15-b) est équipement qui a été conçu spécialement pour les tight, c'est-à-dire les échantillons très compacts, il mesure la perméabilité et la porosité sous hautes pressions de confinement (de 500 à 10 000 psi) sur des échantillons de dimension variable (1" et 1.5" de diamètre). La pression de confinement est appliquée sur deux directions (axiale et radiale), cet équipement peut fournir des porosités allant de 0.01% à plus de 30 %, et des perméabilités de l'ordre de 0.00001 mD à 10000 mD.

Le gaz utilisé pour l'expansion est l'hélium.

Le sertissage est exercé avec de l'azote qui est fourni par un compresseur en passant par un multiplicateur de pression.

L'échantillon destiné aux mesures au CMS doit être d'une bonne forme cylindrique pour ne pas avoir de fausses porosités, et cela est obtenu en mesurant 6 fois le diamètre et 4 fois la longueur de chaque Plug, contrôlé ensuite par un programme qu'on appelle parallaxe.

La méthode « État instable » (ou chute de pression) est basée sur la norme : American Petroleum Institute (API) [25] est utilisée par l'appareil [KeyPhi] pour la mesure de la perméabilité à l'air. La perméabilité de Klinkenberg est déterminée à partir de la perméabilité à l'air [26].

Le perméamètre « Gasperm » à l'état d'équilibre stationnaire peut déterminer avec précision la perméabilité au gaz d'échantillons de la taille d'un bouchon à la température ambiante et à une pression de confinement modérée grâce à la méthode à l'état d'équilibre. L'échantillon est soumis à un débit de gaz constant. La pression d'entrée au cœur est contrôlée en permanence par un transducteur de pression différentielle en ligne, tandis que le débit de gaz est signalé par un débitmètre massique à haute précision. Une vanne de dosage de précision pour le contrôle de la contre-pression permet une meilleure interpolation de Klinkenberg. L'appareil peut être utilisé avec des échantillons de noyau consolidés et non consolidés préalablement préparés dans des manchons en métal ou en plastique avec des écrans de retenue aux extrémités.

Dans ce travail, la perméabilité au gaz K_g est mesurée par ce type de perméamétrie (Gasperm) en « état stationnaire stable » (débit constant) à la pression de confinement de 800 psi (≈ 5515806 Pa) et à la température ambiante. Une fois la différence de pression entre les deux faces de l'échantillon est stabilisée à une valeur de 0.05 psi (≈ 344.74 Pa) sur un temps de 2 mn, le logiciel du perméamétrie calcul et reporte non seulement la valeur de la perméabilité à l'air mais aussi la perméabilité corrigé de l'effet de Klinkenberg [26].

La perméabilité est calculée à partir de l'équation de Darcy dans le milieu poreux pour un écoulement laminaire isotherme en « état stationnaire stable » en utilisant l'équation suivante [27] :

$$K_{gaz} = \frac{2 \cdot \mu \cdot Z \cdot T \cdot P_b \cdot L \cdot Q_b}{A \cdot T \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (4)$$

K_{gaz} : perméabilité au gaz (D : darcy)

M : viscosité du gaz (cP : centipoiseuille)

Z : facteur de compressibilité moyenne des gaz.

T	: température moyenne du gaz en écoulement
Pb	: base or pression atmosphérique (Atm. absolu)
L	: longueur de l'échantillon (cm)
Qb	: débit de gaz atmosphérique (cm ³ / s) à la pression de base Pb
A	: section transversale du cylindre (cm ²)
Tb	: température de base (ambiante)
P1 et P2	: pression absolue amont et aval respectivement

II.4.3 Densité des grains

La densité de grain des carottes a été calculée par la formule suivante :

$$D_g = \frac{\text{masse de l'échantillon sec}}{\text{volume de grains}} = \frac{m_s}{V_s} \left[g \cdot cm^{-3} \right] \quad (5)$$

Le volume de grains est mesuré à l'aide d'un porosimètre et de la technique d'expansion à l'hélium de la loi de Boyle [20].

Le poids est déterminé avec précision ($\pm 0.001g$) par une balance électronique.

II.4.4 Mesure de la saturation

La saturation est la quantité de fluides contenus dans les pores, exprimée en pourcentage par rapport au volume des pores de la roche analysée. Elle comporte deux méthodes :

II.4.4.1 Extraction des fluides au Dean Stark

II.4.4.1.1 Description de la technique de Dean-Stark

L'appareil Dean – Stark (Fig.19) est une verrerie de laboratoire utilisée en chimie pour collecter l'eau (ou occasionnellement un autre liquide) d'un réacteur. Il est utilisé en combinaison avec un condenseur à reflux et un réacteur discontinu pour l'élimination continue de l'eau produite lors d'une réaction chimique effectuée à la température de reflux. Il a été inventé par les chimistes américains E. W. Dean et D. D. Stark en 1920 pour déterminer la teneur en eau dans le pétrole [17, 28, 29].

II.4.4.1.2 Protocole de la technique

Le mode opératoire consiste en :

- La pesée de l'échantillon frais = (m_1)
- Placer l'échantillon dans le porte échantillon.
- Ajouter les accessoires d'opération d'extraction.
- Mise en marche de l'appareil et l'eau de refroidissement.
- S'assurer du bon déroulement de l'opération d'ébullition du solvant.

- En général l'opération dure 03 jours (heure de laboratoire).
- Une fois l'opération est terminée, le volume d'eau récupéré est répertorié (X), les échantillons vont être pesés pour la deuxième fois (m_2).
- Ensuite ils sont lavés au méthanol pour extraire les sels et ensuite les plugs sont séchés dans une étuve à température de 110°C et enfin, on les pèse pour la troisième fois (m_3).

$$m_4 = m_1 - m_2 \quad : \text{masse de l'eau et de l'huile,}$$

$$m_2 - m_3 \quad : \text{masse du sel,}$$

$$X \quad : \text{volume d'eau distillée récupérée.}$$

Le reste des analyses se feront de la même manière que pour les analyses conventionnelles (c'est-à-dire la mesure des propriétés pétro physiques).

L'eau recueillie dans les éprouvettes est une eau distillée de densité = 1

Pour obtenir le volume réel d'eau (eau de gisement ou le brine), il faut multiplier le volume d'eau récupérée par le coefficient de correction.

$$V_w = V_b \times Coef$$

[V_w : volume réel d'eau dans le gisement; V_b : Volume du brine]

V_w : volume d'eau récupérée [eau distillée]

Coef: coefficient de correction

Quant au volume d'huile, il suffit de trouver la masse de l'eau distillée qui est :

Volume d'eau distillée (X) \times densité de l'eau distillée qui est égale à 1 = m_5

La masse de l'hydrocarbure est égale à : $m_6 = m_4 - m_5$

Le volume du pétrole est égale à : $X_p = m_6 / 0.81$,

sachant que sa densité est environ 0.81;

Ensuite les échantillons subiront une analyse conventionnelle pour en déduire le Volume des pores qui est égale à: Volume totale – Volume solide = Volume des pores (V_p)

Calcul de la saturation en eau :

$$S_w = \frac{V_b}{V_{pore}} \times 100 \quad [\%] \quad (6)$$

Calcul de la saturation en huile:

$$S_o = \frac{X_b}{V_{pore}} \times 100 \quad [\%] \quad (7)$$

Schéma d'un Dean-Stark.

- 1- Barreau magnétique pour l'agitation ou pierres ponce
- 2 - Ballon rond à col rodé contenant le milieu réactionnel
- 3 - Colonne de Vigreux
- 4 - Thermomètre gradué
- 5 - Réfrigérant droit
- 6 - Entrée de l'eau de refroidissement
- 7 - Sortie de l'eau de refroidissement
- 8 - Burette
- 9 - Robinet
- 10 - Récipient de récupération du distillat.

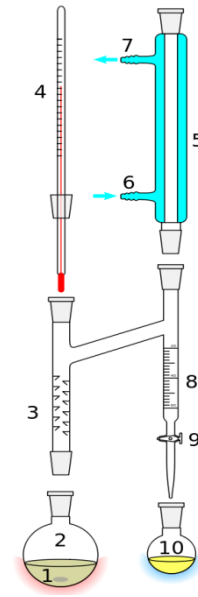


Figure 19: Extracteur de Dean-Stark . [28].

II.4.4.2 Extraction des fluides par méthode Retort

II.4.4.2.1 Description de la technique de Retort

La « méthode Retort » est une technique permettant de mesurer les saturations de fluide dans une carotte en chauffant l'échantillon et en mesurant les volumes d'eau et d'huile évacués. L'échantillon est broyé et pesé avant d'être placé dans la cornue. Il est ensuite chauffé par étapes ou directement à 1200°F (≈ 648.89 °C) au cours duquel les fluides sont vaporisés, recueillis, condensés et séparés. Les plateaux dans l'augmentation du volume d'eau cumulé avec la température sont parfois analysés pour indiquer le moment où l'eau libre, l'eau liée à l'argile liée à la surface et l'eau liée à l'argile intercalaire ont été chassées. Les volumes d'eau et d'huile sont mesurés directement, mais des corrections sont nécessaires pour tenir compte des modifications de l'huile. Le volume de gaz est également nécessaire pour des résultats précis. Ceci est mesuré sur un échantillon adjacent séparé en injectant du mercure sous pression et en mesurant le volume absorbé. Avant l'injection, l'échantillon est pesé et son volume global est déterminé par déplacement de mercure. Le volume total des pores est alors la somme des volumes de gaz, d'huile et d'eau. La saturation de chaque composant est le rapport entre son volume et le volume total des pores.

II.4.4.2.2 Protocole de la technique

Le mode opératoire consiste en :

- On broie grossièrement, 125 grammes de roches extrait du cœur de la carotte fraîche ou sur un morceau de carotte préservé dans de la paraffine ou de la résine,

- L'échantillon est placé dans un capaciteur qui sera placé dans un Retort,
- L'extraction des deux fluides (eau et huile) se fait progressivement en fonction de l'augmentation de la température,
- Lorsque la température atteint 600°F (≈ 315.56 °C) à 800°F, toute l'eau de gisement est extraite des pores (valeur initiale de l'eau), on note l'eau.
- A 1200°F (≈ 648.89 °C), on note le volume d'eau finale et le volume d'huile.
- Le volume de gaz contenu dans l'échantillon est déterminé par injection d'environ 30 g de mercure à l'intérieur de l'échantillon et à une pression de 750 psi.
- Volume total de la roche à pression atmosphérique (V_T) - Volume totale de la roche sous la pression de 750 psi (V_T à 750 psi) = Volume du gaz (à 750 psi) :

$$V_G = \frac{V_g (\text{à } 750 \text{ psi})}{V_t (\text{de } 30 \text{ gHg})} \times 100 \quad [\%] \quad (8)$$

V_w : Volume initial d'eau

V_o : Volume d'huile corrigé

Calcul de saturation:

$$S_w = \frac{V_w}{\Phi(\%)} \times 100 \quad [\%] \quad (9)$$

$$S_o = \frac{V_o}{\Phi(\%)} \times 100 \quad [\%] \quad (10)$$

$$S_g = \frac{V_g}{\Phi(\%)} \times 100 \quad [\%] \quad (11)$$

II.4.4.2.3 Précision de la mesure des deux méthodes

La « méthode Retord » et l'extraction par la technique de Dean Stark peuvent toutes les deux donner des valeurs de saturation résiduelle situées à $\pm 5\%$ de la valeur réelle. Dans une étude réalisée par Rathmell [30], où les mesures de saturation en huile dans des cuves à haute température ont été comparées à des mesures gravimétriques, la saturation moyenne en huile résiduelle a été établie à $\pm 1.4\%$ du volume des pores. La saturation en huile résiduelle moyenne dans ces noyaux était d'environ 45% d'espace poral, et la dispersion des données était de $\pm 6.1\%$ du volume des pores. L'API RP 40 [20] indique que la précision de la

technique de distillation en cuve correspond à $\pm 5\%$ de la valeur réelle. Précision de la mesure.

II.5 Analyse et traitement des données

Pendant la préparation de ce mémoire, nous avons utilisé plusieurs logiciels ; ainsi pour l'analyse statistique nous avons utilisé « Statistique 7.0 » ; pour le traçage des courbes « Origin21(64bit) », et les surfaces et interpolation « Surfer15 » ; enfin pour le traitement des images, nous avons utilisé le logiciel « Gimp-V.2.11.0 » [31].

Troisième Chapitre

III Etude Sédimentologique du secteur d'étude (zone 13).

III.1 Introduction au secteur d'étude

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis une subdivision du gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production et d'extension variable.

Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement.(Figure 20)

Notre étude portera sur la zone 13 à l'Est du champ de Hassi Messaoud (Figure 21), qui est la zone la plus vaste du champ.

Au Nord-Est, un ensellement la sépare de la zone 11 et au Sud-Est un ensellement la sépare de la zone 17. La limite avec la zone 19 est très peu nette.

Tous les réservoirs sont impliqués, sauf le D4 absent dans ce secteur. Le D3 est surtout présent au Sud, dans la dépression axiale. Le D2 n'est présent que sur environ la moitié sud de la Zone, où il est en grande partie sous la discordance hercynienne.

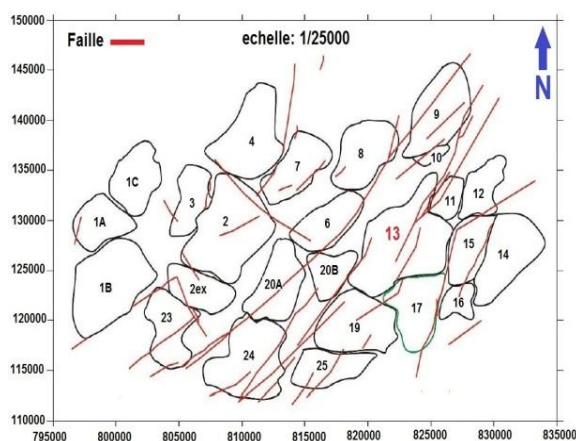


Figure 19: Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud.

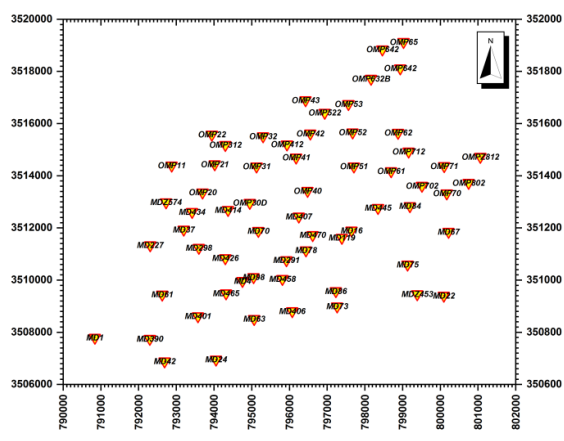


Figure 20: Positions des puits dans la zone 13.

III.2 Description de la sédimentologie des lieux

III.2.1 Introduction

L'étude présentée ici vise à apporter des informations géologiques concernant le secteur d'étude. Elle est : Fondée sur :

- Une analyse sédimentologique de faciès de 6 forages carottés,
- Un découpage litho stratigraphique et sédimentologique à l'échelle réservoir,
- Des corrélations à l'échelle réservoir,
- Et au final, reconstitution des environnements de dépôt.

III.2.2 Description des carottes

La description des faciès se fait selon plusieurs critères : la lithologie, la granulométrie, la nature des grains, la présence d'éléments particuliers. Enfin, un des points les plus importants est la reconnaissance des structures sédimentaires.

III.2.2.1 Puits MD24 :

Les unités lithologiques suivantes (Figure 22) :

RA avec une épaisseur de 106 m, de 3330 à 3436 m.

R2 avec une épaisseur de 8 m, de 3436 à 3444 m.

Description de R2 entre 3436 et 3444 m : (8 m)

Ce sondage nous montre des grès quartzites de couleur gris sombre, moyens à grossiers, avec des passages conglomératiques, Les éléments sont sub-anguleux à sub-arrondis, mal classés. On note la présence d'un galet d'argile à 3442m.

Description de la zone de passage et D1 entre 3406 et 3436 m : (30 m)

Ce carottage montre des quartzites grès et grès quartzites, de couleur gris sombre, moyens à très grossiers, mal classés. Le ciment argileux est abondant, parfois carbonaté. La fissuration est assez développée, certaines fissures étant ouvertes et remplies de carbonates.

Description de l'ID entre 3378 et 3406 m : (28 m)

Cette partie de Carottage contient par des quartzites grès et grès quartzite anisométrique de couleur gris clair.

Micro conglomératiques. Rares passées centimétriques à décimétriques de siltstones argilo-micacés gris-vert.

Le ciment est essentiellement argilo-micacé (kaolinite, illite, micas), trace d'anhydrite et carbonate. Ces fissures sont remplies d'argiles micacées et carbonate et d'anhydrite. Vers 3387,50-3388,90 m apparaissent deux brèches tectoniques compactées d'éléments de quartzite anguleux, dont la taille varie de quelques (mm) à plusieurs (cm), à ciment carbonaté et des grès argilo-quartzeux

Description de D2 entre 3357 et 3378 m : (21 m)

Le D2 est constitué par des quartzites et quartzites grès anisométriques de couleur gris clair, moyens à grossiers, mal classés, à partir de 3362 m apparaissent des niveaux très

grossiers à micro conglomératiques, les grains atteignent parfois 4mm, les éléments sont sub-arrondis à subanguleux, mal classés.

Le ciment siliceux est très abondant, et rare ciment argileux, ou carbonaté.

Il existe de très nombreuses fissures parfois ouvertes et remplies d'une brèche à éléments de Quartzites et à ciment argilo-gréseux ou carbonaté à trace d'anhydrite. Présence de stratifications entrecroisées.

Description de D3 entre 3330 et 3357 : (27 m)

Cette partie de Carottage contient de quartzites et quartzites grès anisométriques de couleur gris clair, moyens à très grossiers, fragmenté formant une brèche tectonique.

Le ciment siliceux est très disponible. Rarement argileux (par plage), ou carbonaté à trace d'anhydrite. Les fissures très nombreuses sont souvent ouvertes, et remplies d'une brèche à élément de quartzite blanc dont la taille varie, et à ciment d'argile noire, de carbonate (sidérite) et d'anhydrite.

Les Tigillites n'apparaissent que périodiquement dans les zones quartzitiques, nettes entre 3342- 3344 m, et diffuses entre 3345-3350 m.

III.2.2.2 Puits MD78 :

Il traverse les unités lithologiques suivantes (Figure 23) :

RA avec une épaisseur de 98 m, de 3462 à 3460 m.

R2 avec une épaisseur de 10 m, de 3460 à 3470 m.

Description de R2 entre 3460 et 3470 m :

Le R2 est constitué par des quartzites grès de couleur gris sombre et gris clair, moyens à grossiers, souvent fins, à éléments sub-arrondis.

Ces grès sont friables par endroit. On observe de nombreuses Passées centimétriques de siltstones argilo-micacés.

Le ciment argileux est plus abondant. Tout au long de la carotte on observe des stratifications obliques.

Description de la zone de passage entre 3455 et 3460 m : (5 m)

Litho est logiquement composé de quartzites grès anisométriques gris sombre, moyens à grossiers, avec quelques passages micro conglomératiques, quelques intercalations de siltstones micacés. Le ciment argileux est moins disponible que le ciment siliceux. Les stratifications sont obliques. La fissuration est souvent remplie de la silice secondaire

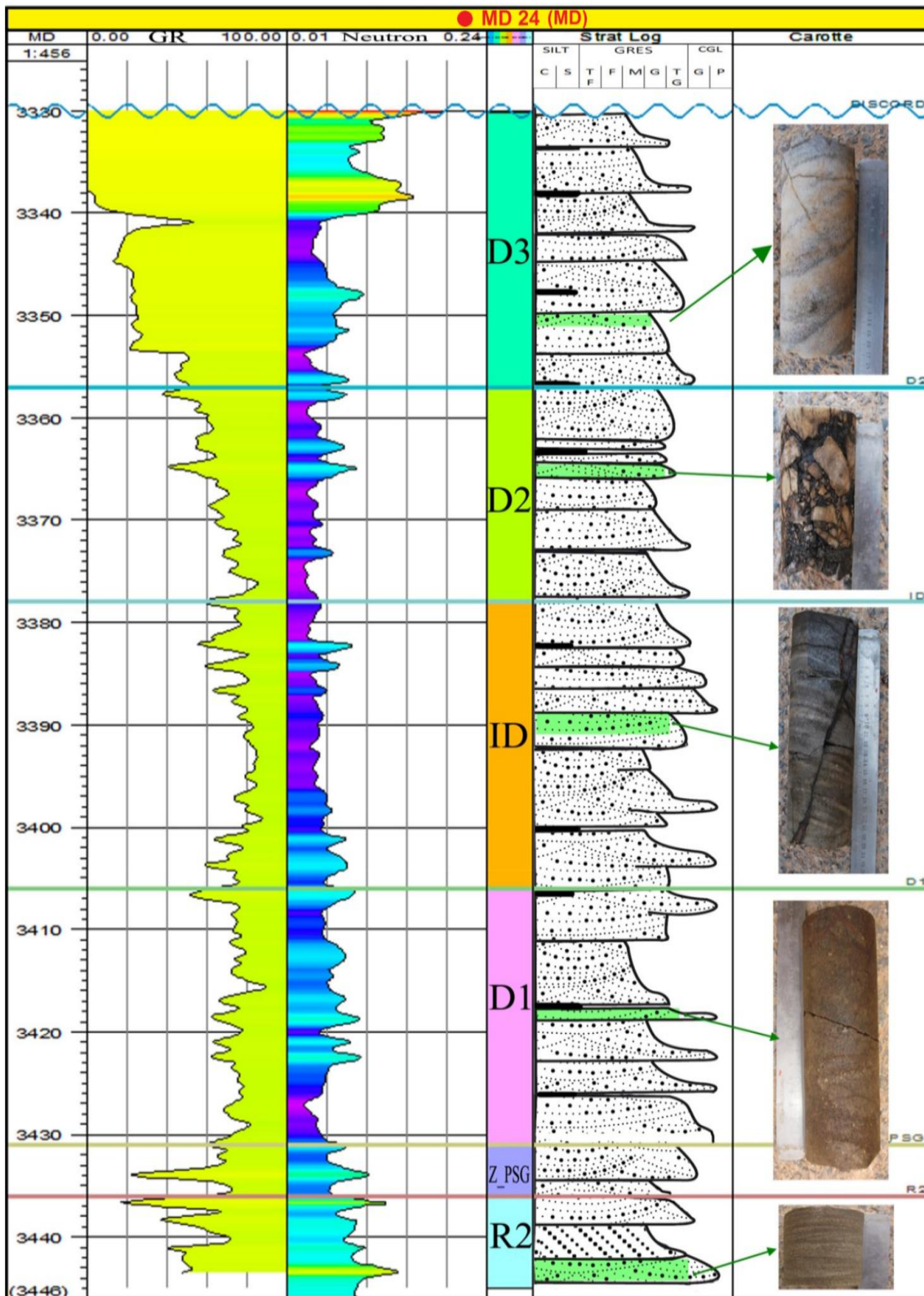


Figure 21: Log stratigraphique avec Gamma ray et Neutron du puits MD24 montrant les différents drains du Cambrien de Hessi Messaoud.

Description de D1 entre 3431 et 3455 m : (24 m)

Cette zone de réservoir contient du grès quartzite de contraste gris foncé, moyenne à grossière, souvent très petite et avec des couches en pente.

Les éléments sont sub-arrondis à sub-anguleux, mal classés, il permet l'utilisation de rares pâtes centimétriques issues de pierres d'argile micacé. Les ciments silicatés et argileux sont abondants. Les fissures ouvertes sont souvent très rares.

Description de l'ID entre 3401 et 3431 m : (30 m)

Ce carottage montre du grès gris foncé, moyen à rugueux et un peu de quartzite, niveaux d'agglomération. Les éléments sont semi-angulaires à semi-circulaires, bien classés micacé. Le ciment est soyeux et peu argileux. En particulier, certaines des fissures étaient remplies de silice secondaire.

Fréquemment entre 3409 et 3410 CE, on observe une fracture inclinée à environ 70 degrés, rempli de pierres d'argile

Description de D2 entre 3376 et 3401 m : (25 m)

Il est composé un grès quartzite anisotrope, gris foncé, moyen à grossier. Mince par endroits, avec des allées accidentées, les articles sont semi-circulaires et bien classés. La présence de rares jonctions de petites pierres d'argile.

Ciment soyeux, pas trop d'argile. Ces couches sont inclinées le long de D2. C'est une panne remplie de silice secondaire.

Description de D3 de 3362-3376 m : (14 m)

Cette partie du réservoir présente des grès quartzites anisométriques de couleur gris sombre, fins à moyens rarement grossiers, avec quelques passages conglomératiques, à stratifications obliques. Quelques. Intercalations décimétriques de silts stones micacés. Le ciment est siliceux, peu argileux. La fissuration est assez développée.

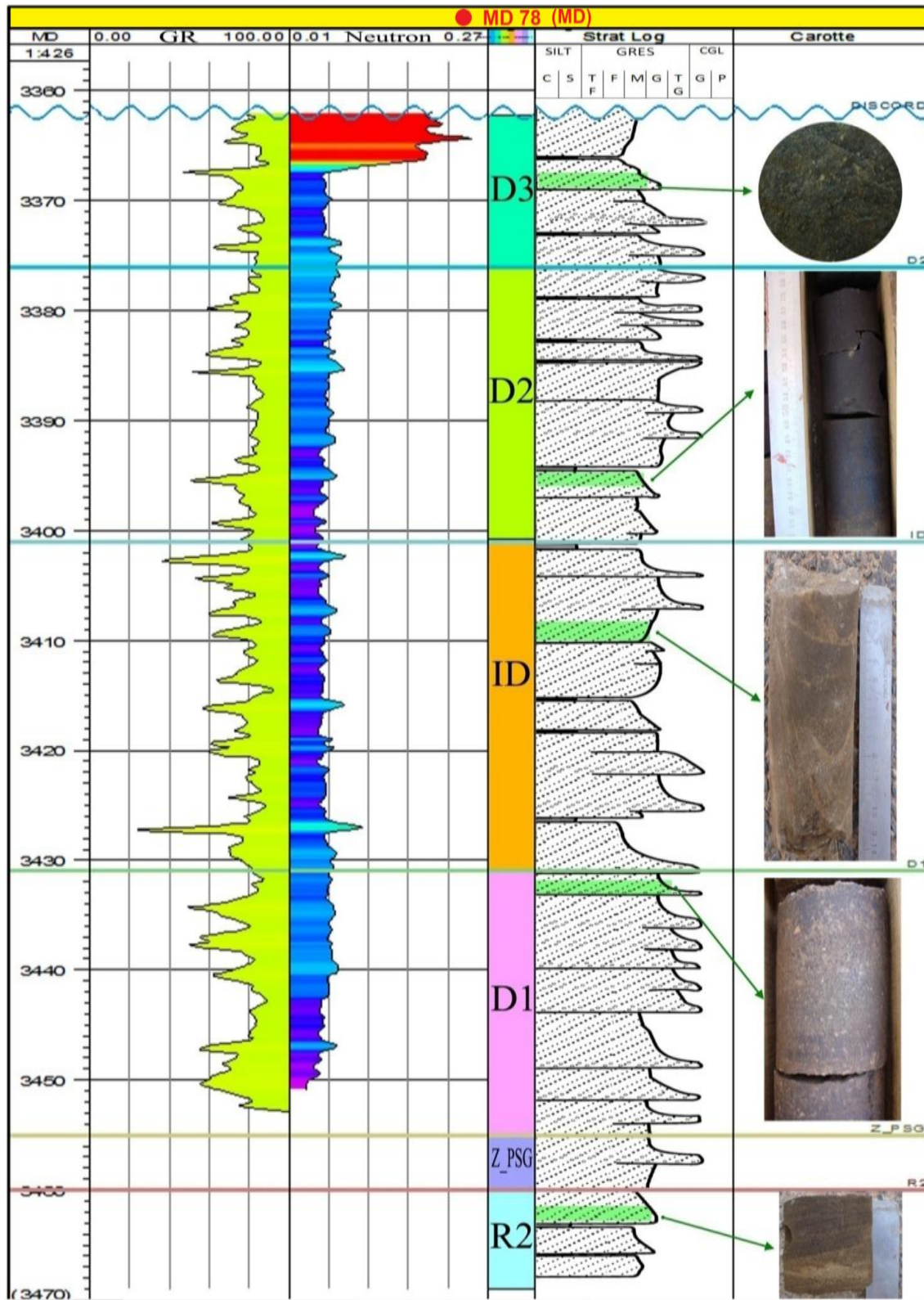


Figure 22: Log stratigraphique avec Gamma ray et Neutron du puits MD 78 montrant les différents Drains du Cambrien de Hassi Messaoud.

III.2.2.3 PuitsMD67 :

Il traverse les unités lithologiques suivantes (Figure24) :

RA avec une épaisseur de 65 m, de 3356 à 3421 m.

R2 avec une épaisseur de 16 m, de 3421 à 3437 m.

Description de R2 entre 3421 et 3437 m : (16 m)

Ce drain est composé par des grès quartzites de couleur gris sombre et gris clair, moyens à grossiers. Les éléments sont subanguleux à sub-arrondis, mal classés généralement, admettant des passées centimétriques de siltstones argilo-micacés. Le ciment est argileux avec. Les Stratifications entrecroisées tout au long de la carotte. La fissuration est absente.

Description de la zone de passage entre 3416 et 3421 m : (5 m)

Ce sont des grès quartzites anisométriques de couleur gris clair, moyens à grossiers, avec des passages centimétriques de siltstones argilo-micacés. Le ciment est visiblement argileux. Les stratifications sont toujours entrecroisées. La fissuration est absente.

Description de D1 entre 3389 et 3416 m : (27 m)

Cet intervalle est composé par des grès anisométriques de couleur gris clair à gris sombre, moyens à grossiers, mal classés, à ciment essentiellement argileux, admettant de nombreuses passées centimétriques de siltstones argilo-micacés. Les stratifications sont entrecroisées, et les fissurations absentes.

Description de l'ID entre 3359 et 3389 m : (30 m)

Ce carottage montre des grès quartzites et quartzite grès anisométriques de couleur gris clair et gris sombre, moyens à grossiers, conglomératiques par endroit, de nombreuses passées centimétriques parfois décimétriques de siltstones gris verts argilo-micacés. Le ciment argileux est très abondant. Les stratifications sont entrecroisées. On note la présence de pyrite, et quelques nodules de sulfates, et des cristaux de quartz.

Présence de Tigillites à partir de 3374 m, qui sont rares. On les observe à 3381,15-3376,70-

3377,70 m. Les fissurations fermées sont très rares.

Description de D2 entre 3356 et 3359 m : (3 m)

Intervalle très réduit constitué de quartzites grès à grès quartzites anisométriques, de couleur gris sombre, moyens à grossiers, les éléments sont mal classés. Rares intercalations de siltstones argilo-micacés gris verte. Le ciment est argileux (kaolinite). Les stratifications entrecroisées observées tout le long de la carotte.

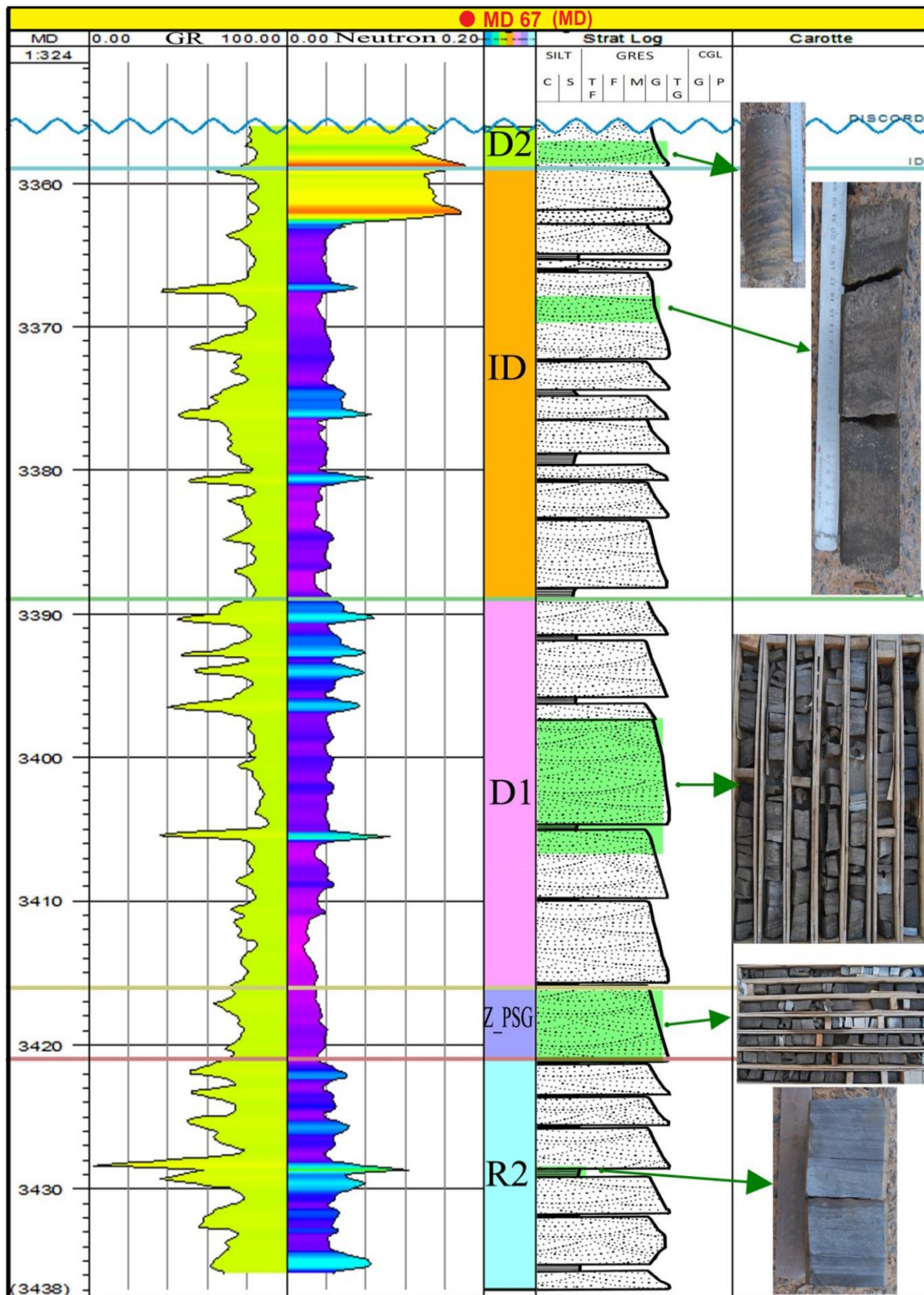


Figure 23: Log stratigraphique avec Gamma ray et Neutron du puits MD 67 montrant les différents Drains du Cambrien de Hassi Messaoud.

III.2.2.4 PuitsOMP40 :

Il traverse les unités lithologiques suivantes (Figure 25):

RA avec une épaisseur de 63 m, de 3366 à 3429 m.

Description de la zone de passage entre 3425 et 3429 m : (4 m)

Lithologiquement est composé de grès anisométriques gris beige, moyens à grossiers, à rare passées grossières et conglomératiques et présentant des stratifications obliques et entrecroisées. Le ciment siliceux et argileux. La fissuration est absente.

Description de D1 entre 3399 et 3425 m : (26 m)

Ce carottage montre des grès anisométriques de couleur gris beige, moyens à grossiers, à nombreuses passées très grossières à micro-conglomératiques, avec intercalations de rares siltstones gris noires. Le ciment est siliceux et argileux, rarement carbonaté. Présence de stratifications obliques et entrecroisées. On note présence de galets d'argiles noires. La fissuration colmatée par de l'argile ou carbonate, ou de sulfure.

Description de l'ID entre 3369 et 3399 m : (30 m)

Il présente des grès gris beige à gris anisométriques, moyens à grossiers, à nombreuses passées très grossières. Rares intercalations de siltstones gris à noirs. Les Tigillites sont assez importantes sur cette carotte à stratifications entrecroisées et obliques. Les galets d'argiles sont peu présents. Le Ciment est siliceux, peu argileux, carbonaté au sommet. La fissuration sub-verticale est peu développée colmatée par de la silice.

Description de D2 entre 3366 à 3369 m : (3 m)

Cette carotte présente des grès gris blancs devenant gris à gris beiges, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment siliceux et argileux, à stratifications obliques.

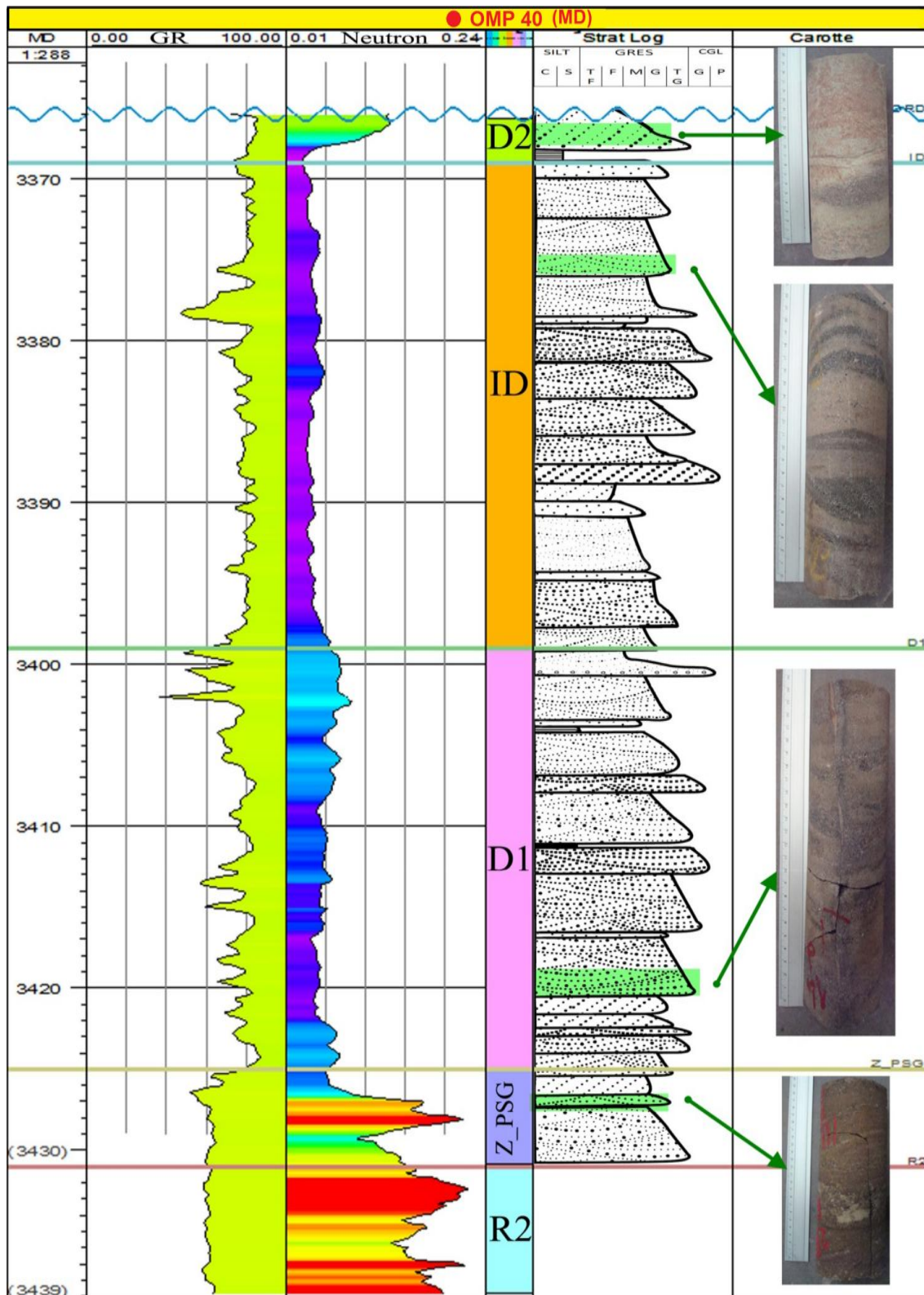


Figure 24: Log stratigraphique avec Gamma ray et Neutron du puits OMP 40 montrant les différents Drains du Cambrien de Hassi Messaoud.

III.3 Caractéristiques sédimentologiques du réservoir

La description des carottes des puits étudiés a montré un Cambrien exclusivement formé de faciès détritiques à bancs de grès d'épaisseurs variables avec passées de niveaux argilo-silteux. Le Cambrien montre les caractéristiques suivantes :

III.3.1 Lithologie

On a deux types de lithologies différentes (Figure 26) :

III.3.1.1 Grès

Roches sédimentaires détritiques terrigènes composées de 60% de grains de quartz plus ou moins arrondis, de 1/16mm à 2 mm. Les grès se présentent sous plusieurs faciès : faciès présentant des structures sédimentaires, épais et de couleur brunâtre (Photo 1), et faciès massif et moins épais par rapport au premier, de couleur beige et d'aspect grenu (Photo 2), ainsi, le faciès à mouchetures blanches (Photo 3). Cette diversité de couleur reflète la différente nature du ciment. L'épaisseur de ces bancs gréseux varie entre 40 cm à 5 m, parfois même plus.

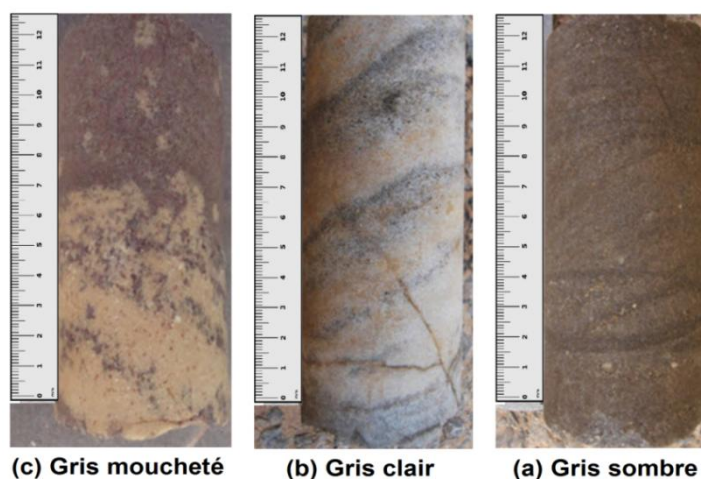


Figure 25: Différents aspect des grès du Cambrien de Hassi Messaoud

III.3.1.2 Silt

Ce sont des sables extrêmement fins, dont la taille des grains est comprise entre 0,005 mm et 0,5 mm. Leur composition varie considérablement mais on y trouve généralement une teneur élevée en minéraux argileux associés au quartz, tourmaline, micas et zircon.

D'après les études des anciennes compagnies SNREPAL et CFPA en (1973) ainsi que celles des géologues de la Division Engineering et Production, les silts de Hassi-Messaoud sont caractérisés par une forte radioactivité due à leur forte teneur en minéraux lourds, dont l'Uranium occupe une grande proportion. L'appellation de « silt » dans les grès de Hassi-

Messaoud englobe conventionnellement tous les lits d'argiles ou de siltstones dépourvus de qualité réservoir.

La description de carotte montre deux couleurs de silts :

- Silts gris verdâtres, fréquents dans le Ra.
- Silts gris noirâtres, abondants dans le Ri.

Selon la lithologie, on peut distinguer :

- Silts à intercalation gréseuse
- Silts argilo-micacés : ce sont des silts à ciment argileux (Photo 4).
- Silts francs compacts, gris verdâtre.

Leur épaisseur est très variable, pouvant aller de quelques centimètres à quelques décimètres et leur fréquence est irrégulière. Ce dépôt traduit un processus de suspension et décantation.

III.3.2 Structures sédimentaires

On a observé deux figures spécifiques (Figure 27) :

III.3.2.1 Les stratifications obliques:

Concernent généralement les dépôts grossiers, rarement les dépôts fins, c'est le résultat d'une superposition de deux granulométries alternativement fine et grossière, et l'existence périodique de courants faible et fort, elles caractérisent généralement des dépôts fluviaux (Photo b).

III.3.2.2 Les stratifications entrecroisées :

C'est l'entrecroisement des stratifications obliques, résultent du déplacement latéral des chenaux en tresses (Photo a).



Figure 26: Silt argilo-micacé.



(a) Stratification entrecroisée



(b) Stratification oblique

Figure 27: Différents type de stratifications observées dans le Cambrien de Hassi Messaoud.

III.3.3 Structures organiques

Représentées par les Tigillites (Scolithos), très rare sur carottes, observés sur l'ID de deux sondages, MD67 et OMP40. Ce sont des terriers sous forme de tubes verticaux séparés qui traversent les bancs gréseux et argileux. Ils sont indicateurs de milieu marin peu profond où l'action des vagues se fait sentir (Figure 28).

III.3.4 Galets d'argiles

Masses globuleuses, centimétriques à décimétriques, se différenciant par sa composition et/ou sa structure du reste de la roche qui les contiennent. Ces galets correspondent au milieu de fond de chenal (Figure30).



Figure 29: Tigillites.



Figure 30: Galet d'argile.

III.3.5 Discontinuités :

Elles permettent d'établir des coupures qui marquent les séquences, on distingue :

A. Les discontinuités de grande échelle :

a) La discordance hercynienne : (discordance majeure) : (Figure31)

Etant donné la structure en dôme de Hassi-Messaoud, et vu l'impact de la discordance Hercynienne sur la région, le Trias repose directement sur le Cambrien de Hassi-Messaoud. Cette discontinuité est matérialisée par une croûte carbonatée ferrugineuse. (K. Guendouz et T. Hamma, 1999).

B. Les discontinuités de petite échelle :

a) **Surface de ravinement** : Elles sont soulignées par un grès grossier à micro-conglomératiques reposant sur un matériel fin.

b) **Les joints** : Ils correspondent à des passées argileuses millimétriques à centimétriques séparant deux bancs gréseux (Figure32).



Figure 31: Discordance Hercynienne.



Figure 32: Joint argileux

III.3.6 Faciès du secteur d'étude :

Cette analyse des puits carottés a ressorti neuf (9) faciès sédimentaires principaux du réservoir, classés selon des critères tels que granulométrie, et structures sédimentaires :

Ces faciès peuvent être classés en deux grands groupes :

- 1) les faciès liés à des écoulements gravitaires.
- 2) les faciès liés à une dynamique fluviale (chenaux, plaine d'inondation...).

En outre les faciès liés à une dynamique fluviale sont eux-mêmes divisés selon le régime d'écoulement qu'ils représentent (notion intégrant la vitesse du courant, la profondeur à laquelle il agit dans une tranche d'eau et le mode de déplacement du sédiment), distingués classiquement par le haut régime et le bas régime qui chacun d'eux présentant des structures sédimentaires typiques (Figure 33) (Hamon, 2001)[32].

Neuf (9) faciès ont ainsi été identifiés et prennent place dans l'une ou l'autre de ces catégories. Chacun de ces faciès fera l'objet d'une description et d'une illustration photographique.

III.4 Subdivision du réservoir

Les grès de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en huit formations et qui sont du bas en haut : R3, R2, Ra et Ri, avec la zone des alternances (R50-R70), suivie de la formation d'El Gassi et d'El Atchane et la formation des quartzites de Hamra et enfin celle des grès de Ouargla.

Dans notre zone d'étude seul les formations R2 et Ra ont été identifiées sur les 6 carottes observées.

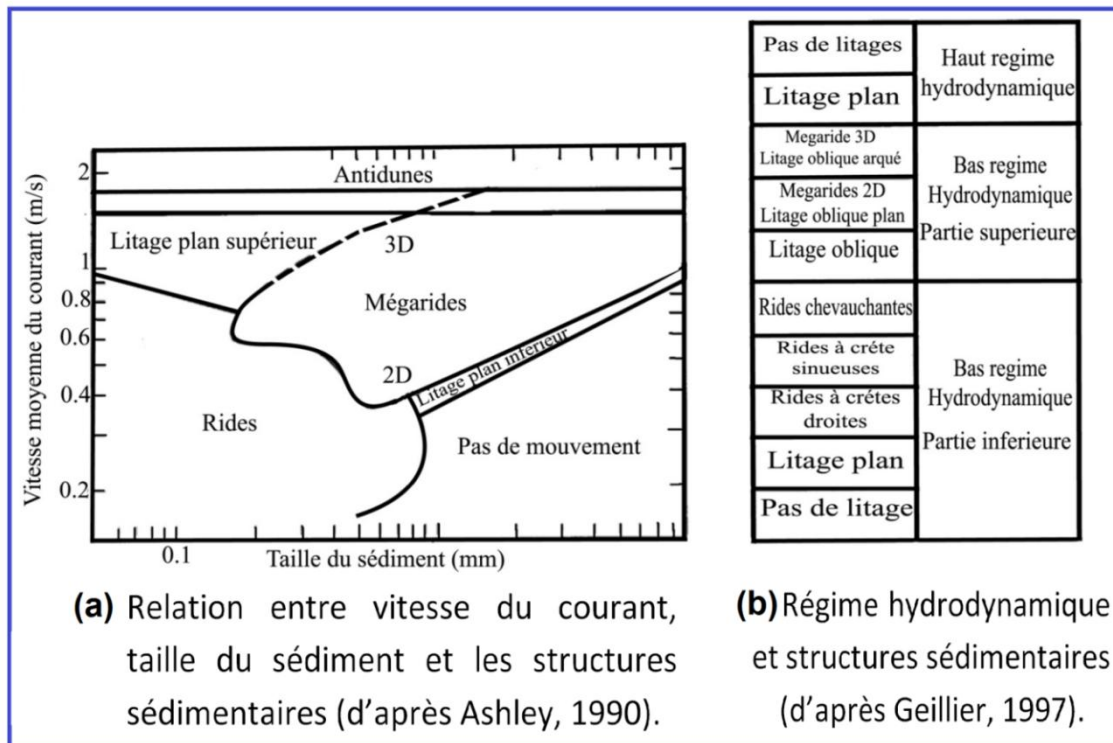


Figure 33:Notions utilisées dans la classification de Hamon (2001).

III.4.1 Le découpage litho stratigraphique du réservoir Cambrien :

Ce découpage litho stratigraphique a été fait par les pétroliers mais sa validation purement stratigraphique n'est pas possible. Cependant, il est nécessaire de présenter ce découpage car il est basé sur des critères pétrophysiques, pétrographique et diagraphiques (Figure 34). Le découpage litho stratigraphique tel qu'il est utilisé sur le gisement est de haut en bas comme suit :

- ❖ Ri (isométrique) ou D5 (R70-R100)
- ❖ Ra (anisométrique), composé de différents drains
- D4 (R100-R130)
- D3 (R130-R140)
- D2 (R140-R150)
- ID (inter-drain) (R150-R170)
- D1 (R170-R190)
- ❖ Z-PSG (zone de passage) (R190-R200)
- ❖ R2 (R200-R300), dont R2ab (R200-R250)
- ❖ R3
- ❖

III.4.2 Les limites utilisées

Il est nécessaire de noter que de manière générale, les limites supérieures et inférieures du Ra

Permettent d'établir les corrélations les plus fiables.

En effet, la limite entre Ri et Ra est assez aisément identifiable en raison de la présence très fréquente d'un niveau radioactif (pic "gamma ray") à la base du Ri (repère R100) et de l'existence de niveaux internes au Ri très continus et corrélables à l'échelle du gisement (GR très faible).

La limite inférieure, située entre Ra et R2, se marque par une augmentation de la radioactivité sur le GR (augmentation de l'argilosité dans le R2) et par une augmentation apparente de la porosité sur le Neutron. Ce contraste est accentué par la présence d'une zone compacte (bosse siliceuse) à la base du D1. Cette limite, parfois délicate a pointé peut en général être aussi identifiée sur les carottes.

Les niveaux inférieurs du réservoir (Z-PSG, D1, ID et D2) devraient être continus, et relativement isopaques sur l'ensemble du gisement avant l'érosion hercynienne. Les grès les plus grossiers et les plus propres (réponse Gamma-ray faible), représentent surtout le D2 et le D1, séparés par l'Inter-Drain (ID) à films silteux plus nombreux. Le toit et la base du D1 sont généralement très caractéristiques sur le Neutron.

Par contre les drains supérieurs (D3 et D4) montrent des variations importantes d'épaisseurs. Le maximum d'épaisseur du Ra (Zone de Passage a D4) se situe à L'Ouest du champ (33m a MD181), et l'on observe une réduction progressive vers le Sud-est, où l'épaisseur la plus faible est constatée. Cette réduction d'épaisseur est liée au biseau du D4 vers l'est directement sous le D5.

CHAP. III : Etude Sédimentologique du secteur d'étude (zone 13)

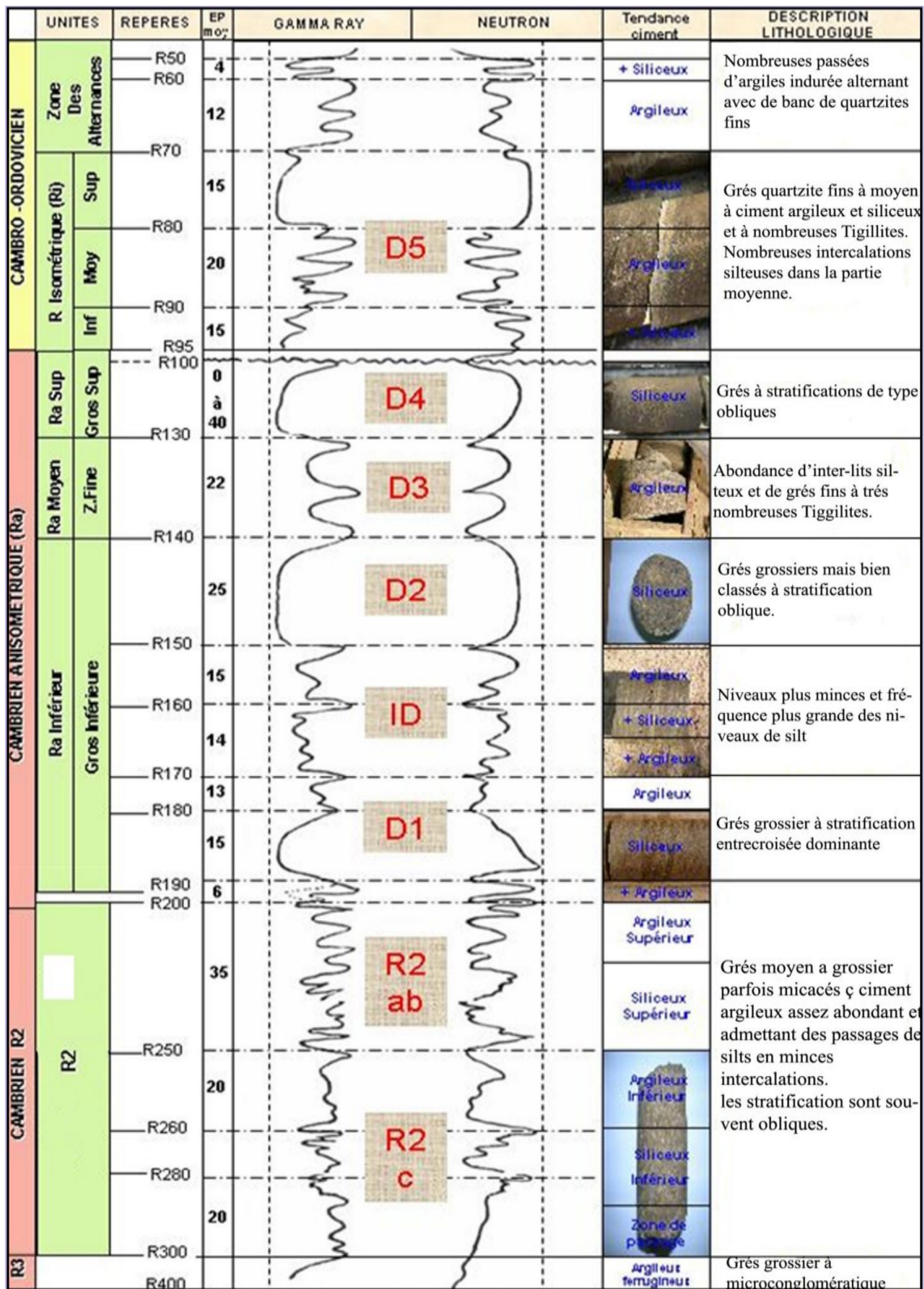


Figure 34: Découpage Lithostratigraphique du réservoir du champ de Hassi Messaoud.

III.5 Conclusion

L'étude des dépôts de la zone 13 avait pour but : (1) de préciser les conditions de sédimentations, (2) de préciser grâce à un découpage du réservoir les corrélations entre les différents drains.

Le premier résultat de cette étude est la constitution de trois modèles de faciès pour caractériser l'environnement sédimentaires correspondant au fluvial, en effet il est caractérisé par :

- la plaine d'inondation.
- la barre d'accrétion de chenal.
- le fond de chenal.

Deuxième point, la corrélation entre les drains a montré que la série diminue en allant du Sud vers le Nord et de l'Est vers l'Ouest.

La disparition du D4 sur toute la zone est une particularité stratigraphique.

Quatrième Chapitre

IV Etude statistiques et analyse des paramètres pétrophysiques

IV.1 Distribution des paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur

IV.1.1 Puits MD 1:

En observé la variation des deux paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur donc en va commencer avec ce courbe

Dans le profondeur 3400m enregistre la valeur triée élève $k=200\text{Md}$ dans la formation gréseux . et entre la profondeur 3401m_3450m la perméabilité triée faible dans la formation argileux (changement de faciès).

Et la porosité dans la profondeur **3414 m.** enregistre la valeur triée élève $\Phi=20\%$ dans la formation gréseux.

Et la porosité dans le profondeur 3416m faible .changement de faciès un formation compacte.

La porosité dans l'intervalle **3360 m a 3450** est variable .bonne porosité

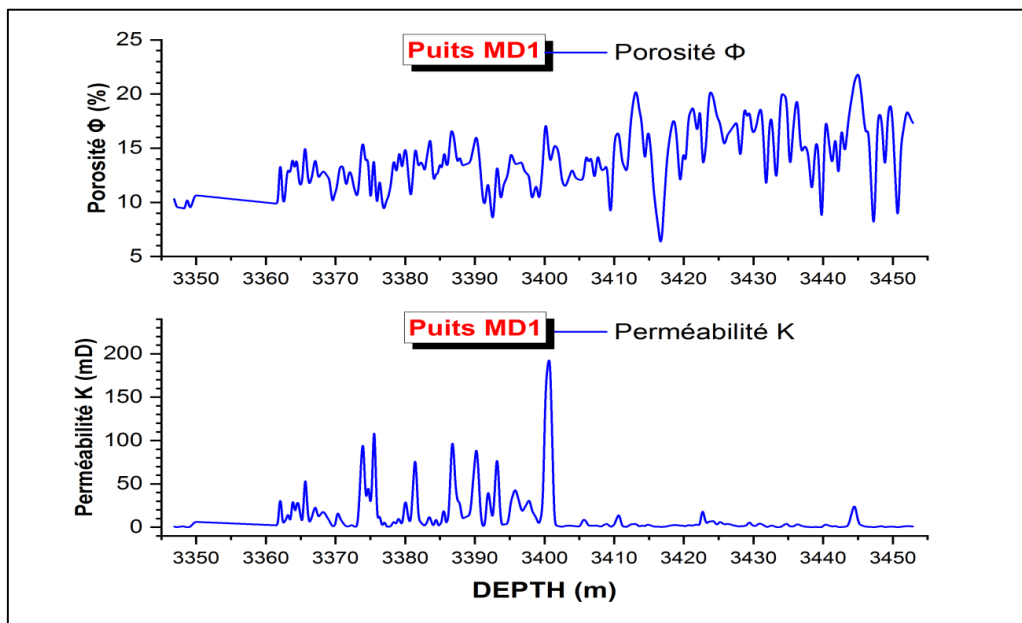


Figure 35: Evolution de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur. (MD1)

IV.1.2 Puits MD 4

Dans cette courbe la valeur de porosité est un variable. Mais dans la profondeur **3441 m** à **3442 m** enregistre **Min** valeur un formation compacte.

Et La perméabilité enregistre la valeur la plus élevée quand **350 md** dans l'intervalle **3440 m** à **3441.5 m**. dans milieu gréseux. E dans l'intervalle 3443m à 3449m le perméabilité faible un formation argileux.

IV.1.3 Puits MD 16

Dans ce cas enregistré plage de valeurs variable de porosité :

3340m a 3345 : $\Phi=16$ % valeur **Max** donc cette formation est gréseux.

Et dans les profondeurs **3348 m / 3365m / 3399 m** : nous avons enregistré plusieurs micro valeurs **$\Phi=2\%$** valeur **Min**. est changement de fascée .

Dans la courbe de perméabilité a la profondeur **960 m : k=960 md**

Et dans le zone **3334 m** à **3353 m** valeurs variables **K = 0 md** à **400 md**

Nous avons enregistré la valeur maximale **Max : 1100 md** lorsque la profondeur **3355m**.un formation est gréseux.

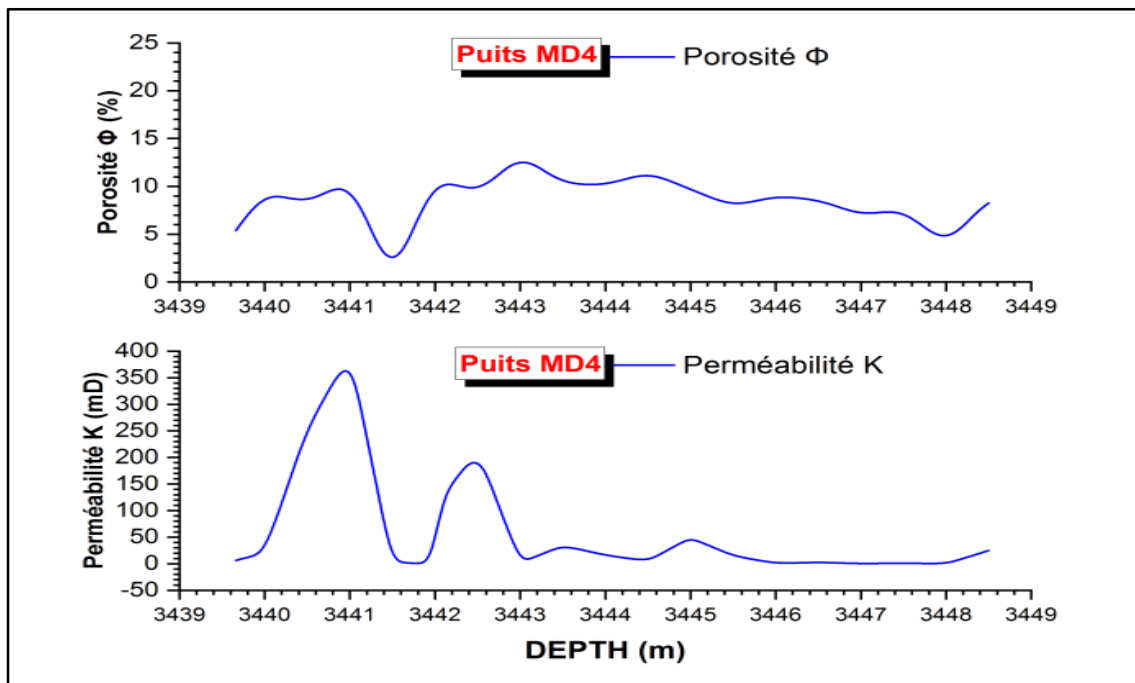


Figure 36: Evolution de la porosité te la perméabilité en fonction de la profondeur (MD4) .

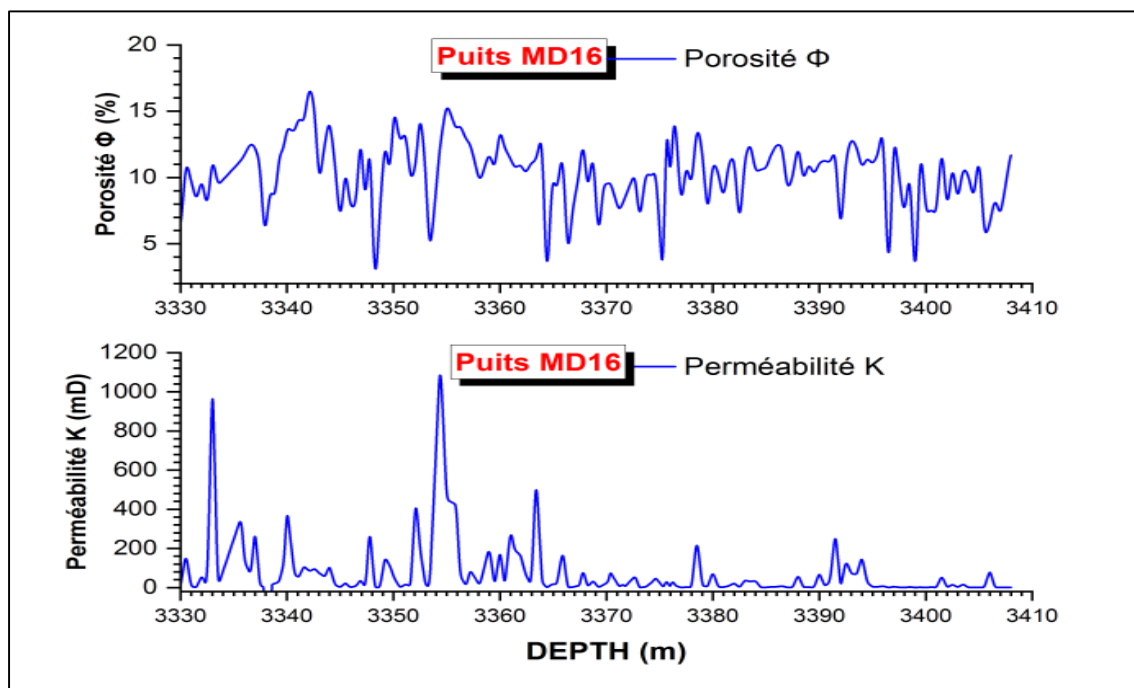


Figure 37: Evolution de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur (MD16).

IV.1.4 Puits MD 86

Nous enregistrons plusieurs valeurs variables et fermantes entre le : $\Phi=4.4\%$ à 12.8% dans la courbe de la porosité dans l'intervalle **3360m** à **3430m** mais il y a deux cas dans la valeur de la porosité **Min** et **Max** sur forme suivante:

Dans profondeur : **3365 m** >>> porosité **Min** : $\Phi \approx 2.3\%$. formation compacte.

Dans profondeur : **33887 m** >>> porosité **Max** : $\Phi = 14\%$ formation gréseux

À l'intervalle **3360 m** à **3430 m** notez que les valeurs de perméabilité faible dans la profondeurs **K = 100 md**. Bien que enregistré plusieurs valeurs au-dessus de **500 md**.

Mais dans la profondeur **3386.5m**.enregistre La valeur **Max** de perméabilité dans cette profondeur égal à : **K= 3000 md** changement de faciès un formation gréseux .

IV.1.5 Puits MD 298

Dans ce puits vous obtenez les enregistrements suivants de porosité en observe une valeur minimale Min : $\Phi=3.2\%$ dans la profondeur **3365 m**.un formation compacte

Et deux valeurs **Max** : $\Phi=11\%$ dans les deux profondeurs **3382 m** et **3386 m**. Parce qu'il y a un changement dans le faciès un formation gréseux.

La valeur de la perméabilité semi-constante dans cette zone lorsque la profondeur **3360 m** jusqu'à **3410 m** : **K=0 md**. formation argileux Sauf lorsque les profondeurs **3366m** et **3397m** a atteint la valeur la plus élevée **Max** : **K=49md**.formation gréseux.

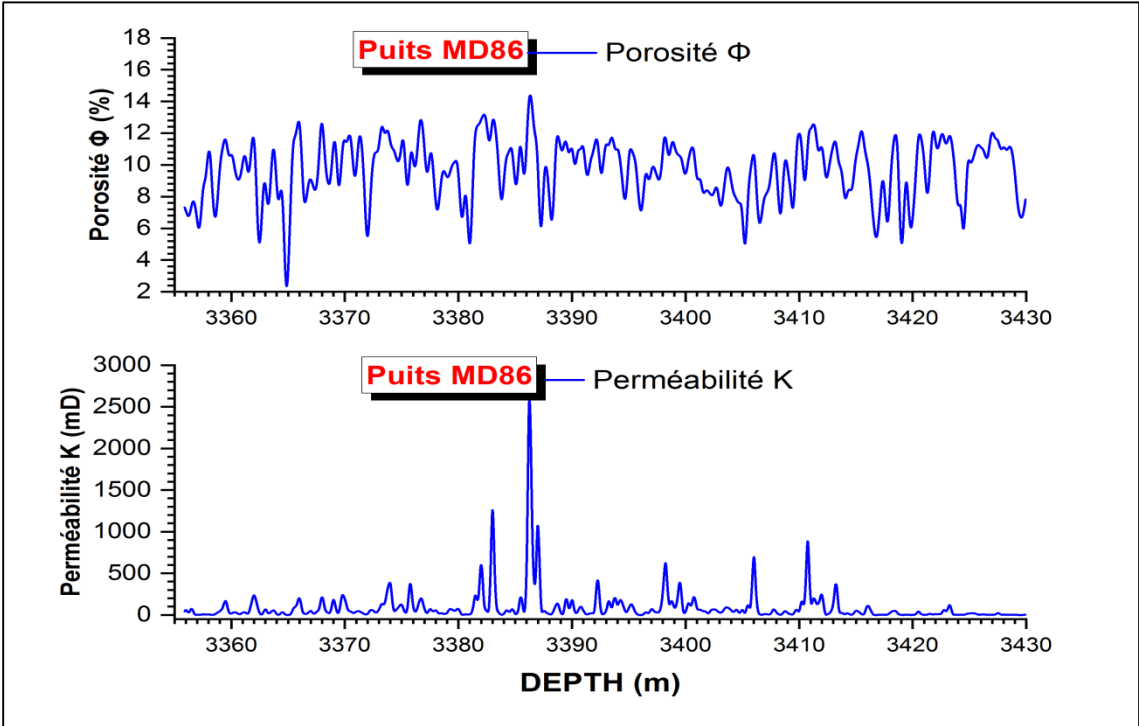


Figure 38: Evolution de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur (MD86).

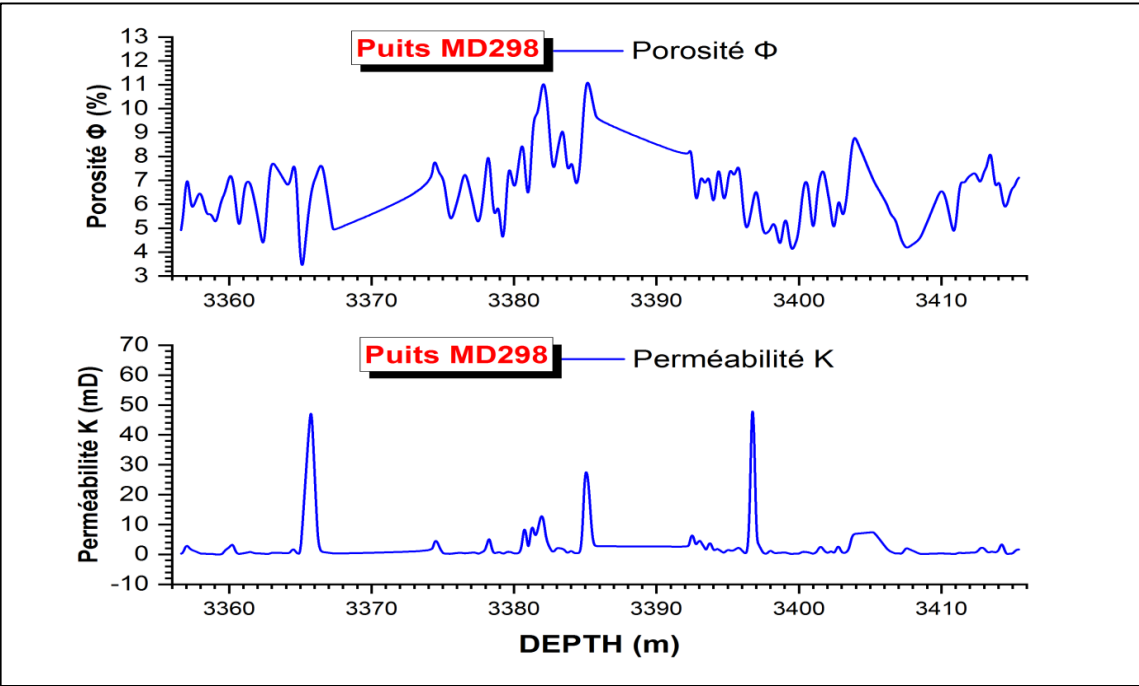


Figure 39: Evolution de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur (MD298).

IV.1.6 Puits OMP 11

Dans cette courbe de porosité notez que les valeurs sont immunisées enter : $\Phi=4.8\%$ à **13.8 %** dans l'intervalle **3340m** à **3410m**.

Mais on a de valeur **Max** et **Min** dans deux profondeurs différentes :

$\Phi \gg \gg$ **Max =15 %**. Un formation gréseux .

$\Phi \gg \gg$ **Min =4.8 %**. Un formation compacte.

Dans cette courbe il y a une variance de valeur de perméabilité dans l'intervalle **3338 m** à **3380m**. Et enregistre valeur **K: Max =550 md** dans profondeur **3363 m**. dans formation gréseux.

Et dans l'intervalle **3383m** à **3410m** en registre changement de faciès dans la valeur de perméabilité net à **0 md**. un formation argileux.

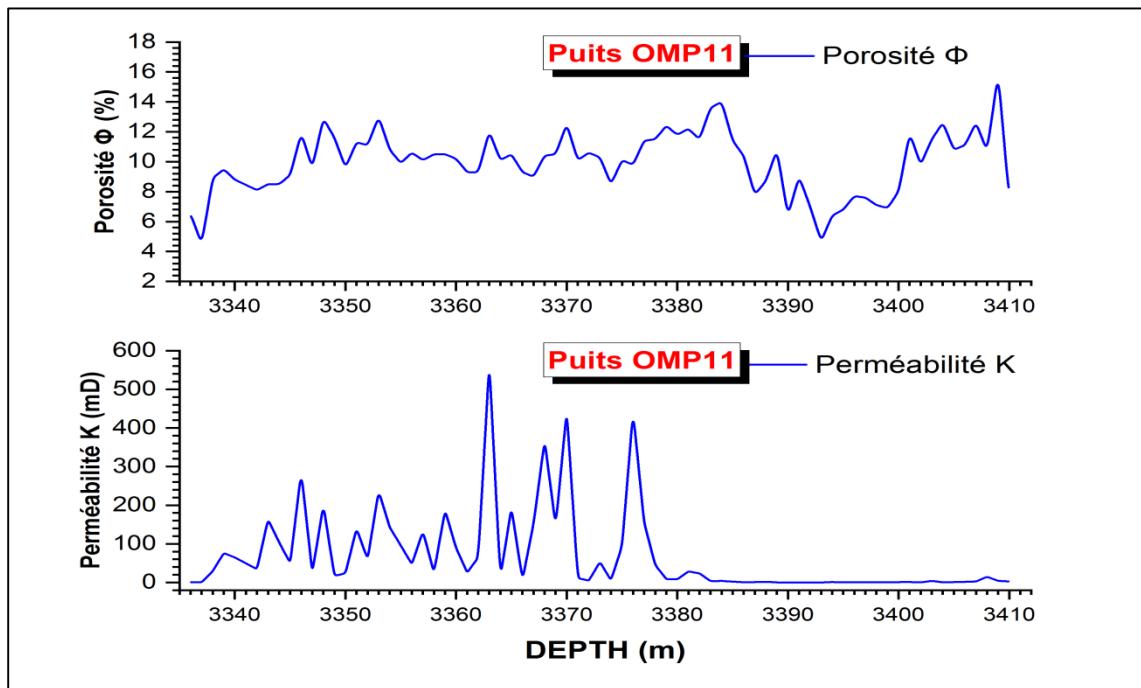


Figure 40: Evolution de la porosité et la perméabilité en fonction de la profondeur (OMP11).

IV.1.7 Puits OMP 65:

Il y a dans cette zone que foré sur plusieurs profondeurs résultat de distribution de paramètre de porosité selon la nature de milieux indique sur 2 intervalle : **3350m** à **3380m** en alternance

$\Phi \gg \gg$ **Min =3 %** un formation compacte.

$\Phi \gg \gg$ **Max =15%** un formation gréseux .

Chap.IV : Etude statistiques et analyse des paramètres pétrophysiques

Enregistré la variance de paramétré sur l'intervalle **3310m à 3384m**. et la valeur de perméabilité **Max** ou **3368 m : K = 300 md** un formation argileux.

A l'intervalle **3384m à 3410m** enregistre des valeurs MIN net **0 mD**. Un formation argileux.

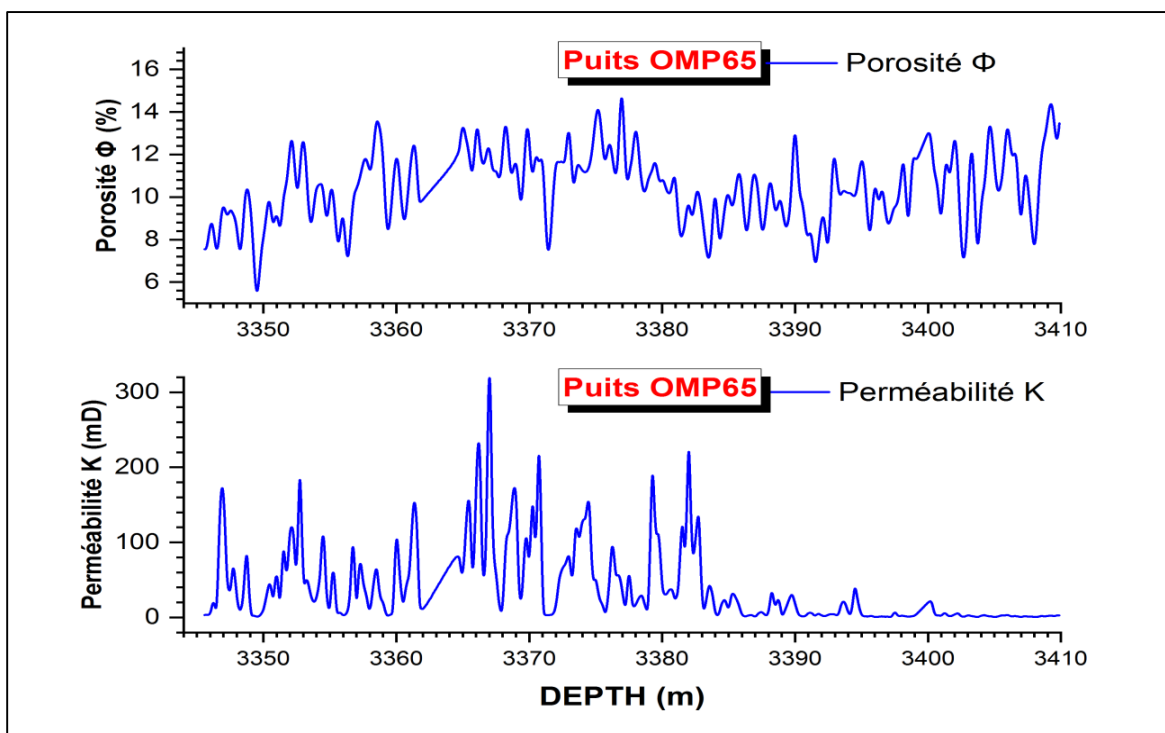


Figure 41: Evolution de la porosité et de la perméabilité en fonction de la profondeur (OMP65).

IV.2 Etude statistiques des paramètres pétrophysiques:

IV.2.1 Puits MD1

IV.2.1.1 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la Probabilité des porosités:

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité des porosités. Les valeurs de la porosité présentent une distribution modale monomodale.

On remarque que la porosité dans ces puits est élevée car elle présente une moyennede **8%**

Et d'après l'interprétation des histogrammes de porosité par puits montrent que la porosité présente une distribution normale au tour de la moyenne avec prédominance de la classe entre [6 10%]. Ces valeurs reflètent un réservoir avec une bonne porosité ; constituée d'une seule population.

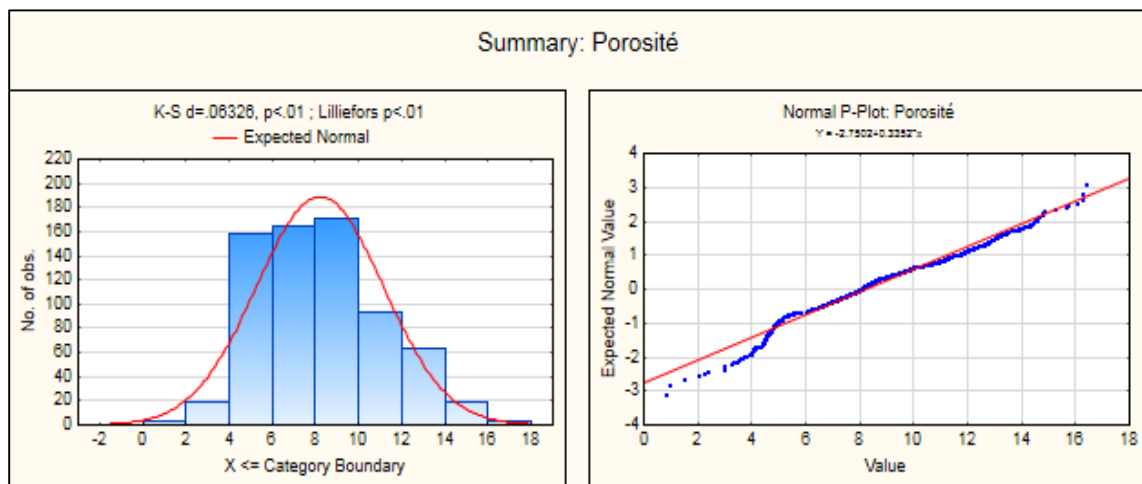


Figure 42: Histogramme de la porosité (Φ) et la courbe de probabilité de distribution statistique du puits MD1.

IV.2.1.2 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la

IV.2.1.2.1 Probabilité de la perméabilité :

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité du réservoir montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 11%. Ce point montre la limite entre deux populations des données, la première population est composée de des échantillons ayant des valeurs de la perméabilité inférieures à 11 %, qui représente 57% de l'ensemble des échantillons. Dans l'intervalle [0_50] cette est une perméabilité primaire.

La deuxième population est composée de des échantillons ayant des valeurs de perméabilité supérieures à 11%, Cette population ne représente que 43 % de l'ensemble de données.

Dans l'intervalle [50_100] cette est une perméabilité secondaire.

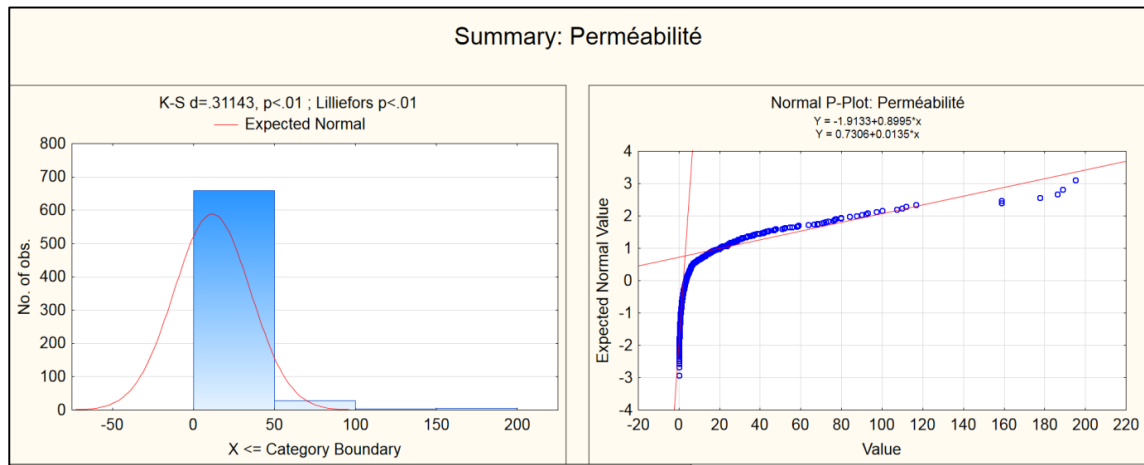


Figure 43: Histogramme de perméabilité (K) et la courbe de probabilité de distribution statistique du puits MD1.

IV.2.1.2.2 Relation entre la porosité et la perméabilité

Dans cette figure suivant nous présent la corrélation entre la porosité et la perméabilité le nuage de point de corrélation entre la porosité et la perméabilité dans un réservoir de zone **13** montre une aucune corrélation. Parce que le coefficient de corrélation faible presque **0.203** indiquant l'hétérogénéité des éléments pétrophysiques dans cette zone, ainsi qu'une distribution relativement proche.

On observée dans cette figure deux types de nuage de point première nuage de Couleur jaune démontrable une accumulation de point à la base avec une augmentation de porosité et perméabilité constant presque **20 md**. Dans ce cas, Indiquant la porosité matricielle. Deuxième nuage présenté une grande valeur de perméabilité indiquant une perméabilité fissurée.

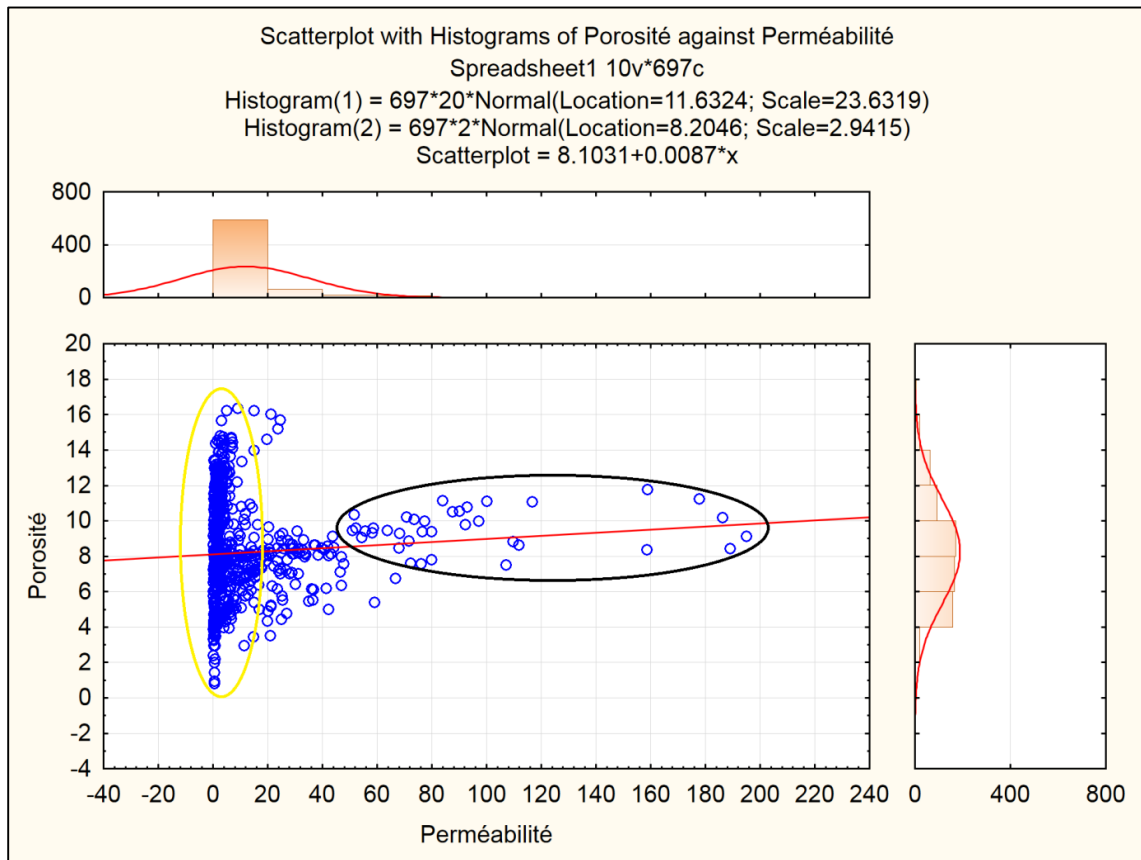


Figure 44: Corrélation entre la porosité et la perméabilité de puits MD1.

IV.2.2 Puits MD 67

IV.2.2.1 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la Probabilité des porosités

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité du réservoir ne semble pas de nets points d'inflexion. L'histogramme de fréquence relative des valeurs de la porosité carotte (Φ) est donc monomodal. Ceci indique que l'ensemble de données présente une seule population.

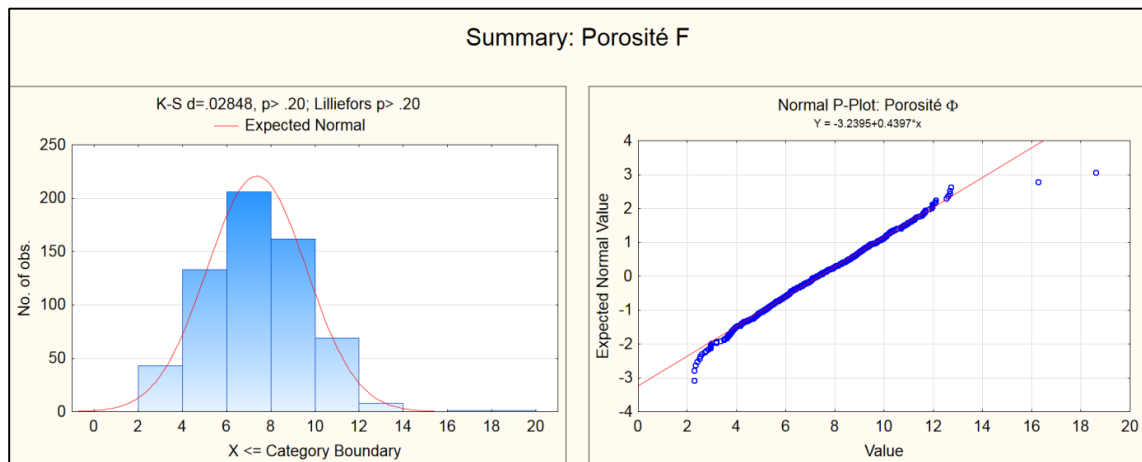


Figure 45: Histogramme de porosité (Φ) et la courbe de probabilité de distribution statistique du puits MD67.

IV.2.2.2 Les Histogrammes des fréquences relatives et le graphe de la Probabilité de la perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité du réservoir montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur **34%**. Ce point montre la limite entre deux populations des données, la première population comprend des échantillons ayant des valeurs de la perméabilité inférieures à **34 %**, qui représente **89%** de l'ensemble des échantillons. Dans l'intervalle **[0_100]** cette est une perméabilité primaire.

La deuxième population est composée de échantillons ayant des valeurs de perméabilité supérieures à **11%**, Cette population ne représente que **11 %** de l'ensemble de données.

Dans l'intervalle **[100_500]** cette est une perméabilité secondaire.

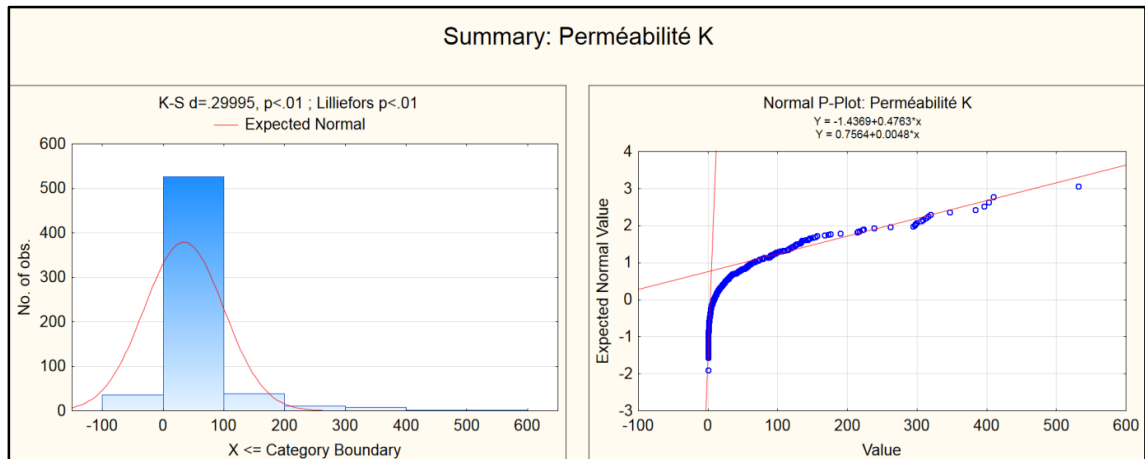


Figure 46: Histogramme de perméabilité (K) et la courbe de probabilité de distribution statistique du puits MD67.

IV.2.2.3 Relation entre la porosité et la perméabilité :

La corrélation entre la porosité et la perméabilité dans cette figure présente le nuage de points de corrélation entre la porosité et la perméabilité dans un réservoir de zone 13. On observe aucune corrélation. Parce que le coefficient de corrélation est faible, presque **0.203**, indiquant l'hétérogénéité des éléments pétrophysiques dans cette zone, ainsi qu'une distribution relativement très proche.

On observe dans cette figure deux types de nuages de points. Le premier nuage de couleur rouge démontre une accumulation de points à la base avec une augmentation de porosité et une perméabilité constante, presque **50 md**. Dans ce cas, cela indique la porosité matricielle. Le deuxième nuage de couleur jaune présente une grande valeur de perméabilité, indiquant une perméabilité fissurée.

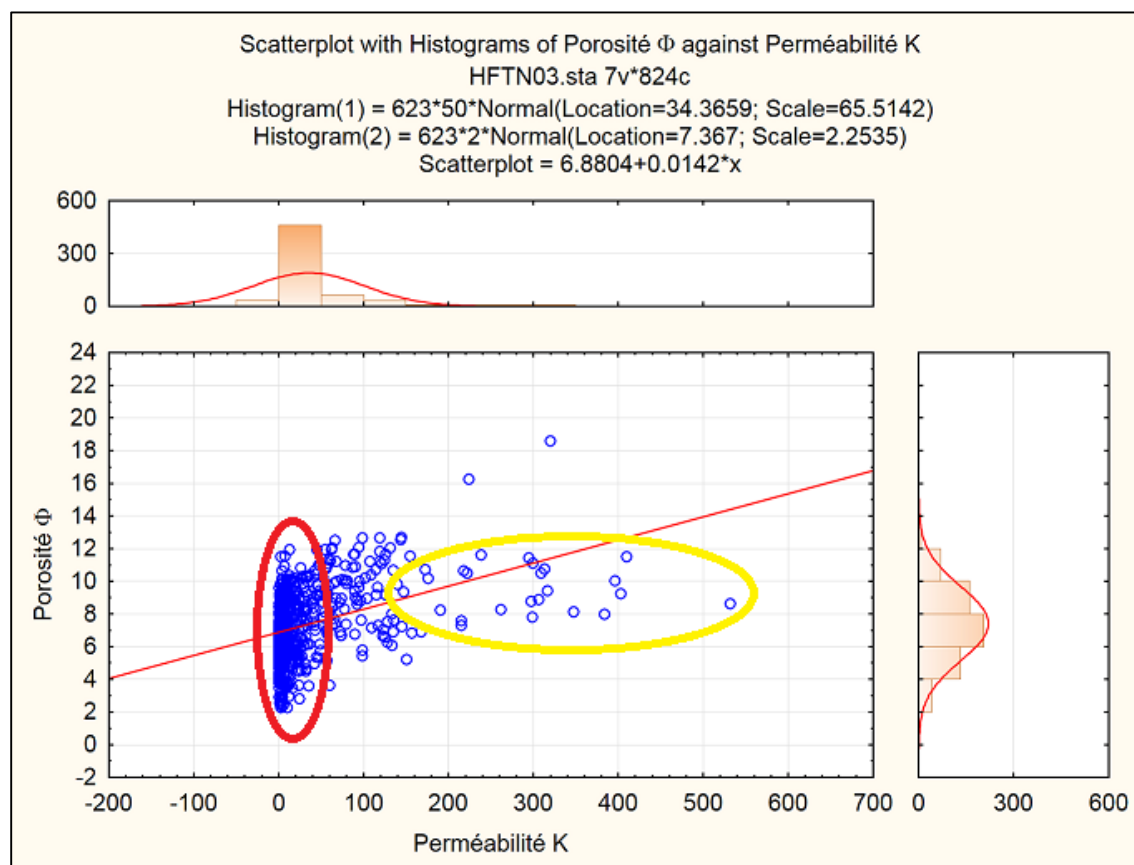


Figure 47: Corrélation entre la porosité et la perméabilité de puits MD67.

IV.2.2.4 Etude de la variation latérale la porosité :

Lors de l'étude de Les paramètre pétrophysiques que porosité et perméabilité en zone confinée dans les puits (MD, MD4, MD16, MD24, , MD67, MD414, OM11, OM7, etc.)

La porosité varie du nord au sud, où la valeur la plus élevée se trouve au nord au puits **MD42**. En direction du centre, nous trouvons la porosité moyenne au puits **MD4**, et au **S-W** de cette carte, nous trouvons la valeur la plus faible dans puits **MD24**.

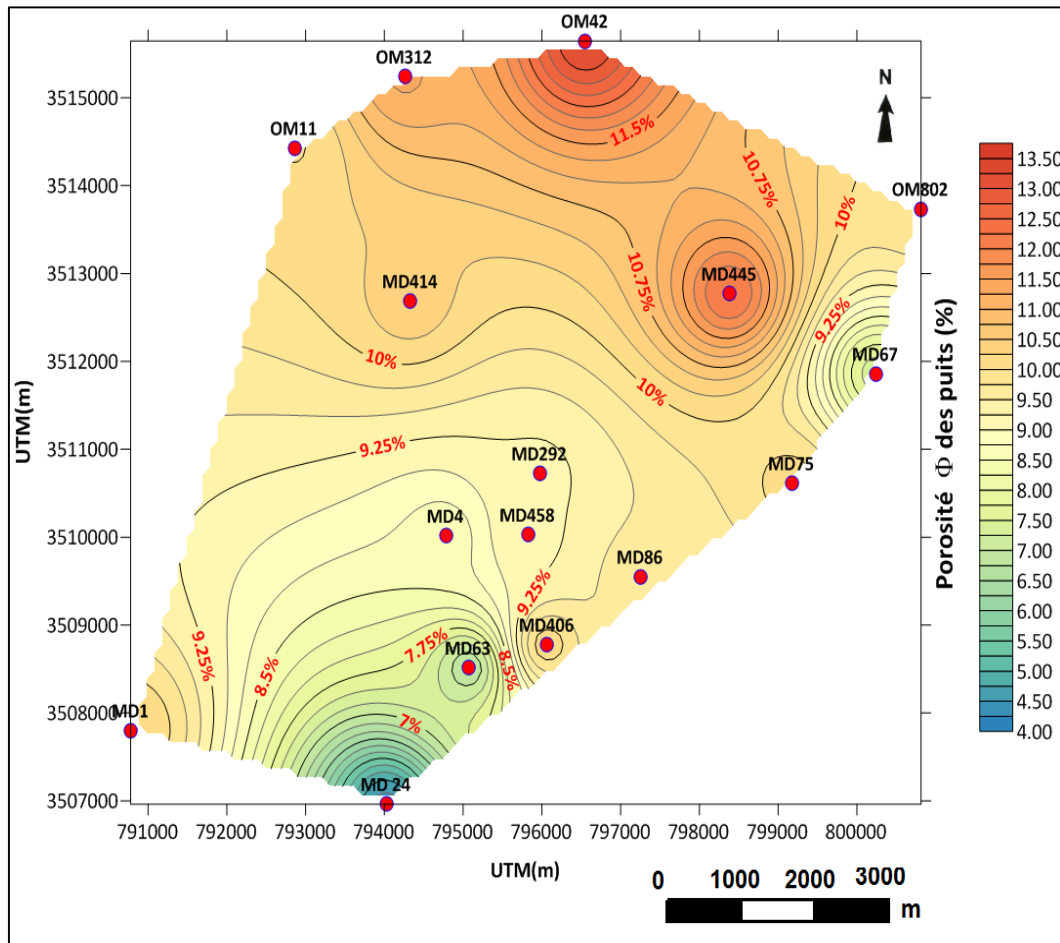


Figure 48: Carte iso porosité des puits dans la zone N°13 (Hassi Messaoud).

IV.2.2.5 Etude de la variation latérale la perméabilité:

Lors de l'étude de la carte d'iso perméabilité pour notre zone montre que les valeurs de la perméabilité varient entre 4mD et 145mD. Ainsi, les valeurs de la Perméabilité les plus élevées sont localisées au niveau des puits MD445=128mD et MD292=114Md. Les valeurs moyennes sont situées au vers le West comme les puits MD414=72Md .les valeurs les plus faibles sont situées au S-W des puits précédents MD1=20mD et MD24=4.25mD.

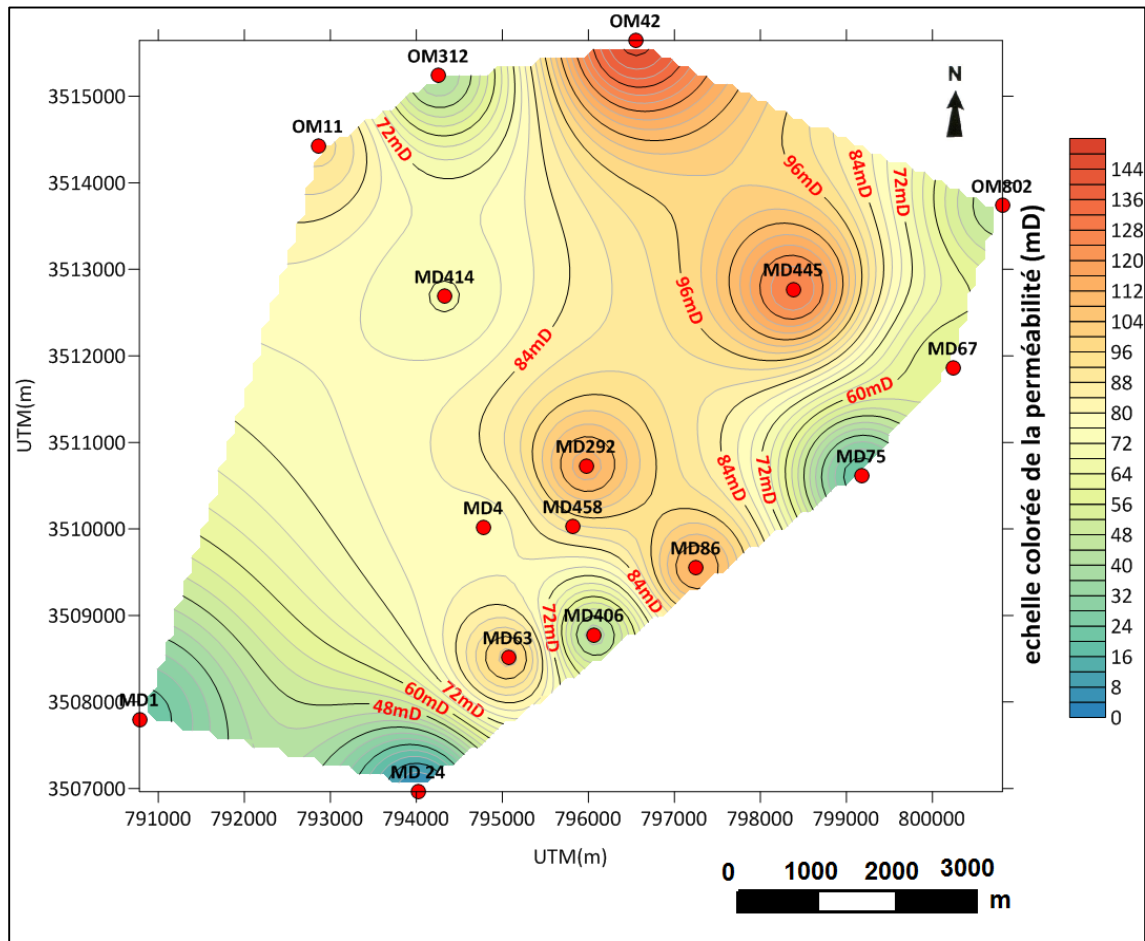


Figure 49: Carte isoperméabilité des puits dans la zone N°13(Hassi Messaoud).

IV.2.2.6 La corrélation entre les cartes isoporosité et isoperméabilité

Pour une meilleure visualisation graphique des résultats qui montrent la corrélation de la porosité, on établit cette histogramme.

D'après l'histogramme, on remarque qu'il y a une dispersion de la porosité (faible corrélation) avec un coefficient de corrélation $R=0.42$.

Les cross-plots prouvent que les résultats R^2 estimés pour les régressions. Les points sont dispersés autour de la ligne de régression linéaire, indiquant une faible corrélation entre les courbes de porosité.

Et lorsqu'on étudie l'histogramme de l'amorce de perméabilité, on remarque qu'il y a une dispersion de la perméabilité (faible corrélation) avec un coefficient de corrélation $R = 0,42$.

Chap.IV : Etude statistiques et analyse des paramètres pétrophysiques

Pour une meilleure visualisation graphique on remarque que les résultats R^2 estimés pour les régressions. Les points sont dispersés autour de la ligne de régression linéaire, indiquant une faible corrélation entre les courbes de perméabilité.

Remarque :

D'après la corrélation entre la porosité et la perméabilité on observe un coefficient de corrélation ($R^2 < 0.5$) ce qui indique que la porosité est augmentée séparément à la perméabilité, on peut expliquer cette observation par la nature de réservoir qui est un réservoir fracturé.

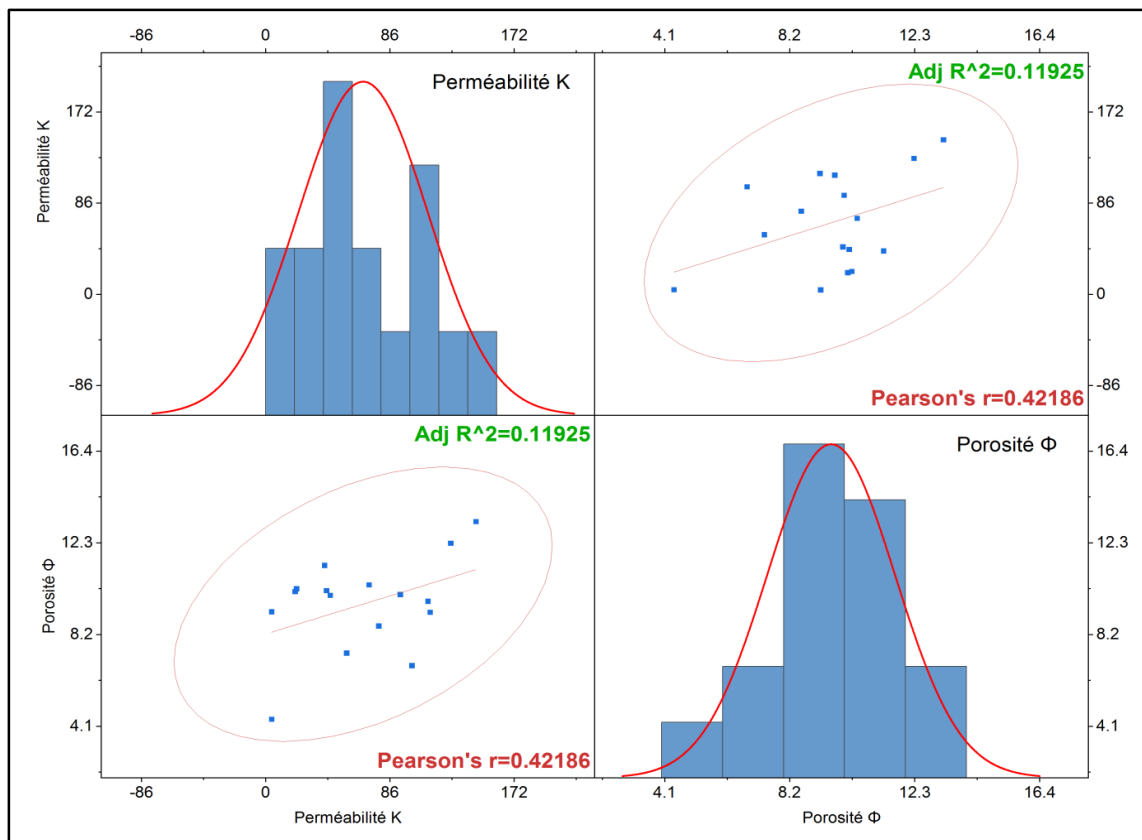


Figure 50: Histogramme et cross plot de perméabilité et porosité.

Conclusion Générale

Après avoir étudié le réservoir de la Zone 13 dans le champ Hassi Messaoud,

Il ressort L'étude des carottes considérées (puits : **MD24, MD78, MD67, OMP40, OMP11, OMP53**) montre que le réservoir cambrien est constitué essentiellement de grès et de grès quartzitique admettant des niveaux argilo-silteux. La présence des structures sédimentaires (litage oblique, litage entrecoupés).

L'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambro-Ordovicien (porosité, perméabilité) est représentée sous forme de cartes. L'interprétation de l'ensemble des cartes établies montre des variations spectaculaires de ces paramètres qui dépendent essentiellement des caractéristiques lithologiques des réservoirs.

L'évolution spatio-temporelle à travers les cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité montre d'abord que la porosité est relativement assez bonne à la puits **OM42** et **MD445**, et faible à moyenne vers le bas. D'après ces résultats la zone 13 peut être considérée comme une zone de forte potentialité en hydrocarbures et de bonnes caractéristiques pétro physiques.

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 13 se trouve au Nord-Est du champ de Hassi Messaoud. L'étude faite sur la zone a montré que la distribution uni modale de la porosité et distribution bimodale de la perméabilité dans les drains qui ne sont pas touchés par l'érosion est totalement exploitée.

Les résultats pétro-physiques (porosité et perméabilité) obtenus à partir du « logiciel Surfer 151 » et représentés sous-forme de cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité, ainsi que des données pétro-physique à travers le programme Tech-log ont permis de mettre en évidence la relation entre ces deux paramètres et la qualité de la production d'hydrocarbures dans la zone d'étude 13.

Mots-clés : Hassi Messaoud, Réservoir cambrien, Diagraphie, Pétro-physique, zone 13.

ABSTRACT

Hassi Messaoud is considered as one of the largest fields of raw oil in the world. It is a part of a set of structures forming the northern part of the Triassic province. Its reservoir consists primarily of quartzite sandstone of Cambrian-Ordovician age. The area 13 is located in the North-East of Hassi Messaoud field. The study showed that both uni modal and bi modal distributions of porosity and permeability in the drains which not affected by erosion are totally exploited.

The treatment of the obtained petrophysical results (porosity and permeability) using the "Surfer 151 software" and their representation on maps (iso-porosity and isopermeability maps) as well as data pétro-physique through Tech-log helped us to highlight the relationship between those two parameters and the hydrocarbon quality production in the study area 13.

Key-words : Hassi Messaoud, Cambrian reservoir, logging, Petro-physics, zone 13.

ملخص

يعتبر حقل حاسي مسعود واحد من اكبر الحقول البترولية في العالم وهو جزء من مجموعة الهياكل التي تشكل الجزء الشمالي من الاقليم الترياسي و يتكون الخزان بصفة عامة من الكوارتز الرملي ذو العمر الكمبرو اوردوفيكي المنطقة 13 تقع شمال شرق حقل حاسي مسعود اظهرت الدراسات ان توزيع المسامية احادي النسق و النفاذية ذات توزيع ثنائي النسق في الخزانات التي لم تتاثر بظاهرة التاكل او تحات تم استغلالها كليا النتائج البيتروفيزيائية التي تم الحصول عليها (المسامية و النفاذية) باستخدام برنامج Surfer و تمثيلها على خرائط مسامية و خرائط نفاذية و كذلك البيانات البيتروفيزيائية من خلال برنامج Tech-log ساعدنا على تسليط الضوء على العلاقة بينهما و انتاج نوعية جيدة من البترول في منطقة الدراسة 13 (الكلمات الدلالية : حاسي مسعود الخزان كومبرو-اوردوفيكي. المنطقة 13 سيرفر 15)

Références

- [1] **Tenaille M., Burger J., Perrodon A.** *Algeria*. In: Owen EW, ed. *Trek Of The Oil Finders: A History of Exploration for Petroleum Semicentennial Commemorative*. American Association of Petroleum Geologists, (1975), pp. 1450-1471,
- [2] **Traut M. W., Boote D. R. D., Clark-Lowes D. D.** *Exploration history of the Palaeozoic petroleum systems of North Africa*, Geological Society, London, Special Publications, 132(1) (1998), p. 69-78, 10.1144/gsl.sp.1998.132.01.03
- [3] **Balducci A., Pommier G.** *Cambrian oil field of Hassi Messaoud, Algeria*. In: Halbouty MT, ed. *Geology of Giant Petroleum Fields*, AAPG Special Volumes. American Association of Petroleum Geologists, (1970), pp. 477-488,
- [4] **Bouchon R., Ortynski H.I., Lappaent C. de, Pommier G.** *Le développement de la sismique réfraction dans l'interprétation géologique du Sahara nord. Son rôle dans la découverte et l'étude du champ de Hassi Messaoud.*, 5^{ème} Congrès Mondial du Pétrole (5th WPC), Sect. I(7) (1959), p. 729-746,
- [5] **Boote D. R. D., Clark-Lowes D. D., Traut M. W.** *Palaeozoic petroleum systems of North Africa*, Geological Society, London, Special Publications, 132(1) (1998), p. 7-68, 10.1144/gsl.sp.1998.132.01.02
- [6] **Smain Zerroug, Nouredine Bounoua, Lounissi R.** *Well Evaluation Conference (Algeria)*. In: Lynx Consulting Inc H, TXT, USA, ed. *WEC-2007*. Schumberger, Algeria, (2007), 536 p.
- [7] **Trabelsi A., Kriker N., Ghedairi A.** *Caractérisation Pétro-physique d'un Réservoir cambro-ordovicien de la zone 13 du champ HMD Par l'utilisation de Diagraphies et des Mesures sur Carottes*, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie, (2019), 93 p.
- [8] **Benayad S., Park Y.-S., Chaouchi R., Kherfi N.** *Parameters controlling the quality of the Hamra Quartzite reservoir, southern Hassi Messaoud, Algeria: insights from a petrographic, geochemical, and provenance study*, Arabian Journal of Geosciences, 7(4) (2014), p. 1541-1557, 10.1007/s12517-013-0905-6
- [9] **Benayad S., Park Y.-S., Chaouchi R., Kherfi N.** *Unconventional resources in Algeria: appraisal result from the Hamra Quartzite reservoir*, Geosciences Journal, 17(3) (2013), p. 313-327, 10.1007/s12303-013-0029-8
- [10] **Hachemaoui M.** *Réservoir Cambrien de la zone 13 (champ Hassi Messaoud): Etude pétrophysique et essai de modélisation*, mémoire de Master, Université Abou Baker Belkaid; Tlemcen, Algérie, (2014), 63 p.
- [11] **Bertrand J. M. L., Caby R.** *Geodynamic evolution of the Pan-African orogenic belt: A new interpretation of the Hoggar shield (Algerian Sahara)*, Geologische Rundschau, 67(2) (1978), p. 357-388, 10.1007/bf01802795
- [12] **Massa D., Lejal-Nicol A.** *Le Dévonien à Lycophytes de la Libye sub-occidentale; conséquences paléophy- togéographiques*. C.R. Acad. Sci., Paris, (1971).
- [13] **Beicip-Franlab**, *Caractérisation petrophysiques du réservoir cambrien du champ de Hassi Messaoud*, Division Production (DP)-SONATRACH, Internal Report (1995).
- [14] **Mitra S., Leslie W.** *Three-dimensional structural model of the Rhourde el Baguel field, Algeria*, AAPG Bulletin, 87(2) (2003), p. 231-250,
- [15] **Perrodon A.** *Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures*. 2nd ed., Masson, France, (1985). 9782225804601,
- [16] **Soxhlet-extractor**. http://en.wikipedia.org/wiki/Soxhlet_extractor. (2006).

Références

- [17] **Naoui G., Soufiane D., Dogma H.** *Investigation et Evaluation des Paramètres Pétrophysiques de la zone Hassi Tarfa (Région Hassi Messoud)*, Thesis, Earth and Universe Sciences, University of Kasdi Merbah, Ouargla, Algeria, (2018), 98 p.
- [18] **SCHLUMBERGER.** *Séminaire d'Interprétation des Diagraphies: la Porosité (Φ), La perméabilité (K).* (1993), p.
- [19] **Département-Gestion-Cartotheque,** *Rapport de stage,* DLCC-SONATRACH, Traineeship Report (2016).
- [20] **API-RP40.** "Boyle'slaw Single CellMethod for direct void volume measurement" (API recommended practice). American Petroleum Institute, Division of Production, Dallas, Tex., (1998). p. 5-12/5-18,
- [21] **Donaldson E. C., Crocker M. E.,** *Review of petroleum oil saturation and its determination,* HEDB (Historical Energy Database), United States, Internal Report (1977).
- [22] **API-RP40.** "Bulk volume measurement (plug size) - Archimedes (Buoyancy) Mercury Immersion" (API recommended practice). American Petroleum Institute, Division of Production, (1998). p. 5-3/5-8,
- [23] **Leutert-Displacement-Pumps.** <https://www.leutert.com/oil-gas-division/en/products/pvt-instrumentation/positive-displacement-pumps>. (2019).
- [24] **Département-Roche-Réservoirs,** *Rapport de Stage,* DLCC-SONATRACH, Traineeship Report (2016).
- [25] **API.** *Recommended practice for determining permeability of porous media / American Petroleum Institute.* American Petroleum Institute, Division of Production, Dallas, Tex., (1956).
- [26] **Klikenberg L.** *The permeability of porous media to liquids and gases,* American Petroleum Institut, Drilling and production practice, 2 (1941), p. 200-213,
- [27] **Dranchuk P. M., Kolada L. J.** *Interpretation of Steady Linear Visco-Inertial Gas Flow Data,* Journal of Canadian Petroleum Technology, 7(01) (1968), p. 36-40, 10.2118/68-01-06
- [28] **Dean E. W., Stark D. D.** *A Convenient Method for the Determination of Water in Petroleum and Other Organic Emulsions,* Journal of Industrial & Engineering Chemistry, 12(5) (1920), p. 486-490, 10.1021/ie50125a025
- [29] **Clayden J., Greeves N., Warren S.** *Chimie organique.* De Boeck, Paris Bruxelles, (2003). 2-7445-0149-2
978-2-7445-0149-4,
- [30] **Rathmell J. J.** *Errors in Core Oil Content Data Measured by The Retort Distillation Method,* Journal of Petroleum Technology, 19(06) (1967), p. 759-764, 10.2118/1552-PA
- [31] **Whitt P.** *Beginning Photo Retouching and Restoration Using GIMP.* 1st ed., Apress, (2014). 978-1-4842-0403-0, 10.1007/978-1-4842-0403-0
- [32] **HAMON Y.** *Sédimentologie, géométrie et signification géodynamique des dépôts réservoirs silicoclastiques du Trias /Rhétien de Chemery (Sologne, SW du Bassin de Paris),* Mémoire de Diplôme d'Etudes Approfondies, Faculté des Sciences et Techniques du Languedoc, université de MONTPELLIER II, (2001), 42 p.