

Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de
la Terre et de l'Univers
Département de science de la terre et de l'univers

N° Série :...../2024



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

**Utilisation des propriétés pétrophysiques en tant
que moyens d'identification des fluides de
porosité dans les réservoirs de pétrole/gaz dans
la zone 13(Hassi Messaoud)**

Présenté par

HAMZA

SAOUD

Soutenu le 26 / 06 / 2024

Devant le jury composé de :

Président :	SAHRAOUI	SALAH	M.A.A	Univ. Ouargla
Encadrant	FELLAH	LAHCENE	M.C.A.	Univ. Ouargla
Co-encadrant	MERAD	MOHAMED ZAKARIA	DCT	Univ. Ouargla
Examineur :	BANSIR	FATEH	M.C.A.	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2023 / 2024

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mes chers défunts parents (que Dieu les couvre sa grâce et sa miséricorde), qui m'ont insufflé le goût du savoir et de la persévérance, et qui m'ont quitté trop tôt.

J'adresse également mes plus sincères remerciements à mes frères : Saoud Ridha, Saoud Lasaad et sœurs : Saoud Warda, Saoud Samia, pour leur soutien indéfectible et leur encouragement tout au long de mon parcours.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mes amis proches, Fouati Mohamed Lamine, Bekhaled Hadda, et l'ex-doyen de la faculté des lettres et langues étrangères M. Djellouli Laid, pour leur présence réconfortante et leurs précieux conseils.

Je remercie profondément Pr Dohbi Abdelmadjid (doyen de HERSTU) et Pr Belksier Mohammed Salah (Chef de département), pour leurs aides et bienveillance.

Enfin, je remercie chaleureusement mon directeur de mémoire, Fessah Lahcene, pour sa bienveillance, sa patience et ses précieux conseils qui ont été d'une aide inestimable pour la réalisation de ce travail.

Hamza Saoud

Sommaire

	Page
Liste des Figures	1
Liste des Tableaux	3
Introduction Générale	4
Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud	6
Introduction	6
Historique de production du champ de Hassi Messaoud	6
Le gisement de Hassi Messaoud : découverte, exploitation et Développement	6
1.2. Le forage du puits MD-1	6
1.3. Confirmation du gisement et mise en production	6
1.4. Multiplication des forages	7
1.5. Subdivision du gisement	7
1.6. Limites de la subdivision actuelle	7
2. Présentation de la région	8
2.1. Situation géographique	8
2.2. Situation géologique et limites	8
3. Stratigraphie Du Champ De Hassi Messaoud	9
3.1. Infracambrien	10
3.2. Paléozoïque	10
3.3. Cambrien	10
3.4. Ordovicien	10
a. Argiles d'El Gassi (50 m):	11
b. Grès d'El Atchane (18 m):	11
c. Quartzites de Hamra (43 m):	11
3.5. Mésozoïque	11
3.5.1. Trias	11
3.5.2. Trias salifère (340 m):	11
3.5.3. Jurassique	12
3.5.4. Lias (300 m):	12
3.5.5. Dogger (320 m):	12
3.5.6. Malm (226 m):	12
3.5.7. Crétacé	12
3.5.8. Cénozoïque	13
3.5.9. Paléogéographie et tectonique de la région	13
Distension et mise en place de la couverture sédimentaire au Cambro-Ordovicien	14
6. Paléogéographie	14
6.1. Cambrien:	14
6.2. Ordovicien Inférieur (Ri):	14
6.3. Ordovicien Supérieur:	14
7. Structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud	16
8. Aspect Tectonique et Structural du Champ de Hassi-Messaoud	16
8.1. Structuration du champ	17
8.1.1. Structuration antétriasique:	17
8.1.2. Structuration post-triasique:	17
a. Phase autrichienne (environ 100 millions d'années):	17
b. Phase atlasique:	17
c. Structuration actuelle:	17

8.1.3. Les paléo-vallées hercyniennes:	17
10.Présentation de la zone13	20
Introduction	20
Justification	20
Méthodologie	20
Collecte et analyse des données :	20
Caractérisation du réservoir :	20
Détermination des faciès sédimentologiques	20
Reconstruction des milieux de dépôt	20
Établissement de corrélations entre les puits	20
Analyse pétrophysique :	21
Résultats attendus	21
Conclusion	21
10.1. Limites de la zone d'étude	21
11. Système Pétrolier du champ de Hassi-Messaoud	22
11.1. Roche mère	22
11.2. Roches réservoirs	23
11.3. Roches couvertures	23
11.4. Pièges et voies de migration	25
I.3 Migration des hydrocarbures	25
12.Description du réservoir	26
12.1. Description des drains	26
12.2. Subdivision pétrophysique et notion de drain	27
Chapitre II : Equipements de laboratoires et procédures	30
Introduction	30
1.Equipements de laboratoires et procédures	30
2.Préparation des échantillons	30
2.1 Préparation des plugs	30
2.2. Les différents types des plugs (selon le diamètre) :	30
2.3. Lavage des plugs	31
a- Lavage au Toluène	32
b- Lavage au Méthanol	32
2.4. Séchage	33
3. ULTRA- PERM-500	33
3.1. Mode opératoire de l'ultra perm-500	34
3.2. Mesure la perméabilité par l'appareil ultra perm-500	34
4. Perméamètre Standard	35
4.1 Mode opératoire l'appareil de Perméamètre standard	36
4.2. Mesure de la perméabilité	36
5. ULTRA-PORE- 300	37
5.1 Mode opératoire de l'ultra pore -300	38
5.2 Mesure grain volume par l'ultra pore 300.	39
5.3 Mesure du volume total par la pompe volumétrique	40
5.4 Mesure du grain densité par l'ultra pore 300	41
5. Equipements de distillations par la méthode de Dean Stark	41
5.1. Composants de l'appareil Dean Stark	42

5.2. Mode opératoire de l'appareil Dean Stark	42
5.3. Mesure de la saturation a méthode Dean Stark	43
Chapitre III : Analyse et interprétation des résultats	45
Introduction	45
1.Localisation de la zone et Implantation des Puits	45
2.Analyse modèle Géologique 3D	46
3.Représentation des profils du champ	47
3.1. Etude des coupes géologiques	48
3.2. Etude de la coupe géologique (Profile1 et 2)	48
3.3. Coupe géologique	48
3.4. Commentaires sur les puits	49
4.Etude des drains	51
Conclusion	56
Structure géologique	56
5.Stratigraphie	57
Porosité et perméabilité	57
Implications pour l'exploration et l'exploitation pétrolière	57
6.Etude Sédimentologique.	57
6.1. Analyse De Quelques Puits Typiques	58
6.1.1. Analyse géologique du forage MD67 :	58
6.1.2. Analyse géologique du forage MD78: Un réservoir gréseux complexe	60
6.1.3. Analyse géologique du forage MD401 :	62
6.1.4. Analyse géologique du forage MD426 :	66
6.1.5. Analyse géologique du forage MD 445 :	69
6.1.7. Synthèse des analyses géologiques des forages MD67, MD78, MD401, MD426 et MD445 :	72
7. Statistique des paramètres pétrophysiques des puits considérés.	73
7.1. Discussion des résultats statistiques au forage MD1	73
7.1.1-Perméabilité au forage MD1	73
7.1.2-Porosité au forage MD1	75
7.1.3-Commentaire sur la corrélation entre la perméabilité et la porosité au forage MD1	76
7.2. Discussion des résultats statistiques au forage MD42	77
7.2.1-Perméabilité au forage MD42	77
7.2.2-Porosité au forage MD42	80
7.2.3-Corrélation entre la perméabilité et la porosité au forage MD42	81
7.3. Discussion des résultats statistiques au forage MD63	83
7.3.1-Perméabilité au forage MD63	83
7.3.2-Porosité au forage MD63	85
7.3.3-Corrélation entre la perméabilité et la porosité au forage MD42	87
8. Interprétation des Données Pétrophysiques	89
Introduction	89
8.1. Distribution spatiale de la perméabilité : Carte isoperméabilité	90
8.2. Distribution spatiale de la porosité: Carte isoporosité	92
Conclusion Générale	95
Références	96

Liste des Figures

	Page
Fig.1: Les principaux réservoirs en Algérie (WEC-2007)	7
Fig.2: Subdivision du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007)	8
Fig. 3: Situation du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007)[9
Fig.4. Coupe géologique régionale	15
Fig. 6: Coupes transversales simplifiées de certaines parties de la plate-forme saharienne. La grande exagération est nécessaire pour donner une perspective du cadre régional de ces bassins. Le lecteur doit garder à l'esprit que les pendages dans la région sont en fait très faibles	19
Fig. 7: Colonne chrono-litho-stratigraphique montrant le système pétrolier ainsi que les principaux événements tectoniques affectant la zone de Hassi Messaoud	19
Fig. 8: Limites de la zone d'étude (en bleu)	22
Fig. 9: Section Paléozoïque de la région pétrolière de Hassi Messaoud	24
Fig. 10: Pièges stratigraphiques	25
Fig. 11: Résultats pétrophysiques à partir du réservoir Cambrien	28
Fig. 12: Section transversale du champ pétrolier de Hassi Messaoud	28
Fig. 13: Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud	29
Fig.14: Schéma représente les plugs horizontaux et vertical	30
Fig.15: Schéma représentant le plug	31
Fig.16: Schéma représente les soxhlets	32
Fig.17 : Schéma représentant l'ultra perm-500	33
Fig.18: Schéma représentant le logiciel Winperm	34
Fig.19: Schéma représente l'appareil de perméamétrie standard	36
Fig.20: Schéma représentant Prosimètre ULTRAPORE-300 Matrix Cup et Core-holder	38
Fig.21: Schéma représentant le logiciel Winpore.	39
Fig.22: Schéma représentant l'ultra Pore 300 configuré pour le grain volume.	40
Fig.23: Schéma représente la pompe volumétrique	41
Fig.24: Schéma représentant l'appareil Dean Stark.	42
Fig. 25 : Localisation des puits de forage pétrolier dans la zone#13	45

	Page
Fig.26 : Empilement des cartes (stacking maps) iso-depth des différentes formations géologiques dans la zone#13.	47
Fig.27 : Profile-1 : Coupe géologique suivant le trajet indiqué sur la carte iso-élévation du sol dans la zone#13	50
Fig.28 : Profile-2 : Coupe géologique suivant le trajet indiqué sur la carte iso-élévation du sol dans la zone#13.	51
Fig.29 : Empilement des cartes (stacking maps) iso-depth des différents drains dans la zone#13	53
Fig.30 : Coupe géologique Ouest-Est dans la zone#13	54
Fig.31 : Coupe géologique NW-SE dans la zone#13	55
Fig.32 : Coupe géologique SW-NE dans la zone#13.	56
Fig.33 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la perméabilité de MD1	74
Fig.34 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la porosité de MD1	76
Fig.35 : Représentation de graphique de la corrélation (la porosité/perméabilité) de MD1	77
Fig.36 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la perméabilité de MD42	79
Fig.37 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la porosité de MD42.	81
Fig.38: Représentation de graphique de la corrélation (la porosité/perméabilité) de MD42	82
Fig.39 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la perméabilité de MD63.	85
Fig.40 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la porosité de MD63.	87
Fig.41: Représentation de graphique de la corrélation (la porosité/perméabilité) de MD63.	89
Fig.42 : Carte d'isoperméabilité dans la zone#13, région de Hassi Messaoud	91
Fig.43 : Carte des gradients de la perméabilité dans la zone#13, région de Hassi Messaoud.	92
Fig.44 : Carte d'isoperméabilité dans la zone#13, région de Hassi Messaoud.	93
Fig.45: Carte des gradients de la porosité dans la zone#13, région de Hassi Messaoud.	94

Liste des Tableaux

	Page
Tableau 1 : Résumé de calcul de statistique descriptive du puits MD1.	73
Tableau 2 : Catégorisation de la perméabilité au niveau du puits MD1.	73
Tableau 3 : Catégorisation de la porosité au niveau du puits MD1.	75
Tableau 4 : Résumé de calcul de statistique descriptive du puits MD42.	78
Tableau 5 : Catégorisation de la perméabilité au niveau du puits MD42.	78
Tableau 6 : Catégorisation de la porosité au niveau du puits MD42.	80
Tableau 7 : Résumé de calcul de statistique descriptive de la perméabilité du puits MD63.	83
Tableau 8 : Catégorisation de la perméabilité au niveau du puits MD63.	84
Tableau 9 : Résumé de calcul de statistique descriptive de la porosité du puits MD63.	85
Tableau 10: Catégorisation de la porosité au niveau du puits MD63.	86

Introduction générale

Les ressources en hydrocarbures de l'Algérie sont situées dans plusieurs bassins du Sahara. Le plus prolifique d'entre eux est le bassin d'Oued Mya, qui abrite les champs géants de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel, tandis que le bassin de Berkine a fait l'objet d'un développement important au cours de la dernière décennie, notamment avec la découverte des champs d'Ourhoud et de Hassi Berkine Sud.

Le champ de Hassi Messaoud est un champ important pour l'Algérie. Découvert en 1956, il a été intensivement exploité pour produire des quantités importantes d'hydrocarbures. La structure géologique complexe du champ, caractérisée par un anticlinal faillé et des réservoirs de grès cambrien, a nécessité le développement de techniques d'exploitation spécifiques.

Plusieurs conclusions importantes peuvent être tirées de l'étude de ce champ :

L'étude de la zone 13 du champ de Hassi Messaoud a mis en évidence les valeurs essentielles de porosité et de perméabilité pour la caractérisation des réservoirs gréseux cambriens, principales sources d'hydrocarbures de ce champ.

Quant aux bassins du sud-ouest, ils représentent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi que le début d'un développement tout aussi important avec le début de la production des gisements de gaz dans la région d'In Salah et le début du développement des accumulations de pétrole dans le bassin de Sbaa.

Plus de deux cents réservoirs ont été identifiés à ce jour. La quasi-totalité des réservoirs sont des grès, principalement de Cambro-Ordovicien, du Siluro-Dévonien, du Carbonifère et du Trias.

L'objectif de notre travail est de créer un modèle géologique et de retracer l'histoire sédimentaire de la zone #13 du gisement de Hassi Messaoud au cours du Cambrien.

En tant que l'une des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone #13 a été choisie pour faire l'objet de cette étude pluridisciplinaire. Les principaux objectifs sont

- ✚ Établir cartes des isobathes et des iso-magnitudes
- ✚ Indiquer les drainages et les directions favorables à l'exploitation
- ✚ Établir les corrélations entre les différents forages.
- ✚ Caractériser les différents paramètres pétrophysiques.

Ce travail a été réalisé sur la base d'une série d'ouvrages bibliographiques et de données disponibles (source SONATRACH) :

- ✚ Les Données pétrophysiques et de diagraphie de 64 puits.
- ✚ Les carottes de 10 forages utilisées comme référence.

✚ Différents documents et études sur la région de Hassi Messaoud.

L'analyse et les interprétations ont été réalisés avec l'aide et la collaboration des ingénieurs et techniciens de la SONATRACH de Hassi Messaoud.

Notre thèse est divisée en trois chapitres : le premier intitulé généralités sur le champ de Hassi Messaoud ; le deuxième intitulé Équipement et procédures de laboratoire ; et le troisième intitulé Analyse et interprétation des résultats, qui examine la distribution des paramètres pétrophysiques et la cartographie.

CHAPITRE I

Généralités sur le champ de Hassi Messaoud

Introduction

Ce chapitre présente une introduction générale au champ de Hassi Messaoud, l'un des plus grands gisements de pétrole d'Algérie. Il couvre les aspects suivants : l'historique de la production, y compris la découverte du gisement, les phases de développement et les techniques de production actuelles et une présentation de la région, avec sa situation géographique, ses limites et ses caractéristiques géologiques, ainsi que la stratigraphie du champ, décrivant les différentes formations géologiques présentes et leurs caractéristiques. D'autre part, il présente la structure du champ pétrolier, détaillant les aspects géologiques et tectoniques qui ont façonné sa structure actuelle en décrivant son système pétrolier, comprenant la roche mère, les roches réservoirs, les roches couvertures, les pièges et les voies de migration des hydrocarbures, ainsi que la description du réservoir, en se concentrant sur les drains et leurs propriétés sédimentologiques.

1. Historique de production du champ de Hassi Messaoud

1.1. Le gisement de Hassi Messaoud : découverte, exploitation et Développement

Le gisement de Hassi Messaoud (voir la figure 1) a été découvert en 1956 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].

1.2. Le forage du puits MD-1

Le 15 janvier 1956, le premier forage du puits MD-1 a été réalisé. 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 3 338 mètres. Cette couche est caractérisée par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques : porosité et perméabilité, qui sont les plus liées à la productivité des puits.

1.3. Confirmation du gisement et mise en production

En mai 1957, la société CFPA a réalisé un puits OM1 à environ 7 km au nord-ouest du puits MD-1. Ce forage a confirmé l'existence d'un gisement d'huile dont l'épaisseur peut atteindre 200 mètres et la pression initiale était estimée à 482 kg/cm².

La mise en production du champ a commencé en 1958 avec 20 puits producteurs. Le type de drainage utilisé durant les premières années était l'expansion du gaz dissous. De nos jours, on

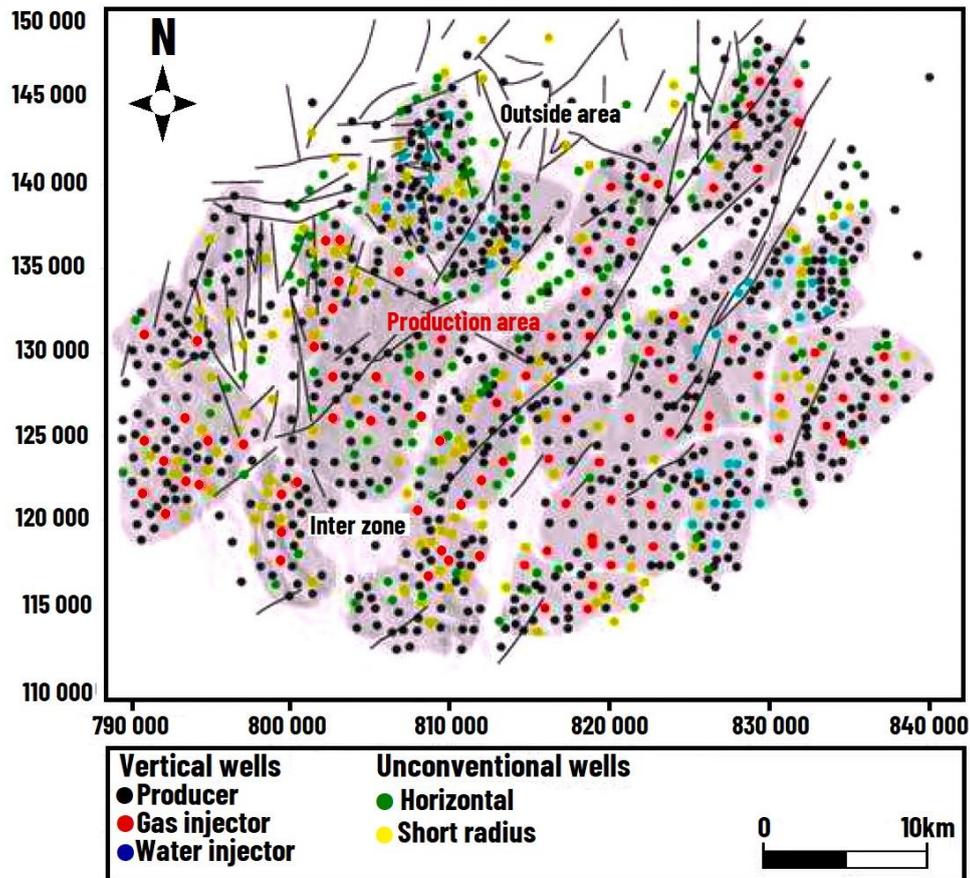


Fig.2: Subdivision du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007)[6].

2.Présentation de la région

2.1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'huile d'Algérie. Il est situé à environ (Fig.3)[7]:

- 700 km au sud-est d'Alger
- 280 km au sud-est du gisement de gaz de Hassi R'Mel
- 350 km à l'ouest de la frontière tunisienne

Le gisement s'étend sur une superficie de 2 500 km². Ses coordonnées Lambert (LSA) sont :

- X : [790 000 - 840 000] Est
- Y : [110 000 - 150 000] Nord

2.2. Situation géologique et limites

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la partie centrale de la province triasique, il est le

plus grand gisement d'huile d'Algérie, il est caractérisé par une superficie et des réserves importantes, ses puits productifs d'huile se situent principalement dans les réservoirs cambriens (Fig. 3)[7, 8].

Le champ est limité par :

- Au nord-ouest par les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui)
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zottiet et El Agreb
- Au sud-est par les gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar

Géologiquement, le champ est limité par :

- À l'ouest par la dépression d'Oued Mya
- Au sud par le môle d'Amguid El Biod
- Au nord par la structure Djamaa-Touggourt
- À l'est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès

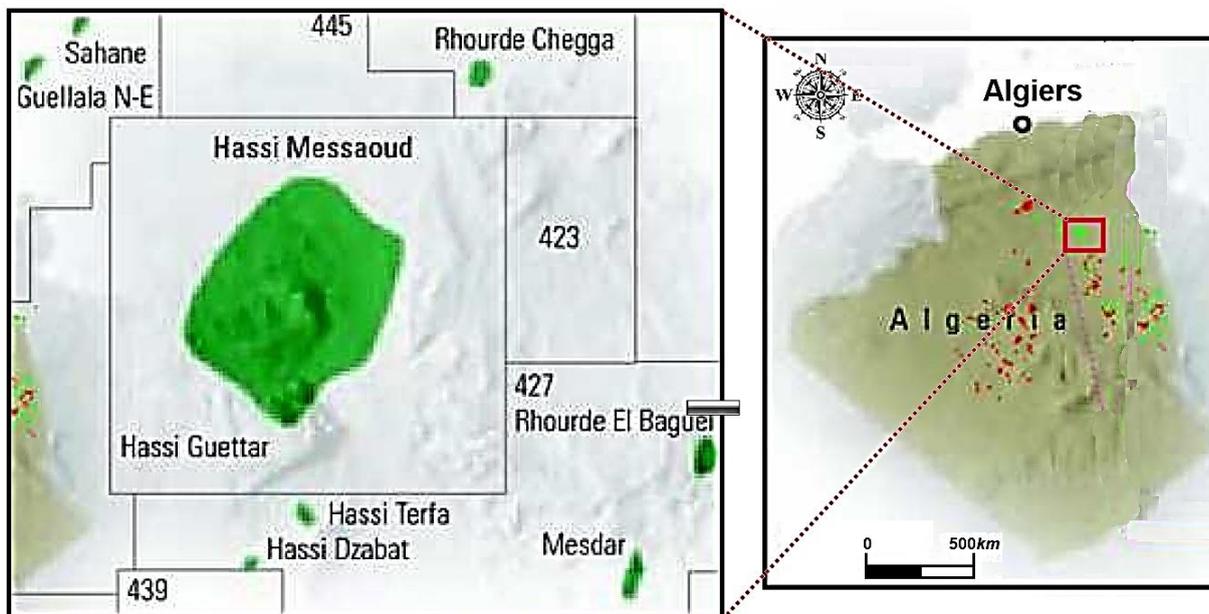


Fig. 3: Situation du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007)[6]

3.Stratigraphie Du Champ De Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud correspond à un grand anticlinal qui a été sévèrement érodé et cisailé par une série de failles orientées nord-nord-ouest/sud-sud-est, donnant lieu à une géométrie de horst et de graben (rapport interne de Sonatrach). Il convient de noter que les failles sont reconnues soit par le déplacement structurel des formations, soit par la répétition des séries sédimentaires[8].

D'un point de vue géologique, le champ de Hassi Messaoud est constitué d'une épaisse

séquence sédimentaire qui comprend la séquence litho-stratigraphique suivante, de bas en haut (Fig. 3 et 4) :

3.1. Infracambrien

L'Infracambrien succède au socle cristallin et marque le début de la sédimentation dans la région. Il est caractérisé par des formations gréseuses argileuses de couleur rougeâtre.

3.2. Paléozoïque

Le Paléozoïque, reposant sur la discordance panafricaine, se compose de cinq formations géologiques principales (cf. figure 4) :

3.3. Cambrien

Le Cambrien, d'une épaisseur moyenne de 590 m, constitue le principal réservoir du champ de Hassi Messaoud. Essentiellement gréseux, il est subdivisé selon la terminologie des géologues de SONATRACH en cinq (05) lithozones (membres lithologiques) d'âge cambrien inférieur à moyen:

- **Lithozone R3** (épaisseur moyenne : 370 m) : ce sont des grès à grains moyens et grossiers, essentiellement feldspathiques et micacés.
- **Lithozone R2** (épaisseur moyenne : 100 m) : il s'agit de grès à grains moyens et grossiers admettant des intercalations de siltites. On note la présence de litages obliques.
- **Lithozone Ra** (épaisseur moyenne : 125 m) : à la différence des faciès précédents, le Ra est composé de grès fins. Les structures sédimentaires sont représentées par des litages obliques et entrecoupés. D'après la littérature, la partie supérieure du Lithozone Ra renferme des Tigillites.
- **Lithozone Ri** (Cambro-ordovicien) (épaisseur moyenne : 42 m) : ce sont des grès quartzitiques à ciment argileux et siliceux, riches en Tigillites. Notons que pour le pétrolier, le Lithozone Ri constitue un réservoir secondaire.
- **Zone des alternances** (épaisseur moyenne : 20 m) : elle est représentée essentiellement par des argiles silteuses noires et micacées avec des grès quartzites à grains fins.

3.4. Ordovicien

L'Ordovicien, d'une épaisseur moyenne de 180 mètres, se compose de trois formations

distinctes, dans l'ordre stratigraphique croissant :

a. Argiles d'El Gassi (50 m):

- Argiles schisteuses de couleur verte à noire.
- Présence de graptolites (fossiles).

b. Grès d'El Atchane (18 m):

- Grès à grains fins à très fins, de couleur gris-beige à gris-sombre.
- Ciment argileux ou glauconieux.
- Passées argileuses et silteuses possibles.

c. Quartzites de Hamra (43 m):

- Grès quartzitiques à grains fins, siliceux.
- Couleur gris clair à beige.
- Diminution des intercalations argileuses.
- Présence de Tigillites (structures biogéniques construites par des algues).

3.5. Mésozoïque

Le Mésozoïque est une ère géologique qui suit le Paléozoïque et précède le Cénozoïque. Il est représenté à Hassi Messaoud par deux séries distinctes : le Trias et le Jurassique.

3.5.1. Trias

Le Trias, d'une épaisseur moyenne de 534 mètres, repose en discordance sur l'Ordovicien ou le Cambrien. Il se compose de trois formations :

- **Trias éruptif (46 m):** coulées éruptives avec des niveaux gréseux.
- **Trias argilo-gréseux (TAG) (35 m):**
 - Grès inférieurs (TAGI) et grès supérieurs (TAGS).
 - Grès à grains fins et à ciment argileux.
- **Trias argileux (113 m):**
 - Argiles dolomitiques ou silteuses.
 - Intercalations de bancs de sel.

3.5.2. Trias salifère (340 m):

- Bancs de sel massif.
- Intercalations d'anhydrite au sommet.
- Bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

5.3.3. Jurassique

Le Jurassique, d'une épaisseur totale de 846 mètres, est composé de dépôts lagunaires et marins à la base, passant à des faciès argilo-gréseux avec des intercalations de calcaires vers le sommet.

5.3.4. Lias (300 m):

- De bas en haut :
 - Marnes grises avec des passées de dolomies (LD3).
 - Sels avec des passées d'argiles 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 sel et d'anhydrites (LS1).
 - Dolomies et anhydrites à passées d'argile et de calcaires (LD1).

5.3.5. Dogger (320 m):

- Série lagunaire à la base : anhydrites et dolomies.
- Vers le sommet : argiles tendres, silteuses à passées de grès fins à ciment argileux carbonaté.

5.3.6. Malm (226 m):

- Dépôts argileux et marneux.
- Intercalations carbonatées (calcaires et dolomies).
- Traces d'anhydrite possibles.

5.3.7. Crétacé

Le Crétacé est la dernière période du Mésozoïque. Dans cette région, il est composé de plusieurs formations distinctes :

- **Néocomien (182 m):**
 - Grès à passées argileuses.
 - Vers le sommet : argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et de dolomies.
- **Barrémien (280 m):**
 - Grès à grains fins à moyens et à ciment carbonaté.
 - Niveaux d'argiles gréseuses et de dolomies.
- **Aptien (25 m):**
 - Faciès dolomitiques.
- **Albien (350 m):**
 - Grès à grains fins et sables.
 - Intercalations d'argiles silteuses.
- **Cénomaniien (145 m):**
 - Alternance d'anhydrites, d'argiles, de marnes grises et de dolomies.
- **Turonien (95 m):**
 - Alternance de calcaires argileux, de calcaires dolomitiques et de calcaires crayeux.
- **Sénonien (230 m):**
 - Base : bancs massifs de sels à intercalations d'argiles.
 - Milieu : alternance d'anhydrites, d'argiles et de dolomies.
 - Sommet : bancs de calcaires dolomitiques et bancs d'anhydrites à passées dolomitiques gypseuses.

5.4. Cénozoïque

Le Cénozoïque est l'ère géologique actuelle. Il est représenté à Hassi Messaoud par deux formations :

- **Éocène (300 m):** calcaires dolomitiques.
- **Mio-Pliocène (60 m):** sables.

I.1 Paléogéographie et tectonique de la région

Distension et mise en place de la couverture sédimentaire au Cambro-Ordovicien

- La phase orogénique panafricaine, terminée au Cambrien, a été suivie d'une érosion importante aplanissant les reliefs préexistants, créant une vaste plaine sédimentaire appelée Infra-Tassilien.

- L'environnement paléogéographique cambro-ordovicien est marqué par une instabilité tectonique avec des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre de failles subméridionales, dont la plus importante est le soulèvement de Fom Belrem.
- Des roches volcaniques interstratifiées avec des grès du Cambrien (Ra et R2) et de l'Ordovicien ont été trouvées dans des puits de Hassi Messaoud et du bassin de l'Oued Mya. Selon BEICIP-Sonatrach (1972)[9-11], il s'agit de coulées basiques ou de fragments de spilites resédimentés avec les grès de Hassi Messaoud.

6. Paléogéographie

La paléogéographie de la région peut être divisée en trois ensembles :

6.1. Cambrien:

- Origine continentale (système fluvial).
- Composé de grès souvent grossiers.

6.2. Ordovicien Inférieur (Ri):

- Influences marines nombreuses.
- Composé de grès fins avec des intercalations argileuses.

6.3. Ordovicien Supérieur:

- Composé de quatre zones :
 - Zone des alternances.
 - Argile d'El Gassi.
 - Grès d'El Atchane.
 - Quartzite de Hamra.

7. Structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son développement a été influencé par la présence de boucliers parfois très anciens comme le Reguibat, qui s'est stabilisé entre 1800 et 2000 M.Y., et de boucliers plus jeunes comme le Touareg, qui résulte de la phase panafricaine il y a 500 M.Y. environ.

La principale tendance structurale est la présence de grandes failles subméridionales verticales soulignées par d'épaisses bandes de mylonites. Ces failles subméridionales sont compensées

par un système de failles conjuguées. Les failles du socle orientées N-S, NE-SW et NW-SE sont au moins d'âge panafricain tardif. Ce système de failles a finalement joué un rôle important dans la structure et la sédimentation de la plate-forme saharienne (Fig. 1.5).

Plusieurs phases tectoniques ont modelé la plate-forme saharienne :

- Distension cambro-ordovicienne
- Compression taconienne
- Compression calédonienne
- Divers événements tectoniques sédimentaires au Dévonien
- Mouvements hercyniens
- Événements mésozoïques-cénozoïques (phases autrichienne et alpine).

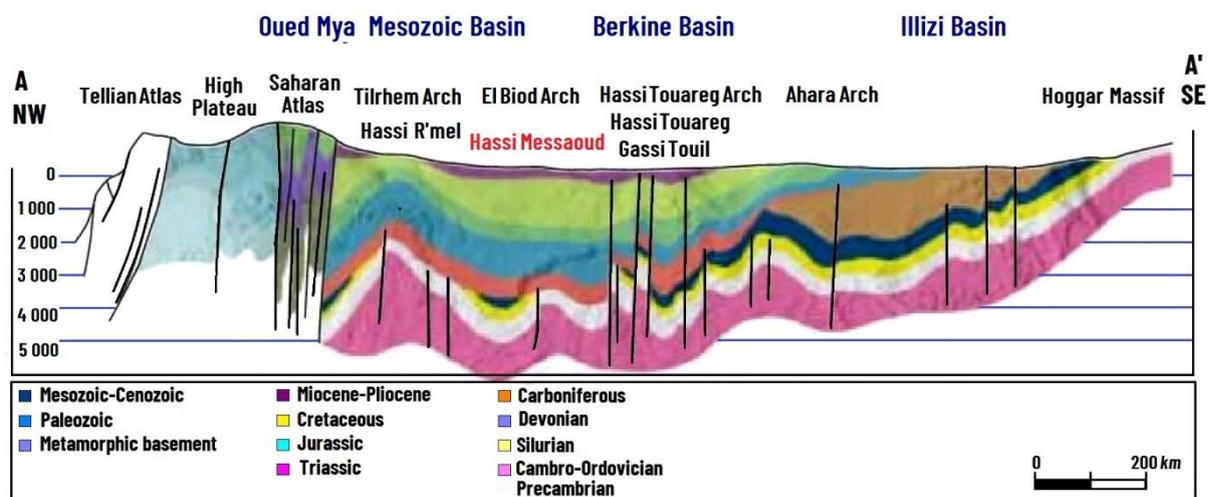


Fig.4. Coupe géologique régionale[6].

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud se caractérise par une structure complexe en forme d'anticlinal subcirculaire. Cet anticlinal, d'un diamètre d'environ 45 kilomètres, s'étend selon une direction NNE-SSW.

L'analyse de la structure de Hassi Messaoud est particulièrement ardue en raison de plusieurs facteurs :

- **Ses dimensions importantes:** Le vaste dôme anticlinal rend l'interprétation des données géologiques complexe.
- **Phénomènes tectoniques:** L'histoire géologique de la région a été marquée par plusieurs phases tectoniques qui ont déformé la structure du champ.
- **Interférence avec l'érosion hercynienne:** L'érosion qui a suivi la phase orogénique hercynienne a également contribué à la complexité de la structure actuelle.

- **Conditions de dépôt des grès cambro-ordoviciens:** La nature et la disposition des grès du Cambrien et de l'Ordovicien influencent également la structure du champ.

En résumé, la structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud est le résultat d'une combinaison complexe de facteurs géologiques et tectoniques [8].

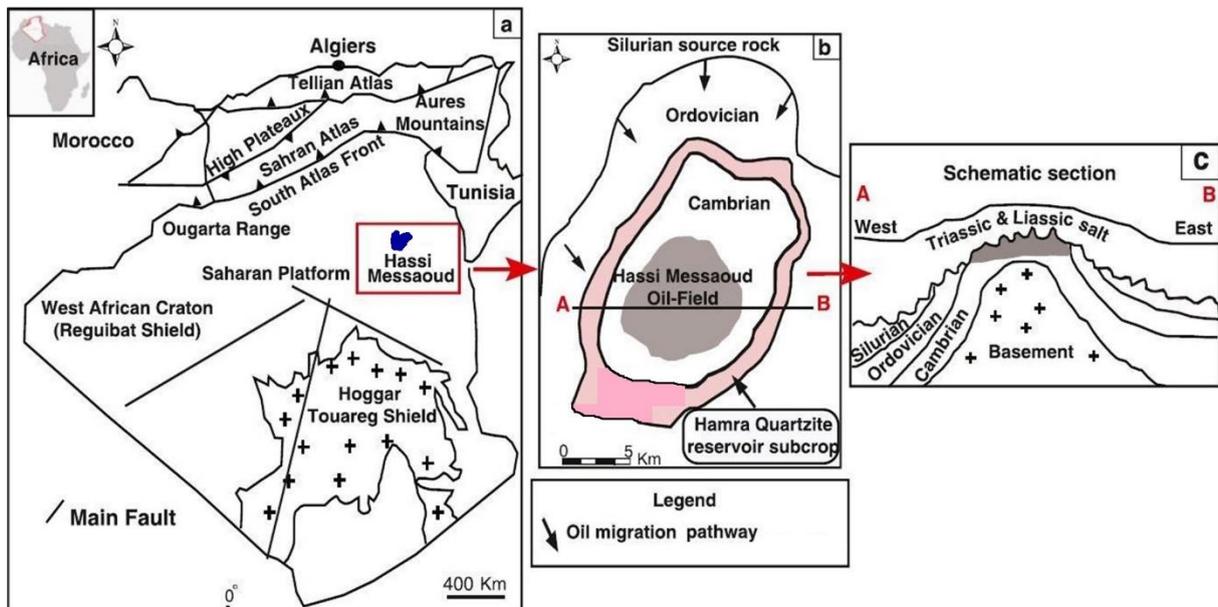


Fig. 5: Concept du jeu « Ordovicien inférieur » pour le champ pétrolier géant de Hassi Messaoud, la plate-forme saharienne, l'Algérie : a) Une carte Géologique montrant l'emplacement de la zone d'étude, b) une carte schématique montrant la position des deux puits (OMW-2 et OMW-15), A – B en c) coupe géologique à travers la zone d'étude (Sonatrach et modifié de Schlumberger (2007)). [12, 13]

8. Aspect Tectonique et Structural du Champ de Hassi-Messaoud

8.1. Structuration du champ

L'évolution structurale du gisement de Hassi-Messaoud est le résultat de plusieurs phases tectoniques successives :

8.1.1. Structuration antétriasique:

- **Phase panafricaine (550 millions d'années):**
 - Compression Est-Ouest due à une collision continentale (Bertrand et R. Caby, 1978)[14]
 - Tectonique cassante.
- **Phase Eo-Calédonienne / Anté-tramadocienne (environ 500 millions d'années):**

- Transgression des grès isométriques (Ri) sur les flancs du champ après la mise en place du réservoir (Ra).
- **Phase calédonienne (environ 400 millions d'années):**
 - Absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère dans le haut fond d'El Biod.
 - Hypothèse de non dépôt privilégiée plutôt que l'érosion hercynienne (Massa, 1971)[9].
- **Phase hercynienne (225 à 280 millions d'années):**
 - Compression Nord-Est – Sud-Ouest.
 - Jeu de failles de même orientation divisant le réservoir en blocs distincts (Horst et Graben)[8].

8.1.2. Structuration post-triasique:

- Effets relativement faibles (fermeture structurale de 50 à 100 m).

a. Phase autrichienne (environ 100 millions d'années):

- Raccourcissement Est-Ouest.
- Accentuation de la fermeture structurale.
- Fracturation le long des failles anciennes.

b. Phase atlasique:

- Compression Nord/Nord-Est – Sud/Sud-Ouest.
- Postérieure à la formation des hydrocarbures.
- Origine probable des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

c. Structuration actuelle:

- Fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement.
- Compression à raccourcissement Nord-Sud.
- Faible réajustement épigénique.
- Allongement général Nord-Est – Sud-Ouest.
- Culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres.
- Rejet des failles ne dépassant pas 70 à 80 mètres (Beicip/Franlab, 1995)[15][15].

8.1.3. Les paléo-vallées hercyniennes:

- Remplissage plus épais du Trias avec une série éruptive à la base.

- Contrôlées par les niveaux d'érosion, plus profonds au niveau des axes.
- Six paléo-vallées détectées au champ de Hassi Messaoud.
- Flancs des paléo-vallées formant des falaises et des canyons étroits, parfois méandriformes [8].

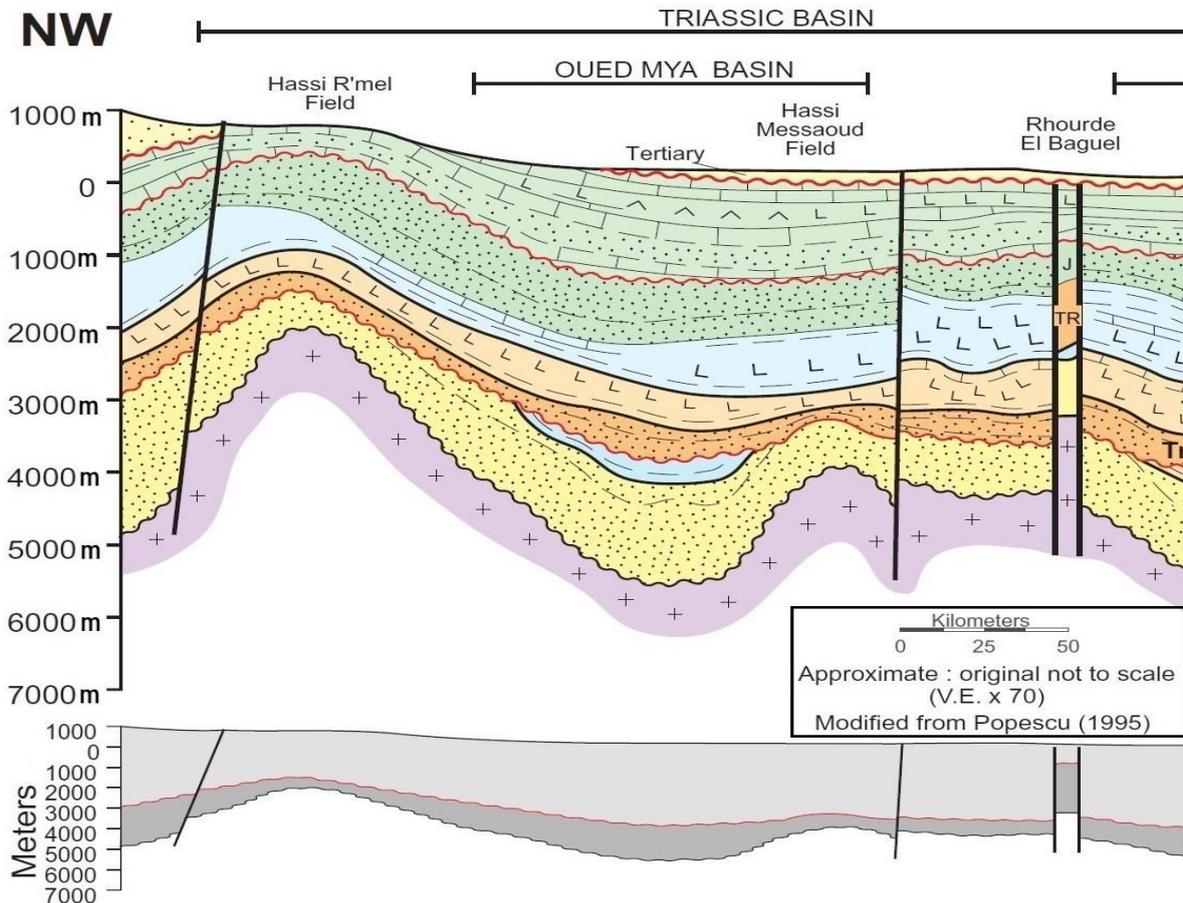


Fig. 6: Coupes transversales simplifiées de certaines parties de la plate-forme saharienne. La grande exagération est nécessaire pour donner une perspective du cadre régional de ces bassins. Le lecteur doit garder à l'esprit que les pentes dans la région sont en fait très faibles [16].

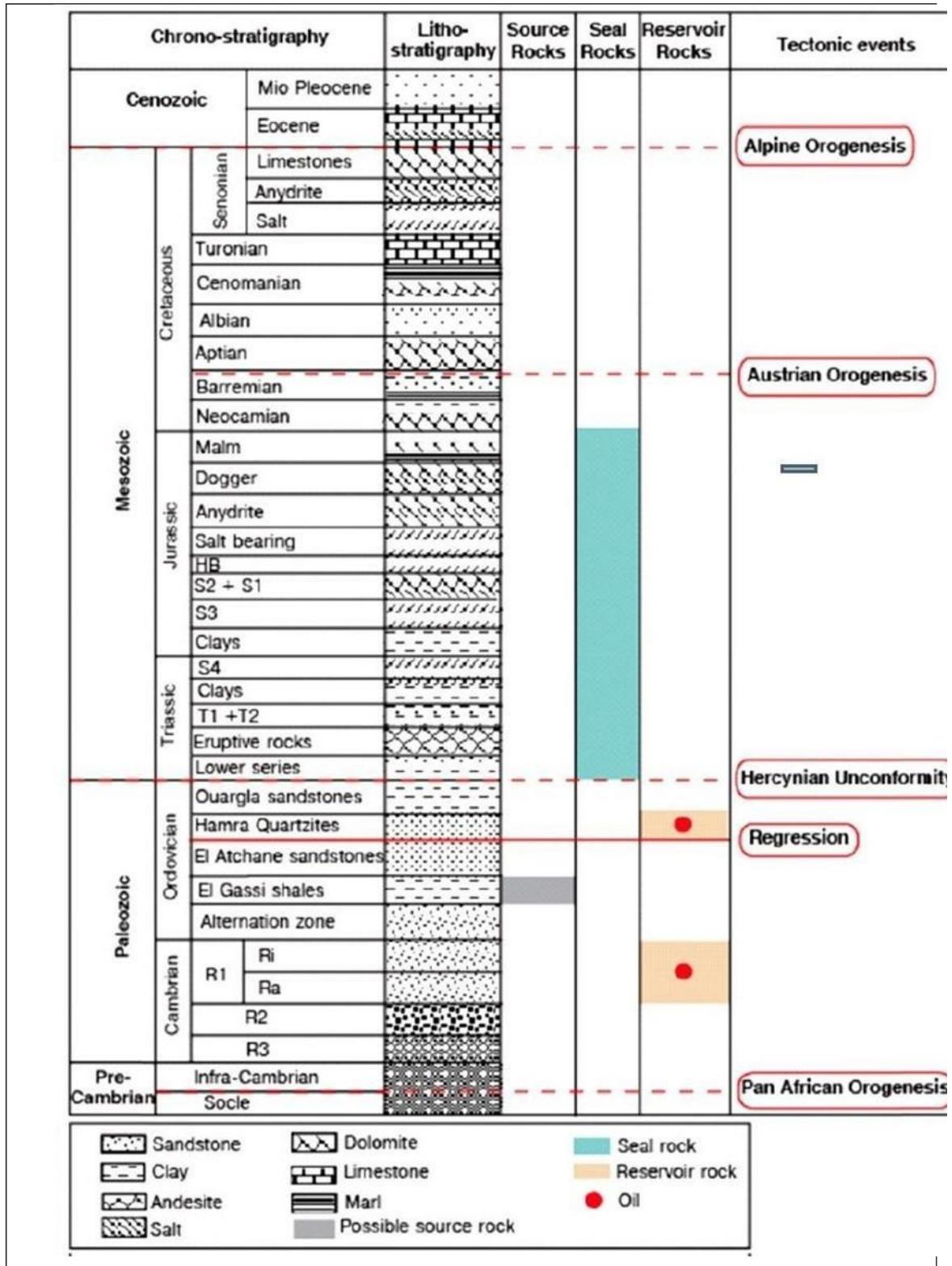


Fig. 7: Colonne chrono-litho-stratigraphique montrant le système pétrolier ainsi que les principaux événements tectoniques affectant la zone de Hassi Messaoud (modifié de Sonatrach WEC, 2007) [6, 17]

10.Présentation de la zone13

Introduction

La zone 13, l'une des 25 zones de production de Hassi Messaoud, fait l'objet de cette étude. Dans le domaine des hydrocarbures, l'utilisation de nouvelles techniques de prospection, de caractérisation et d'exploitation est en constante évolution dans le but d'améliorer la productivité. Ce travail vise à :

- Inventorier les différents faciès sédimentologiques
- Reconstruire les milieux de dépôt
- Établir des corrélations spatio-temporelles entre les puits étudiés
- Recueillir et analyser les différents paramètres pétrophysiques
- Déterminer la porosité, la perméabilité, la densité de grain et les saturations en eau, huile et gaz
- Réaliser une étude statistique univariée
- Identifier les corrélations entre les paramètres pétrophysiques du réservoir

Justification

L'amélioration de la connaissance du réservoir est essentielle pour optimiser la production d'hydrocarbures. Cette étude permettra de mieux comprendre la sédimentologie et les propriétés pétrophysiques du réservoir de la zone 13, et ainsi d'établir des modèles géologiques plus précis pour la simulation de la production.

Méthodologie

L'étude sera menée en plusieurs étapes :

1. **Collecte et analyse des données :**
 - Acquisition des données de diagraphies et de carottes
 - Analyse sédimentologique des carottes
 - Interprétation des diagraphies
2. **Caractérisation du réservoir :**
 - Détermination des faciès sédimentologiques
 - Reconstruction des milieux de dépôt

- Établissement de corrélations entre les puits
- 3. **Analyse pétrophysique :**
- Calcul de la porosité, de la perméabilité, de la densité de grain et des saturations
- Réalisation d'une étude statistique univariée
- Identification des corrélations entre les paramètres pétrophysiques

Résultats attendus

L'étude permettra d'obtenir une meilleure compréhension de la sédimentologie et des propriétés pétrophysiques du réservoir de la zone 13. Les résultats obtenus pourront être utilisés pour :

- Améliorer les modèles géologiques du champ
- Optimiser la production d'hydrocarbures
- Définir des stratégies de développement du champ

Conclusion

L'étude de la zone 13 du champ de Hassi Messaoud permettra d'améliorer la connaissance du réservoir et d'optimiser la production d'hydrocarbures.

10.1. 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).

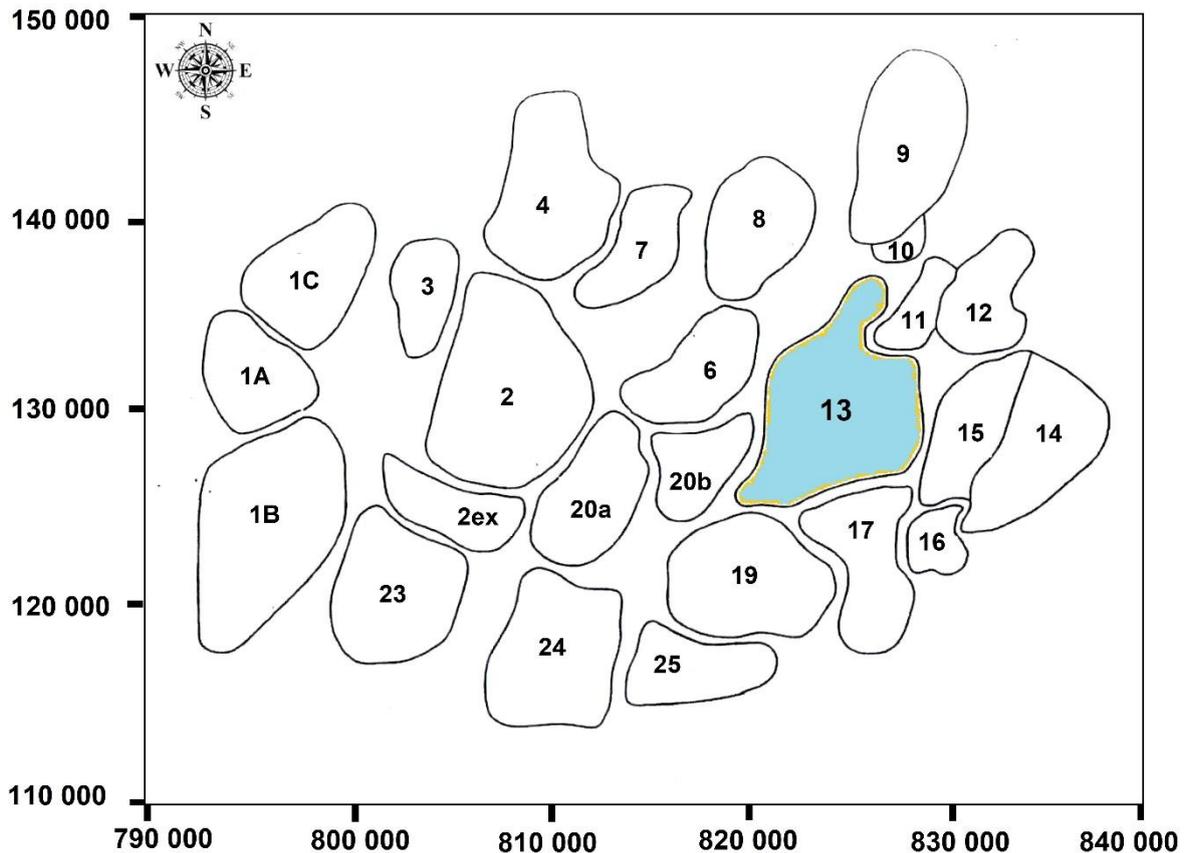


Fig. 8: Limites de la zone d'étude (en bleu)[18].

11. Système Pétrolier du champ de Hassi-Messaoud

11.1. Roche mère

Le Silurien constitue la principale roche mère dans les bassins de l'Oued Mya et d'Amguid-Hassi Messaoud. Il se caractérise par un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires, d'une épaisseur variant entre 20 et 70 mètres, et très riche en matière organique. Cette matière organique est de nature amorphe et sa source marine est confirmée par la présence de Tasmanacés. Son apport pétrolier est évident.

Deux phases de génération d'hydrocarbures ont été identifiées. La première, après la diagenèse des hydrocarbures générés au Paléozoïque, et la seconde, 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 (bassin d'Oued Mya), au sud-ouest (bassin de Mouydir) et à l'est (bassin de Ghadamès).

11.2. Roches réservoirs

Le réservoir le plus important dans l'Ordovicien est constitué par les Quartzites de Hamra, qui contiennent d'importantes quantités d'huile prouvées autour du gisement de Hassi Messaoud. Dans le Cambrien, la production principale provient des zones lithologiques réservoirs Ra et Ri.

11.3. Roches couvertures

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée par l'épanchement de roches éruptives et par d'épaisses séries d'évaporites d'âges triasiques ou jurassiques. Le modèle 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 s'étendent 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][8, 18].

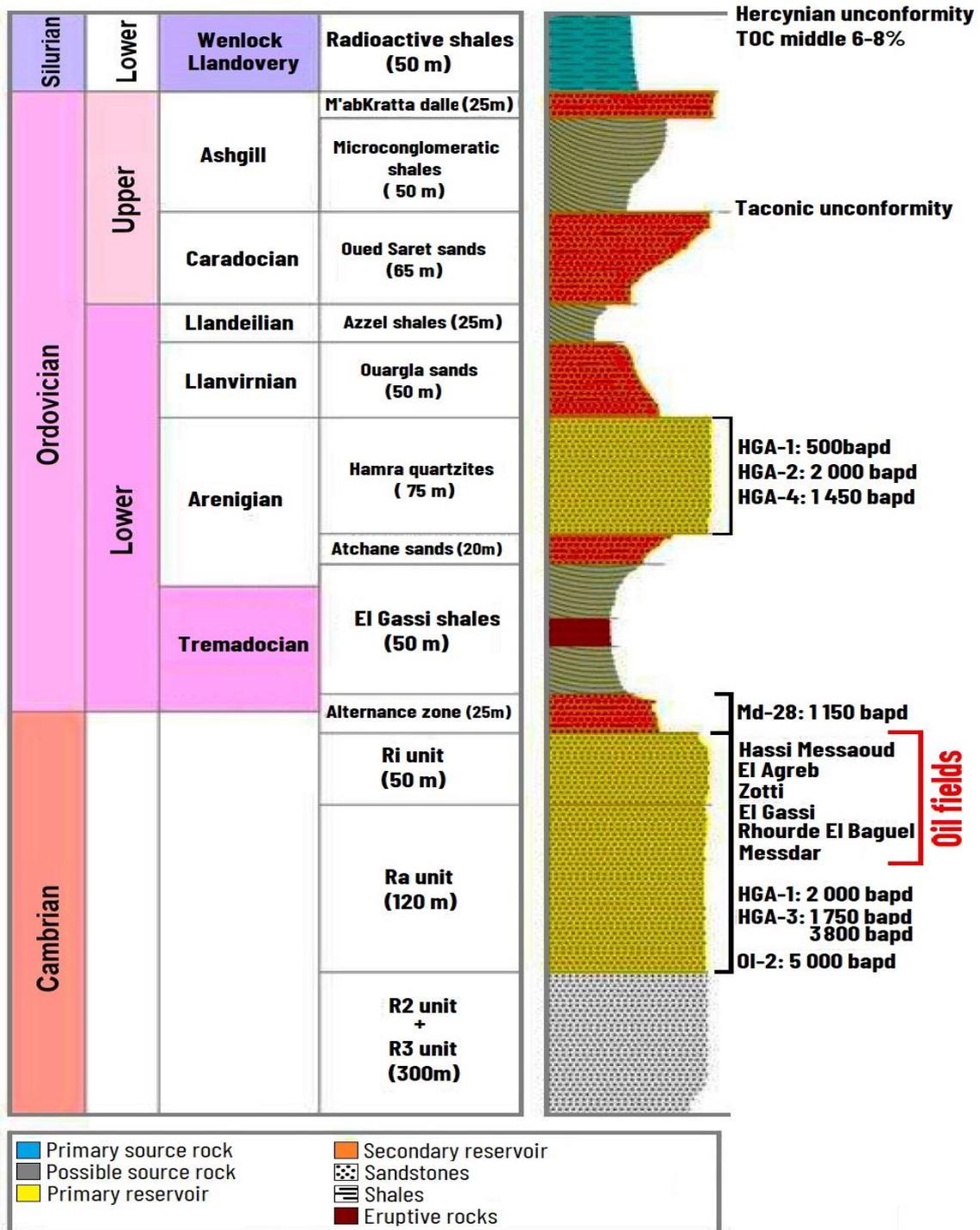


Fig. 9: Section Paléozoïque de la région pétrolière de Hassi Messaoud (WEC- 2007) [6]

11.4. Pièges et voies de migration

Les pièges désignent les zones les plus favorables à l'accumulation d'hydrocarbures. Ils se caractérisent par une faible pression et une température plus basse que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A. Perrodon, 1985) [15][13].

La majorité des pièges dans les réservoirs cambro-ordoviciens sont liés à :

- **Pièges structuraux:** résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou les pièges par failles (horst, anticlinal).
- **Pièges stratigraphiques:** combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable (lentilles gréseuses, biseaux par troncature d'érosion hercynienne, etc.).
- **Pièges mixtes:** à la fois structuraux et stratigraphiques. Dans le cas de Hassi Messaoud, il s'agit d'une structure anticlinale tronquée par la discordance hercynienne [7, 10][8, 18].

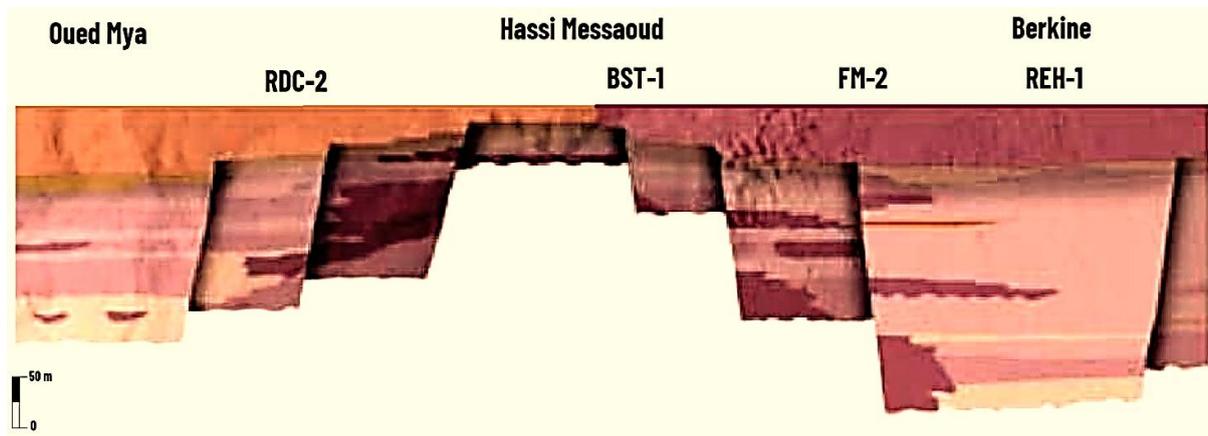


Fig. 10: Pièges stratigraphiques(WEC-2007) [6].

Au niveau du bassin d'Oued Mya et au nord-est de Hassi Messaoud, les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

I.3 Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et des gisements avoisinants proviennent probablement des deux bassins de Ghadamès et Illizi à l'est et d'Oued Mya à l'ouest [10][6, 18].

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, puis à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la discordance hercynienne (migration secondaire). Les réservoirs cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés par les grès triasiques et la surface d'érosion qui se trouvent en "up-dip" au nord et au nord-ouest par rapport au gisement [6, 18].

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.

12. Description du réservoir

12.1. Description des drains

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones selon le critère granulométrique :

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieure) [6, 18].

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques :

D1: Grès grossiers à stratifications obliques arquées dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomératiques (R170 - R200).

ID: Niveaux plus minces et fréquents. 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). C'est dans cette partie inférieure du Ra que se trouvent les meilleurs niveaux réservoirs. On remarque l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

D3: 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: Zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des méga-rides (Ep1-2m) (R100-R130).

D5: Milieu de dépôt 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, 18].

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, 18].

12.2. Subdivision pétrophysique 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 pétrophysique vertical.

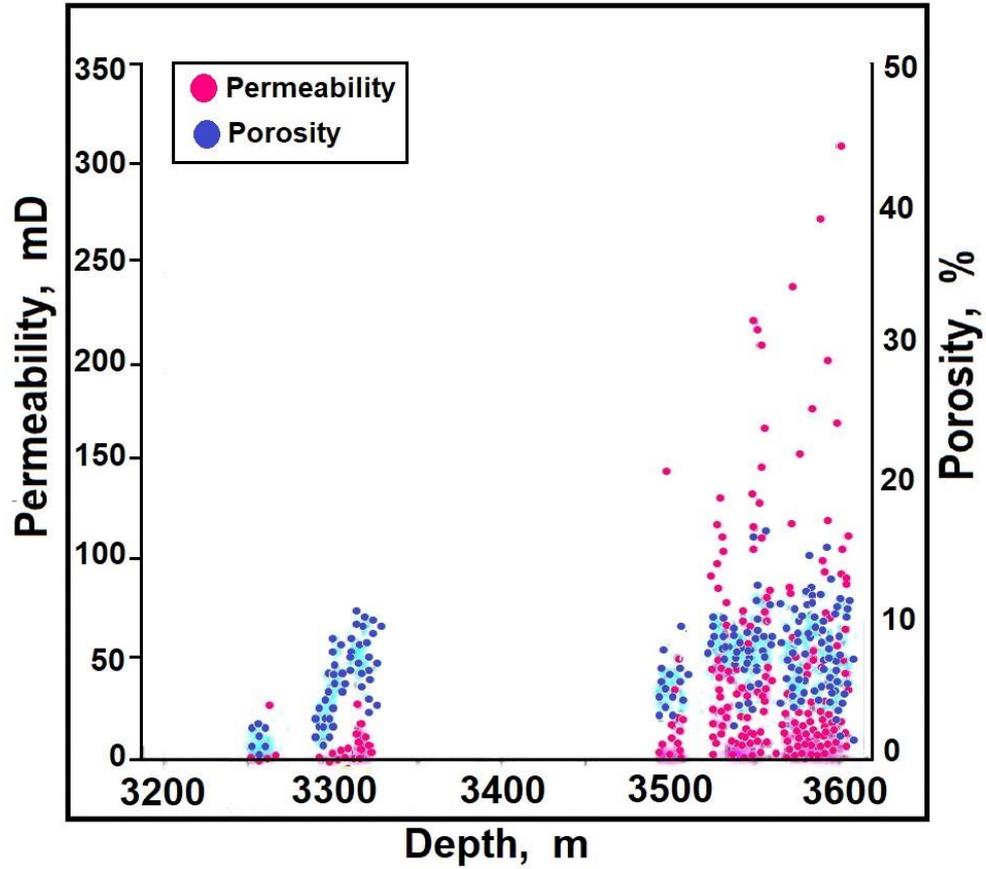


Fig. 11: Résultats pétrophysiques à partir du réservoir Cambrien (WEC- 2007) [6].

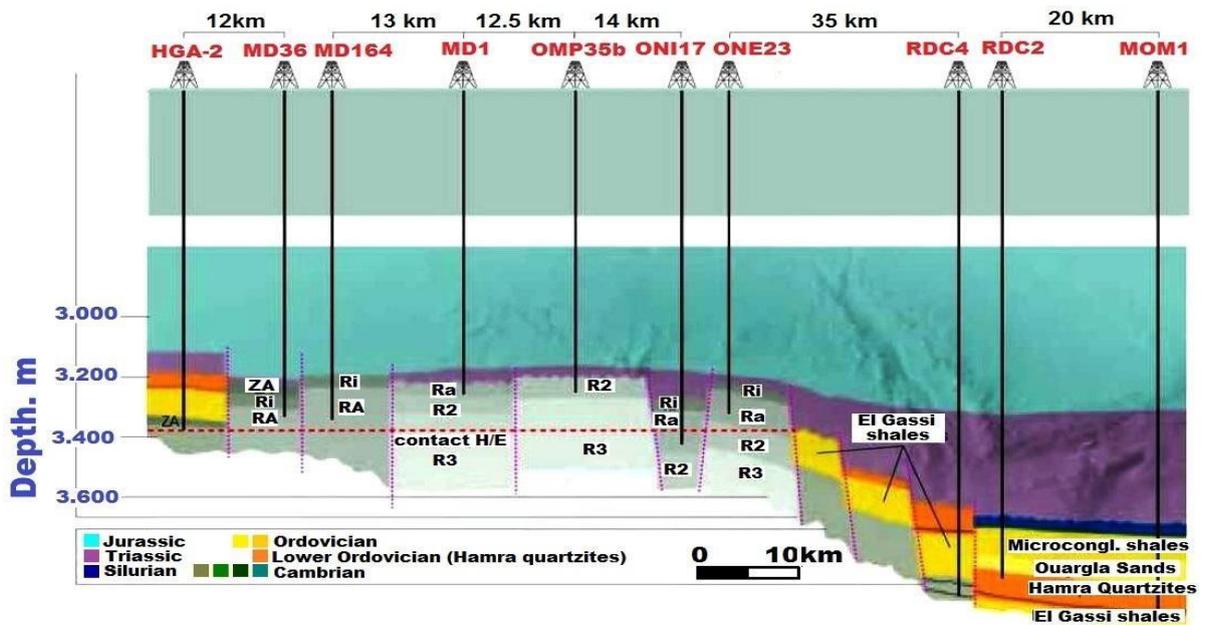


Fig. 12: Section transversale du champ pétrolier de Hassi Messaoud (WEC- 2007) [6].

		CFPA	SN REPAL			
TYPE DE CORRELATION		Caractérisation par Diagraphie	Caractéri. Pétrophysique	Sédiment. (Lhomme)	Diagra.	
AGE	LITHOZONES	R70	DRAINS			
LE CAMBRIEN	Grès Isométriques	Ri	D5			
	R1(CFPA) Ra(SN REPAL)	RESERVOIR	R95	D4	Ra sup.	γ ₀
			R100			M7
			R130	D3	Ra moy.	M6
			R140	D2	Ra Int.	M5
			R150			M4
			R160			M3
			R170	D1		M2
			R180			M1
			R190			
	R200					
	R2(CFPA) R2(SN REPAL)	RESERVOIR R2				
	R300					
R3						

Fig. 13: Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud (Document Sonatrach, 2005)[19]

CHAPITRE II

Chapitre II

Equipements de laboratoires et procédures

II Equipements de laboratoires et procédures

II.1 Préparation des échantillons

Préparation des échantillons à partir de prélèvement des différents types des plugs avec des morceaux frais de la carotte subissant à une analyse fine et spéciale

II.1.1 Préparation des plugs

Cette opération consiste à creuser une partie de carotte sous forme d'un cylindre qui s'appelle le plug dans la salle de préparation. On prend un plug chaque 25 cm avec un appareil qui s'appelle « pluggeuse », puis on prend quatre plugs horizontaux (fig.1) et un plug verticale (fig.14) pour déterminer le sens de migration (perméabilité horizontale ou verticale dans la roche ou le réservoir)[20].

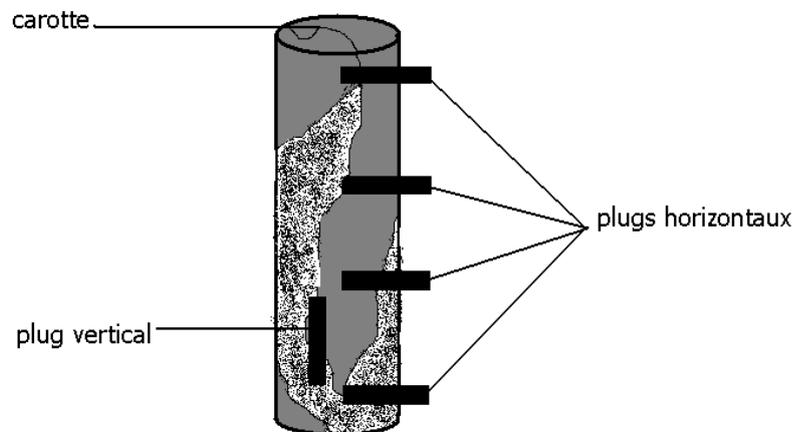


Fig.14: Schéma représente les plugs horizontaux et vertical

II.1.1.1 Les différents types des plugs (selon le diamètre) :

On prélève un plug de 1" (pouce) pour mesurer la porosité, la perméabilité et la densité (dans les grés, calcaire ou dolomie), Avant le lavage des carottes, on doit réaliser un plug 1.5" pouce horizontal chaque 1 m dans des zones gréseuses de la carotte, ces plugs seront destinés pour mesurer la saturation (huile, eau et gaz) et la mesure pétrophysique[21].

Les plugs sont disposés dans l'ordre sur un plateau métallique, il faut écrire sur le plug(fig.15) avec une encre de chine noire et indélébile

- Le numéro d'ordre

- Le numéro de la carotte
- Le nom du puits

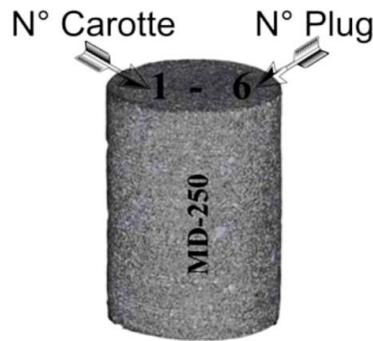


Fig.15: Schéma représentant le plug[21].

Etablissement d'une fiche qui comporte une série de colonnes des caractéristiques relatives au Plug pour répertorier:

- Le n° du Plug (rempli par le préparateur en géologie)
- La profondeur (rempli par le préparateur en géologie)
- Le volume total
- La Constante du calcul de perméabilité
- L'état de l'échantillon
- L'Orifice de mesure de perméabilité
- La lecture sur le manomètre d'eau
- Le poids
- La longueur
- Le diamètre

Une fiche d'analyses est établie comme la précédente.

II.1.2 Lavage des plugs

Les plugs ne sont pas lavés, il faut les laver avec des solvants organiques en utilisant cet appareil nommé SOXHLET (fig.16) avec un refroidisseur[22].

Le Soxhlet se compose du

- Ballon
- Réfrigérant
- Porte échantillons
- Chauffe ballon



Fig.16: Schéma représente les soxhlets[22]

On commence par le lavage ou (toluène ou méthanol)

II.1.2.1 Lavage au Toluène

Il permet l'extraction des hydrocarbures et les impuretés contenues dans les pores suivant ces étapes:

- Le remplissage du ballon du toluène.
- Disposition des plugs dans le porte échantillon.
- Assemblage des éléments du soxhlets.
- Mise en marche de la 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 elle dure quatre jours.
- Vérification de la fluorescence sous ultraviolet de quelques échantillons.

II. 1.2.2 Lavage au Méthanol

Le Méthanol sert à lessiver les sels contenus dans les pores avec le même équipement et de la même manière; pour confirmer l'absence des sels dans les pores, on ajoute deux gouttes de nitrate d'argent, si on observe une couleur blanchâtre, on continue le lavage jusqu'à la disparition de cette couleur.

Pour les régions dont les roches se composent des sels comme élément principal dans la

composition minéralogique et pour conserver l'état original du Plug arrivés de ces régions, on arrête le lavage au Maximin de deux jours.

II.1.3 Séchage

Les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de 110° C jusqu'à la stabilisation du poids, pour des raisons scientifiques, certains spécialistes estiment qu'il ne faut pas chauffer au-delà de 60 ° C.

Ensuite les échantillons sont gardés dans un dessiccateur pour leur éviter l'absorption de l'humidité.

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

II.2 ULTRA- PERM-500

Cet équipement (fig.17) permet de mesurer la perméabilité sur des échantillons de carottes 1" ou 1.5 " pouce variant entre 0.001 MD à 30 Darcy, La mesure de perméabilité sous condition du laboratoire est réalisée sous une pression de confinement de 400 PSI.

WinPerm est le logiciel de pilotage de l'appareil et de la mesure.

Il se compose de:

- Unité Ultraperm-500
- Station de pilotage (unité et Ecran)
- Core Holder 1'' et 1.5''
- Disk de calibration 1'' et 1.5''



Fig.17 : Schéma représentant l'ultra perm-500.

II.2.1 Mode opératoire de l'ultra perm-500

Sur l'Ultraperm-500 le logiciel Winperm (fig.18) donne la possibilité d'analyser l'effet Klinkenberg [20, 23] à travers l'échantillon, L'ultra perm-500 utilise de l'azote comme gaz vecteur.

- Pour les grandes perméabilités, on utilise de faibles pressions, de l'ordre de 0 à 2 psi.
- Pour les faibles perméabilités on utilise de hautes pressions, de l'ordre de 0 à 50 psi.

L'option utilisée est celle du Flow-meter

Si les perméabilités sont inférieures à 0.001 on utilisera l'option Bubble meter.

La pression de confinement recommandée est de 400 psi et plus.

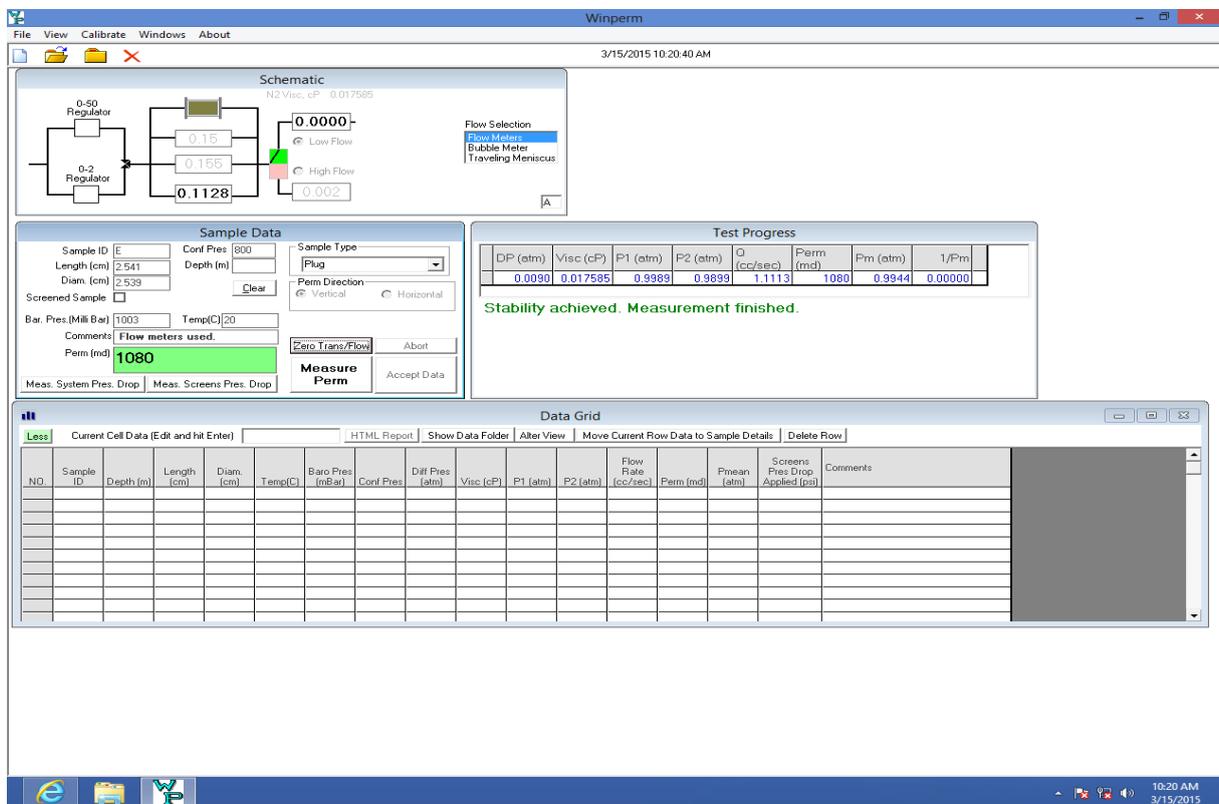


Fig.18: Schéma représentant le logiciel Winperm.

II.2.2 Mesure la perméabilité par l'appareil ultra perm-500

La communication avec l'équipement se fait via un logiciel Winperm, qui permet la manipulation de l'appareil et la réalisation des mesures. Ce dernier est doté d'un menu permettant d'afficher des fenêtres du suivi en temps réel de tous les paramètres de mesures et calibrations.

L'Ultraperm-500 mesure le débit (Q), la pression amont (P1) et aval (P2) par l'utilisation de l'équation qui dérive de la loi de DARCY, appliquée au gaz pour calculer la perméabilité, soit :

$$Q = K . A . \frac{P_1 - P_2}{\mu . L} \quad \text{Eq.1}$$

K : Perméabilité air en millidarcy

Q : Débit en cc/sec

L : Longueur de l'échantillon

A : surface exposée au gaz en cm²

μ : viscosité en centpoise

P1 : Pression d'entrée

P2 : Pression de sortie

II.3 Perméamètre Standard

Cet équipement (fig.17) permet de mesurer la perméabilité sur des échantillons de carottes 1 ou 1.5 pouce, C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous condition du laboratoire, il est réalisée sous une pression de confinement de 200 psi, et une pression initiale de 80 psi.

Il se compose de:

- Core Holder 1''
- Core Holder 1.5''
- Les orifices (0.020,0.059, 0.106,0.15, 0.25, 3.00, 7.062,10.00, 15.00, 20.492)
- Manomètre à mercure
- Manomètre à eau
- Tube de pression sortie (P1)
- Tube de pression entré 80 psi (P2)
- Pompe utilisé pour faciliter l'entrée et la sortie des échantillons



Fig.19: Schéma représente l'appareil de perméamétrie standard

II.3.1 Mode opératoire l'appareil de Perméamètre standard

Sur le Perméamètre conventionnelle, il consiste en :

- Sertissage de l'échantillon sous la pression voulue (200 psi).
- Application de la pression du gaz qui va traverser le plug (80 psi).
- Choix de l'orifice pour réguler l'écoulement laminaire à travers l'échantillon.
- La lecture de la hauteur d'eau après l'observation de la stabilisation de la hauteur d'eau sur le manomètre.
- La hauteur d'eau sur le manomètre de lecture doit être arrêtée à 200 et sera considéré comme une constante.
- La lecture sur le manomètre à mercure deviendra variable jusqu'à la stabilisation de la hauteur de mercure sur le manomètre.

II.3.2 Mesure de la perméabilité

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

Les plugs sont placés verticalement dans un core-holder 1" ou 1.5" ou une pression de confinement de 200 psi est appliquée latéralement, on applique ensuite une pression 80psi (azote) sur la partie inférieure de la core-holder, cette pression passera à travers un réservoir d'eau qui agira sur le manomètre à eau si la valeur atteint 200 unités, on prend la lecture sur un deuxième manomètre à mercure étalonné à partir de 60 unités référant aux 200 unités

La perméabilité sera calculée suivant la formule:

$$K_a = \frac{C.Q.L.h}{200.A} \quad \text{Eq.2}$$

Ka : perméabilité absolue.

C : constante mercure (60).

Q : débit (orifice de 0.030, 0.150, 0.50, 10.000, 20.492).

L : longueur de l'échantillon.

k : hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.

A : surface de la section traversée par le gaz cm².

II.4 ULTRA-PORE- 300

Le Prosimètre UltraPore-300 (fig.20) est conçue pour déterminer les grains ou pores volumes et la densité des échantillons de carotte, par la méthode d'expansion d'hélium dans les espaces poreux. Cet appareil utilise l'Hélium à 200 psi et de l'azote à 100 psi pour l'activation des valves.

Il est composé de:

- Unité UltraPore-300
- Station de pilotage (unité et Ecran)
- Matrix Cup 1'' et 1.5 ''
- Boites de Disks de calibration 1'' et 1.5''

a/ Matrix Cup

Destiné pour la mesure de grain volume de l'échantillon de diamètre 1'' ou 1.5'

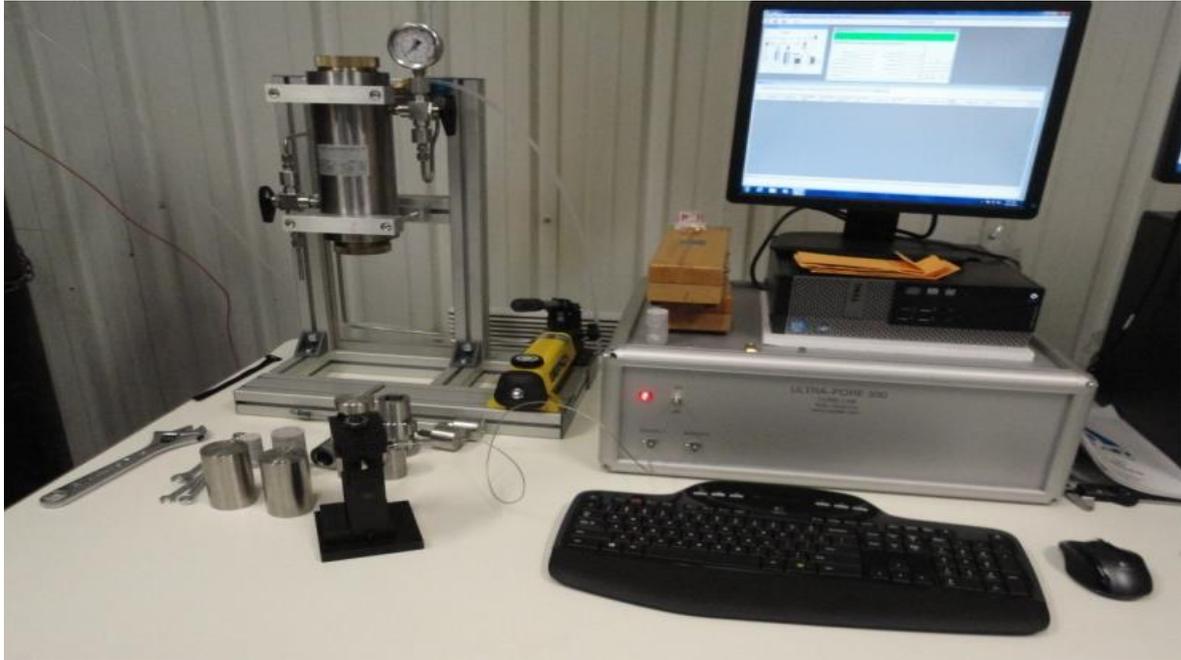


Fig.20: Schéma représentant Prosimètre ULTRAPORE-300 Matrix Cup et Core-holder

II.4.1 Mode opératoire de l'ultra pore -300

Dans notre laboratoire, L'ultra prosimètre permet de mesurer le volume solide et volume de pore et la densité de la roche.

Cet équipement est conçu sur la base de la loi de Boyle et Mariotte qui est :

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2} \quad \text{Eq.3}$$

P_1 : Pression Initiale

P_2 : Pression à l'expansion

V_1 : Volume Initiale

V_2 : Volume à l'expansion

T_1 : Température Initiale

T_2 : Température à l'expansion

Le gaz d'expansion utilisé est l'hélium.

L'appareil est fabriqué de façon à effectuer des mesures sur des plugs de 1'' et 1,5''.

Le mode opératoire consiste en la calibration de l'appareil puis la vérification du volume solide d'un des checks plugs.

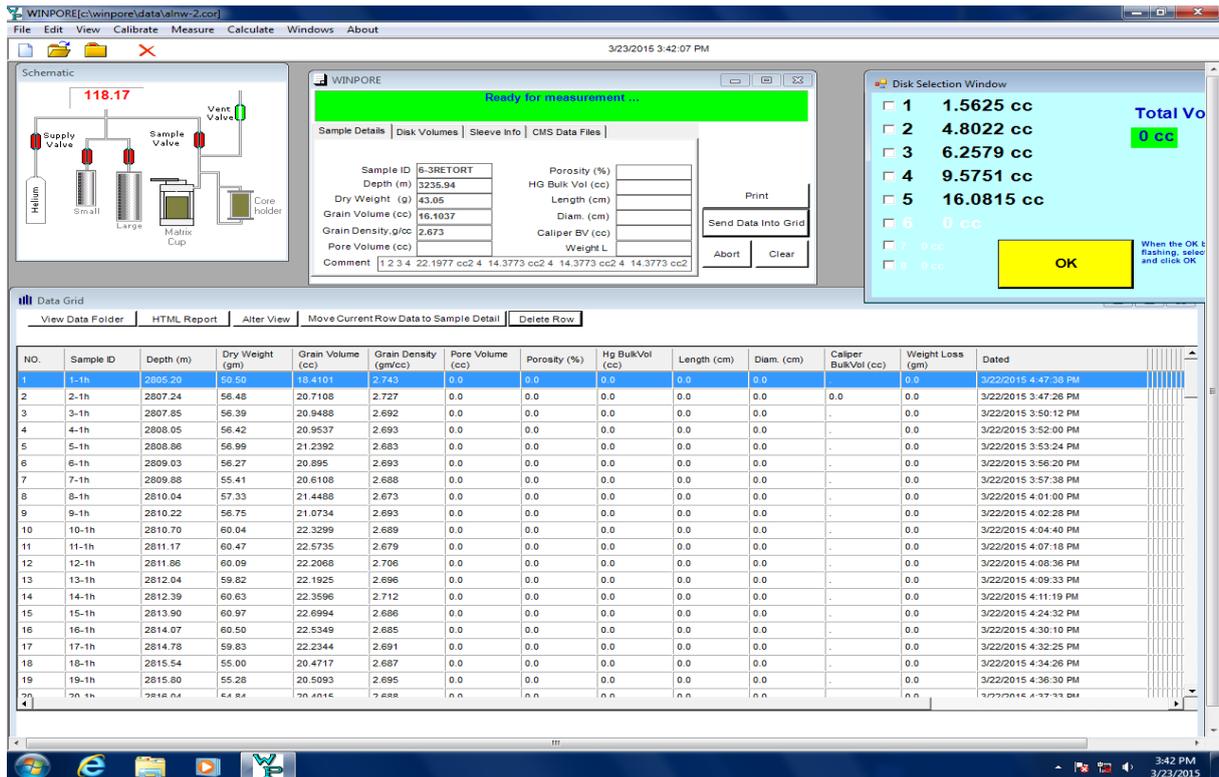


Fig.21: Schéma représentant le logiciel Winpore.

Calibration de l'appareil pour mesures des grains volume

Le mode opératoire de calibration de l'appareil, consiste à suivre les étapes suivantes :

- Créer un nouveau fichier,
- Choisir la taille des plugs 1'' ou 1.5'',
- Aller sur la menue calibration et choisir le grain volume,
- Mettre tous les disks métalliques à l'intérieur de la matrix cup puis cocher sur toutes les cases,
- Enlever les disks un par un par ordre décroissant et cocher à chaque fois sur les cases des disks qui sont à l'intérieur de la matrix cup.
- Le résultat obtenu à la fin de la calibration doit afficher une valeur égale à 1,000.
- Cette opération doit se faire régulièrement avant d'entamer les mesures.

Après chaque huit mesure sous le logiciel WinPore (fig.21), il faut vérifier l'efficacité de l'appareil avec un des cheks-Plug de volume totale connu.

Enfin, nous avons appliqué une correction de Klinkenberg pour tenir compte de l'expansion des fluides. Nous estimons l'erreur expérimentale à $\pm 0,5$ % pour la porosité et ± 10 % pour la perméabilité, respectivement [24].

II.4.2 Mesure grain volume par l'ultra pore 300.

La communication avec l'équipement se fait via un logiciel WinPore. Ce dernier est doté de fenêtres qui affichent les paramètres de mesures en temps réel (voir fig.22). Le principe de

mesures du volume des grains dérivés de la loi de Boyle par l'équation (3).

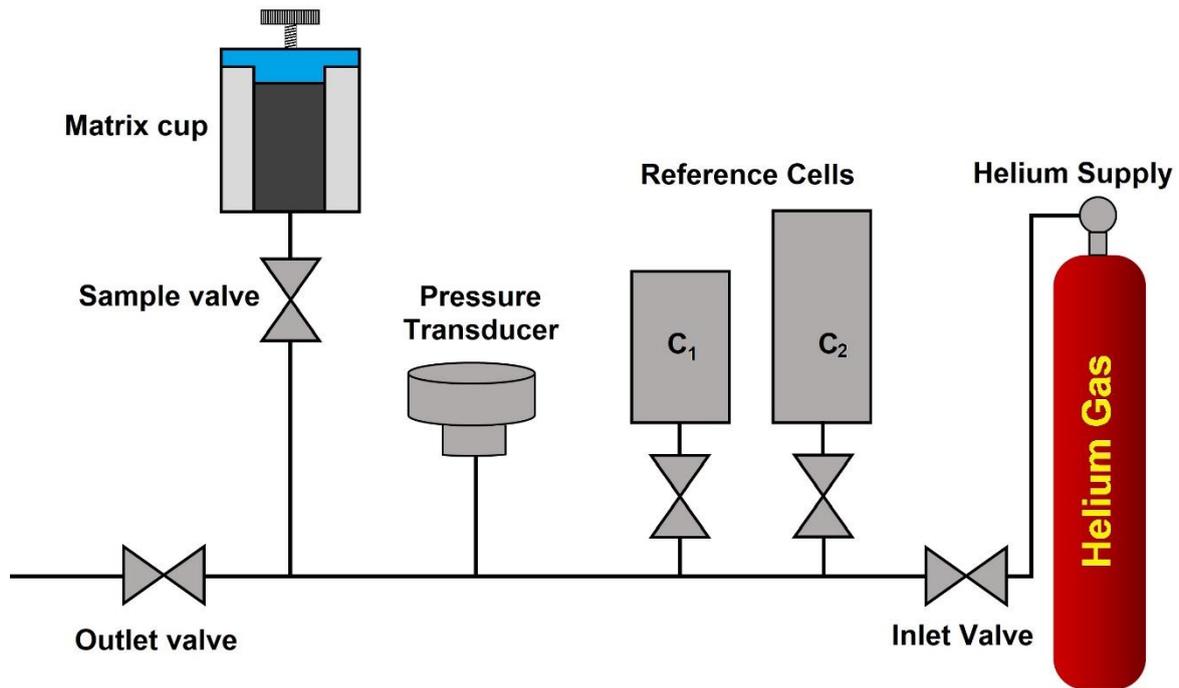


Fig.22: Schéma représentant l'ultra Pore 300 configuré pour le grain volume.

Dans le système de l'appareil la température atmosphérique constante donc $T_1=T_2$

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad \text{Eq.4}$$

$P_1=200\text{psi}$ (gaz d'hélium entré)

$V_1=$ volume référence (V_R) dans le système de valve-supply jusqu'à la valve-sample (volume référence Small +volume référence large)

$P_2=$ pression d'expansions traversant l'échantillon $P_2 < P_1$

$$V_2 = \text{volume référence } (V_R) + \text{volume matrice } (V_M) - \text{volume des grains } (V_G) \quad \text{Eq.5}$$

$$P_1V_R = P_2 \cdot (V_R + V_M - V_G) \quad \text{Eq.6}$$

$$V_G = (V_R + V_M) - \frac{P_1V_R}{P_2} \quad \text{Eq.7}$$

II.4.3 Mesure du volume total par la pompe volumétrique

Le volume total (V_t) est déterminé grâce à une pompe volumétrique (fig.23) à mercure par le Principe d'Archimède.

L'équipement est placé sous une hotte fermée, l'extraction doit être mise en marche avant, pendant et après chaque manipulation.

L'appareil doit être calibré avant chaque série de mesure.

Il consiste à la calibration du zéro, ensuite mesurer un checks plug de volume total connu.

Après une série de huit mesures, il faut vérifier l'appareil avec un des cheks plug ou le zéro.



Fig.23: Schéma représente la pompe volumétrique

La valeur du volume total est reportée sur le logiciel WinPore qui permet le calcul de la porosité.

$$V_{pore(vide)} = V_{T(sample)} - V_{G(grains)} \quad \text{Eq.8}$$

La Porosité de l'échantillon est donnée par :

$$\Phi = \frac{V_P}{V_T} \times 100 \quad [\%] \quad \text{Eq.9}$$

II.4.4 Mesure du grain densité par l'ultra pore 300

Une balance électronique permet de peser le poids de l'échantillon, celui-ci est répertorié dans le programme de Winpore où le grain densité est calculé automatiquement sous la formule :

Densité des grains (g/cm^3) = Poids sur volume solide de la roche.

II.5 Equipements de distillations par la méthode de Dean Stark

On utilise la méthode Dean Stark (fig.24) pour mesurer la saturation et la quantité des fluides (huile, eau et gaz) contenus dans les pores, exprimée en pourcentage par rapport au volume des pores de la roche analysée, Les plugs 1.5" destinés à cette opération sont soigneusement conservés, à cet effet, ils sont soit:

Gardés dans des endroits frais ou dans le gasoil afin d'éviter l'évaporation des fluides contenus dans les pores.

Composants de l'appareil Dean Stark

- Porte échantillon.
- Eprouvette graduée recueillant de l'eau
- Ballon à toluène
- Condenseur
- Batterie (résistance pour l'ébullition du toluène)



Fig.24: Schéma représentant l'appareil Dean Stark.

II.5.1 Mode opératoire de l'appareil Dean Stark

On utilise, à l'état brut, les plugs de diamètre 1.5" que l'on pèse.

L'échantillon est placé dans un appareil nommé Soxhlets qui est chauffée au toluène dont la vapeur chaude (110°) permet à l'eau et l'huile de s'échapper, à leur tour, sous forme de vapeur.

Toutes ces vapeurs sont refroidies dans un réfrigérant et se condensent dans un tube. Par gravité, le volume d'eau et une partie du toluène sont récupérés dans un tube la partie restante du toluène ainsi que l'huile (plus légère) repassent dans le circuit de distillation. Cette opération dure jusqu'à ce que le volume d'eau récupéré ne change plus pendant trois jours.

- La Pesée de l'échantillon frais = P1
- 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 bureau).

II.5.2 Mesure de la saturation a méthode Dean Stark

Avant de placer l'échantillon dans le porte échantillon, on fait peser l'échantillon frais (P1)

Une fois l'opération est terminée, le volume d'eau récupéré est répertorié (X), les échantillons vont être pesés pour la deuxième fois (P2).

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 (P3).

$$\text{Poids de l'eau et l'huile est: } P_4 = P_1 - P_2 \quad \text{Eq.10}$$

$$\text{Poids du sel est: } P_{salt} = P_2 - P_3 \quad \text{Eq.11}$$

(X)= Volume d'eau distillée récupérée.

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.

$$\text{Volume réel d'eau de gisement (volume du brine } V_b) \text{ est: } V = k \times V_w \quad \text{Eq.12}$$

V_w : voulme d'eau récupérée (eau distillée =distilled water).

k = Coefficient de correction (ou coefficient de salinité)

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

$$\text{Volume d'eau distillée (X) } \times \text{Densité de l'eau distillée qui est égale à 1} = P_5 \quad \text{Eq.13}$$

$$P_5 = X (\text{volume d'eau distillée}) \times \rho_0 (\text{densité d'eau distillée =1})$$

$$\text{Le poids de l'hydrocarbure est égal à : } P_6 = P_4 - P_5 \quad \text{Eq.14}$$

Le volume de l'huile est égal à :

$$X_{oil} = \frac{P_6}{0.81} \quad \text{Eq.15}$$

Où: 0,81 est la densité moyenne d'huile.

Ensuite les échantillons subiront une analyse conventionnelle pour en déduire le volume des pores qui est égale à:

$$V_{p(pores)} = V_{T(total)} - V_{solide(grains)} \quad \text{Eq.16}$$

Calcul de la saturation en eau :

$$S_w = \frac{V_b}{V_p} \times 100 \text{ en } [\%] \quad \text{Eq.17}$$

Calcul de la saturation en huile:

$$S_{oil} = \frac{X_b}{V_p} \times 100 \text{ en } [\%] \quad \text{Eq.17}$$

Calcul de la saturation en gaz:

$$S_w [\%] + S_{oil} [\%] + S_{gaz} [\%] = 100 [\%] \quad \text{Eq.18}$$

CHAPITRE III

Analyse et interprétation des résultats

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter l'essentiel de notre travail, incluant les analyses et les interprétations des résultats obtenus. Les idées traitées sont axées sur les éléments suivant :

- L'étude sédimentologique.
- L'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques.
- Analyse de la corrélation entre les différents paramètres.
- Interprétation des cartes : isobathe, isopaque, isoporosité, isosaturation en eau, isoperméabilité.

1. Localisation de la zone et Implantation des Puits

La région de Hassi Messaoud renferme plus de 900 puits (productifs ou non) parmi lesquels on compte environ 67 puits dans la zone considérée, notée « zone#13 ». Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à huit puits, pour lesquels la collecte des données s'est avérée très difficile. Avec les données que nous avons pu avoir, nous avons établi la description sédimentologique.

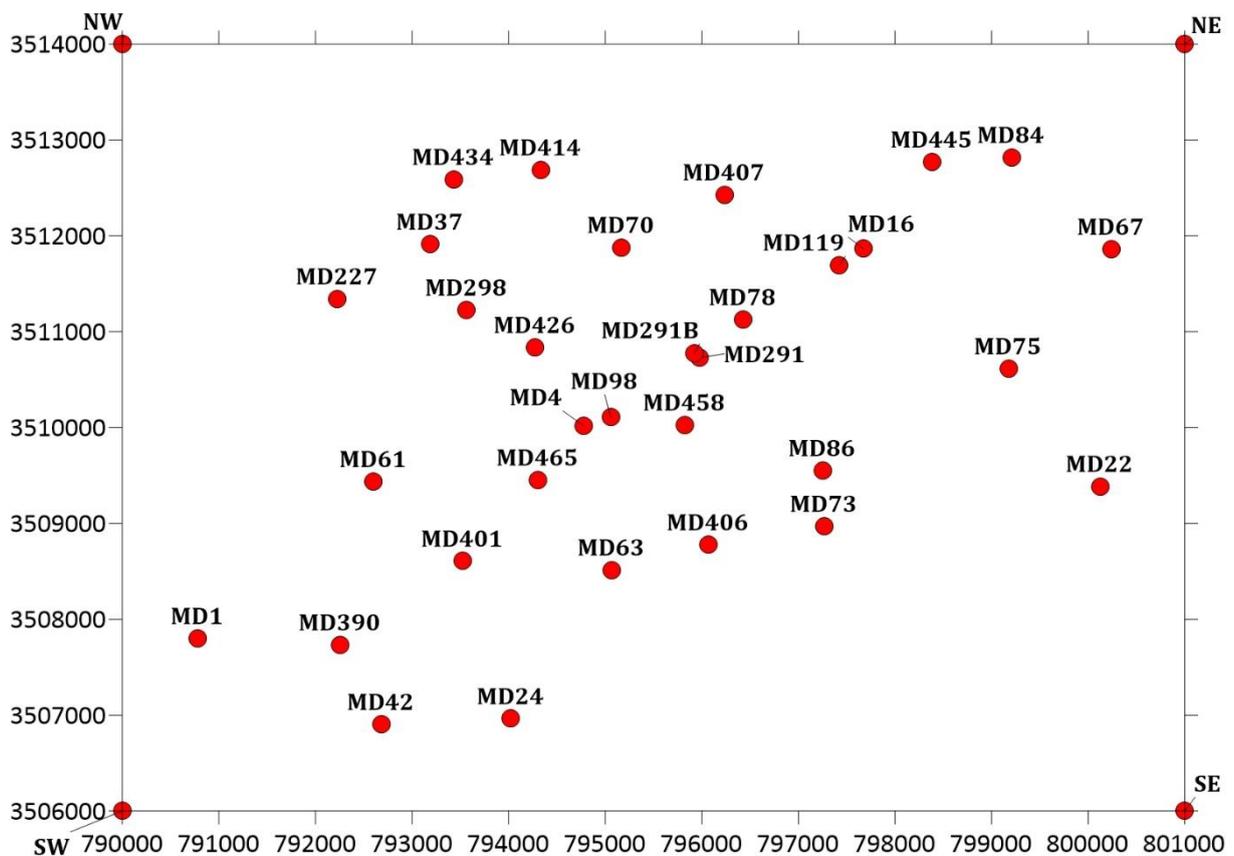


Fig. 25 : Localisation des puits de forage pétrolier dans la zone#13.

Nous avons étalé l'étude détaillée sédimentologique de cinq puits (MD67, MD78, MD401, MD426, MD445) et donné de brefs résumés sur le reste des puits.

Ensuite nous avons fait l'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité) des trois puits (MD1, MD42, MD63) et étudié la corrélation entre la porosité et la perméabilité.

Finalement, les iso-cartes ont été établies : carte d'isoporosité, carte d'isoperméabilité, carte isobathe et carte isopaque.

Les puits qui ont été sujets de notre étude sont représentés dans la (figure 25). Dans cette figure, on a visualisé le gisement de Hassi Messaoud, la « zone#13 » où les puits étudiés sont implantés.

2.Analyse modèle Géologique 3D

Le modèle géologique 3D (figure 26) permet d'analyser certaine caractéristique de la zone étudiée comme les variations à partir de l'épaisseur de l'unité et déterminer les contrastes de couleurs en succession sédimentaire c'est-à-dire que le réservoir(MD) est caractérisé :

Interprétation stratigraphique

L'empilement des cartes iso-depth permet de reconstituer la stratigraphie de la zone#13. La stratigraphie est l'étude de la succession des couches géologiques dans le temps. Dans ce cas, la stratigraphie montre que la formation rouge est la plus ancienne, suivie de la formation verte, puis de la formation bleue.

Interprétation géologique

L'interprétation géologique de l'image permet de reconstituer l'histoire géologique de la zone#13. Cette histoire est caractérisée par une succession de phases de sédimentation et de volcanisme.

Phase de sédimentation continentale : La formation rouge a été déposée dans un environnement continental, probablement dans un bassin fluvial. Cette phase de sédimentation correspond à une période d'émersion de la zone#13.

Phase de sédimentation marine : La formation verte a été déposée dans une mer peu profonde. Cette phase de sédimentation correspond à une période de submersion de la zone#13.

Phase de volcanisme : La formation bleue a été émise lors d'une éruption volcanique. Cette phase de volcanisme correspond à une période d'activité volcanique dans la zone#13.

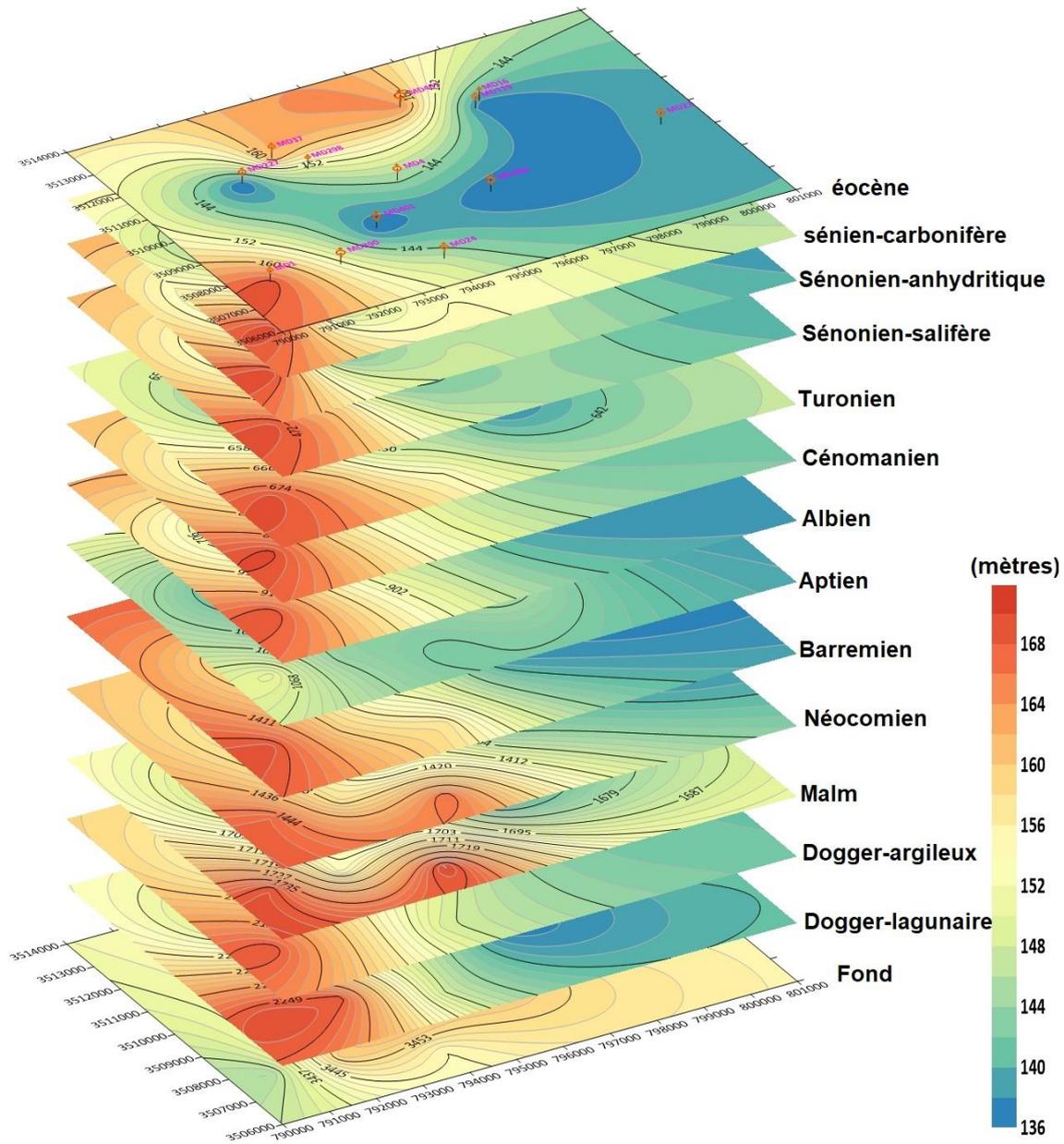


Fig.26 : Empilement des cartes (stacking maps) iso-depth des différentes formations géologiques dans la zone#13.

3.Représentation des profils du champ

La structure géologique typique d'un champ pétrolifère (MD) se compose d'une succession de couches sédimentaires s'échelonnant du Sénonien au Trias. L'analyse des coupes de puits forés dans la région révèle une certaine régularité dans la disposition de ces couches. Cependant, des variations locales sont observées, avec des zones où certaines couches présentent des épaisseurs réduites, voire absentes. De plus, la formation F6, située au sommet

de la succession, est parfois totalement ou partiellement érodée.

Etude des coupes géologiques

Etude de la coupe géologique (Profile1 et 2)

La carte isobathe de la zone #13 dans la région de Hassi Messaoud en Algérie représente les lignes de même altitude du toit de la formation réservoir. Les valeurs d'altitude sont exprimées en mètres par rapport à un niveau de référence. L'analyse de la carte isobathe permet d'identifier plusieurs structures géologiques importantes dans la zone, notamment :

Un dôme anticlinal: Situé dans la partie centrale de la zone, ce dôme présente une fermeture vers le nord et le sud. Les puits MD1, MD37, MD407, MD70, MD16, MD4, MD24 et MD401 sont situés sur le flanc de ce dôme.

Un synclinal: Situé dans la partie nord-est de la zone, ce synclinal présente une ouverture vers le sud. Le puits MD119 est situé dans l'axe de ce synclinal.

Une faille: Une faille majeure traverse la zone dans une direction nord-sud. Cette faille est visible sur la carte isobathe par un décalage des lignes d'altitude. Le puits MD298 est situé à proximité de cette faille.

Coupe géologique

La coupe géologique montre les différentes formations géologiques présentes dans la zone #13, ainsi que leur épaisseur et leur structure. Les formations géologiques présentes sont, de haut en bas :

Éocène: Formation détritique continentale, composée de grès, de conglomérats et d'argiles. Son épaisseur varie de 0 à 50 mètres.

Sénonien-carbonifère: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 50 à 200 mètres.

Sénonien-argileux: Formation marine, composée d'argiles et de marnes. Son épaisseur varie de 200 à 400 mètres.

Sénonien-salifère: Formation évaporitique, composée de gypse et de sel. Son épaisseur varie de 0 à 100 mètres.

Turonien: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 100 à 200 mètres.

Cénomanién: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 200 à 300 mètres.

Albien: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 100 à 200 mètres.

Aptien: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 100 à

200 mètres.

Néocomien: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 200 à 300 mètres.

Malm: Formation marine, composée de calcaires et de marnes. Son épaisseur varie de 200 à 300 mètres.

Dogger-argileux: Formation marine, composée d'argiles et de marnes. Son épaisseur varie de 100 à 200 mètres.

Dogger-lagunaire: Formation évaporitique, composée de gypse et de dolomie. Son épaisseur varie de 0 à 100 mètres.

Fond du forage: Formation non identifiée, rencontrée à la profondeur maximale du forage.

Commentaires sur les puits

Puits MD1: Ce puits est situé sur le flanc sud du dôme anticlinal. Il a traversé les formations éocène, sénonien-carbonifère, sénonien-argileux, sénonien-salifère, turonien, cénonanien et albien avant d'atteindre la formation réservoir du Néocomien.

Puits MD37: Ce puits est situé sur le flanc nord du dôme anticlinal. Il a traversé les formations éocène, sénonien-carbonifère, sénonien-argileux, sénonien-salifère, turonien, cénonanien et albien avant d'atteindre la formation réservoir du Néocomien.

Puits MD407: Ce puits est situé au sommet du dôme anticlinal. Il a traversé les formations éocène, sénonien-carbonifère, sénonien-argileux.

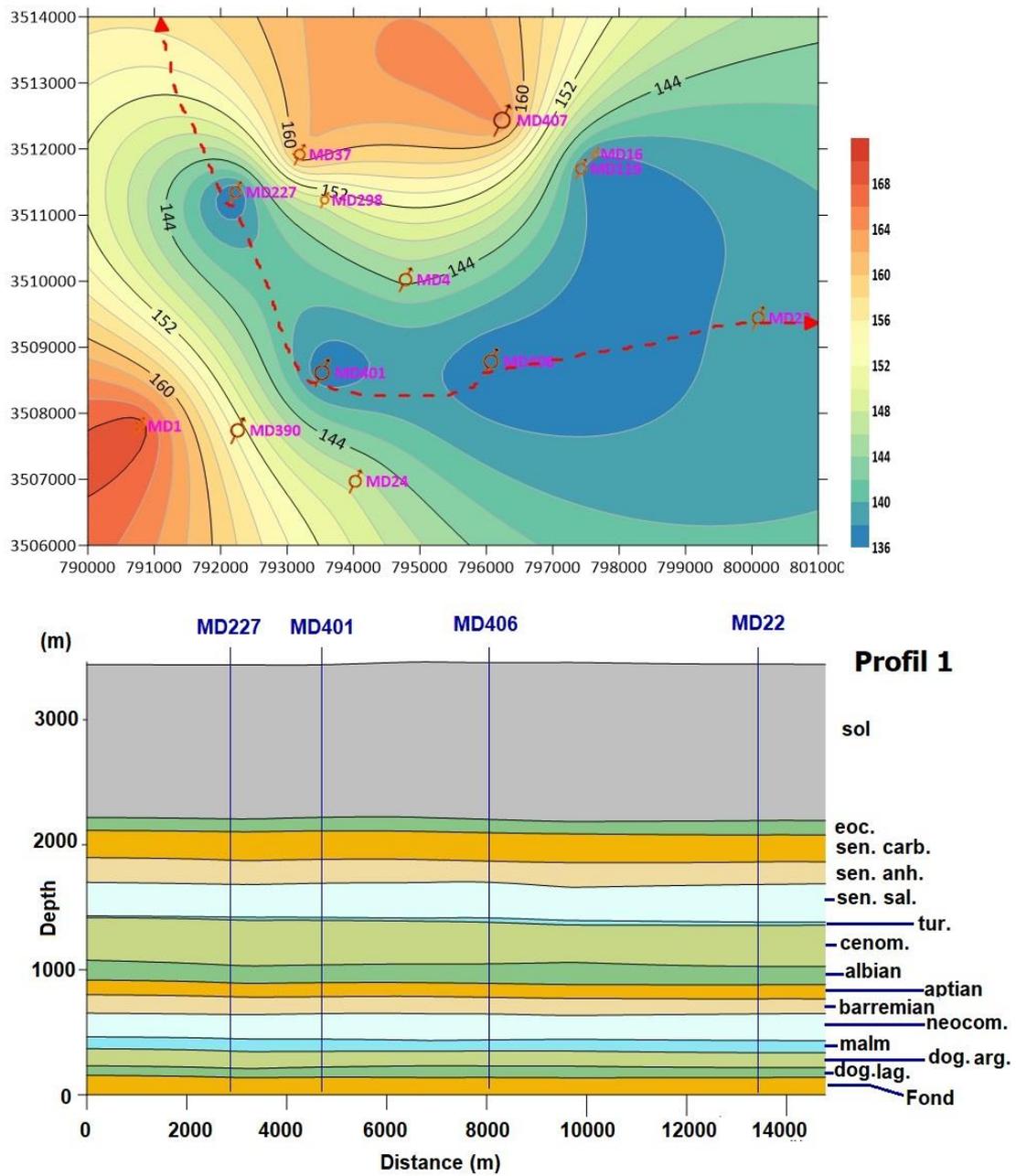


Fig.27 : Profile-1 : Coupe géologique suivant le trajet indiqué sur la carte iso-élévation du sol dans la zone#13.

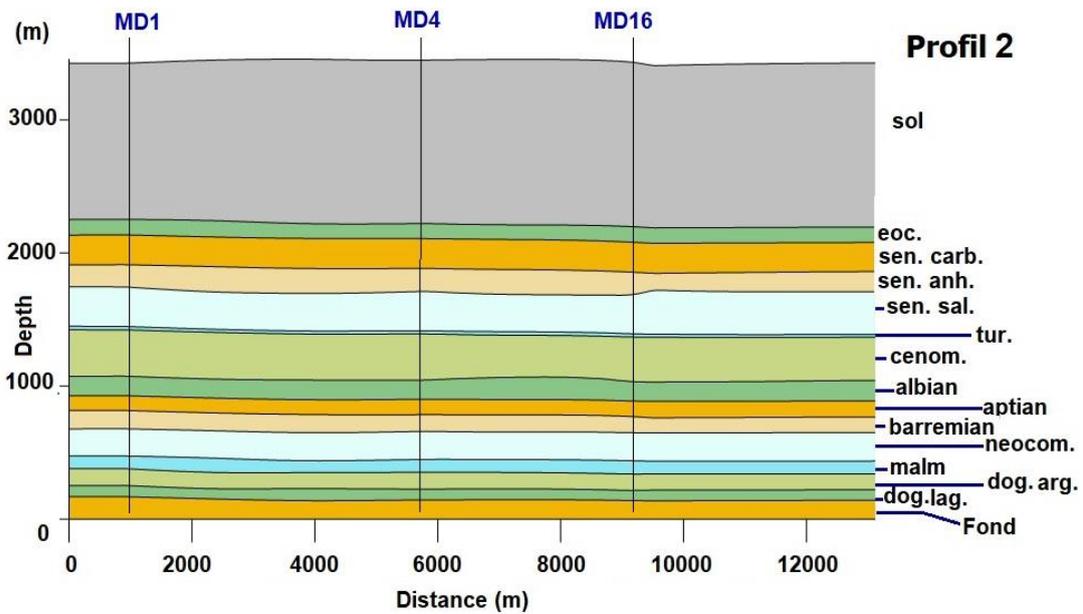
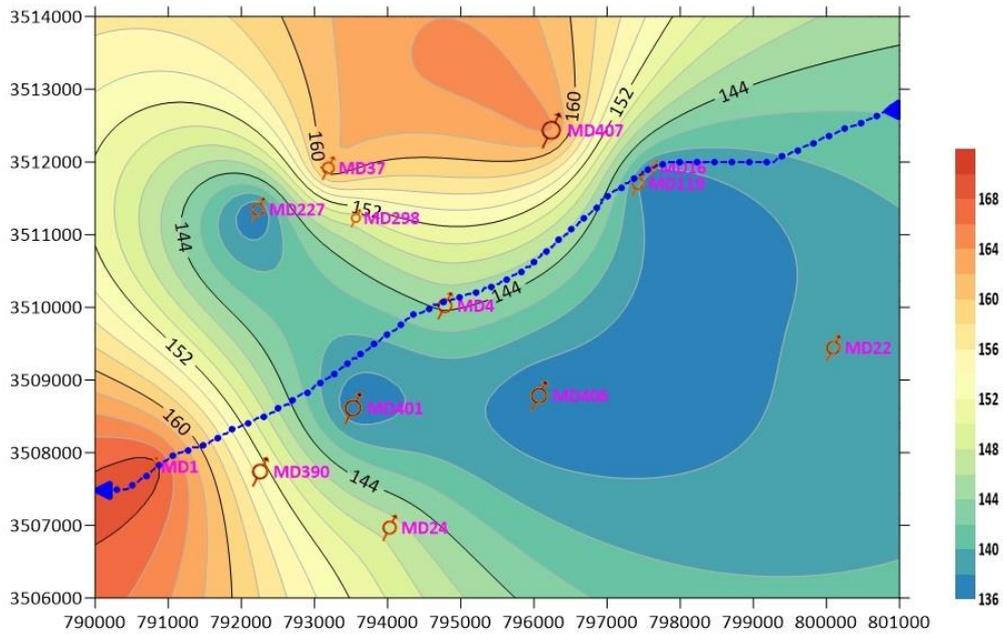


Fig.28 : Profil-2 : Coupe géologique suivant le trajet indiqué sur la carte iso-élévation du sol dans la zone#13.

4. Etude des drains

Le traitement des fichiers traités indique que les principaux drains contribuant au réservoir dans cette zone sont D3, D2, ID, D1, R2 et, dans une très faible mesure, D4 avec D5. De bas en haut, la séquence est la suivante :

§ Drain R2

Ce réservoir secondaire a été atteint par six puits. L'épaisseur minimale est de 14 mètres sur

OMP632B, tandis que l'épaisseur maximale est de 51 mètres sur OMP61. La formation rocheuse est composée de grès et de quartzites anisométriques, à grain moyen à grossier et microconglomératiques, de couleur gris foncé. Elle contient un ciment argileux et argilo-bitumineux avec des passes silico-bitumineuses (MDZ453, OMP20, OMP21, OMP22, OMP61, OMP632B).

§ Drain D1

Ce drain n'a pas été érodé et a une épaisseur moyenne de 26 mètres. Il a été traversé par 99% des puits de la zone. Il est composé de grès bitumineux à grain grossier à moyen avec des interlits de silts et d'argiles à stratification oblique. Le réservoir RA est présent dans ce drain. Il est à noter que l'épaisseur de la zone de passage est incluse dans celle de D1.

§ Inter-drain (ID)

Traversé par 84% des puits de la zone, son épaisseur moyenne est de 22 mètres. Il s'agit d'un passage progressif entre D1 et D2, avec un niveau plus fin et une plus grande abondance de niveaux limoneux avec localement des traces de tigillites.

§ Drain D2 :

Ce drain a été rencontré par 40% des puits. La strate est composée de grès à grains grossiers bien triés, à stratification oblique, interlités avec des niveaux silteux et présentant une bioturbation fine. Son épaisseur moyenne est de 18 mètres.

§ Drain D3 :

Dans le drain D3, 18% des puits ont traversé ce drain (MD4, MD22, MD61, MD63, MD78, MD98, MD24, MD291B, MD401, MD406, MD458, MD465) avec une épaisseur moyenne de 11 m. Il est composé de grès moyennement grossiers à stratification oblique, interstratifiés avec des niveaux de limons et présentant une fine bioturbation. Elle est composée de grès et de quartzites à grains moyens et grossiers. Le ciment est principalement composé de silice et, dans une moindre mesure, de kaolinite. Le ciment secondaire d'anhydrite ou de dolomie, qui peut être de nature argileuse, est également assez abondant.

§ Drains D4 et D5 :

Ces deux drains sont absents de la zone en raison de leur distribution limitée. En effet, ces drains ne sont présents que dans l'extrême sud de la zone et ne sont reconnus que par deux puits pour D4, avec une épaisseur de 3m au puits MD24, et pour D5, avec une épaisseur de 24m au puits MD63.

Pour mieux comprendre la structure géologique, les profils géologiques suivants ont été proposés :

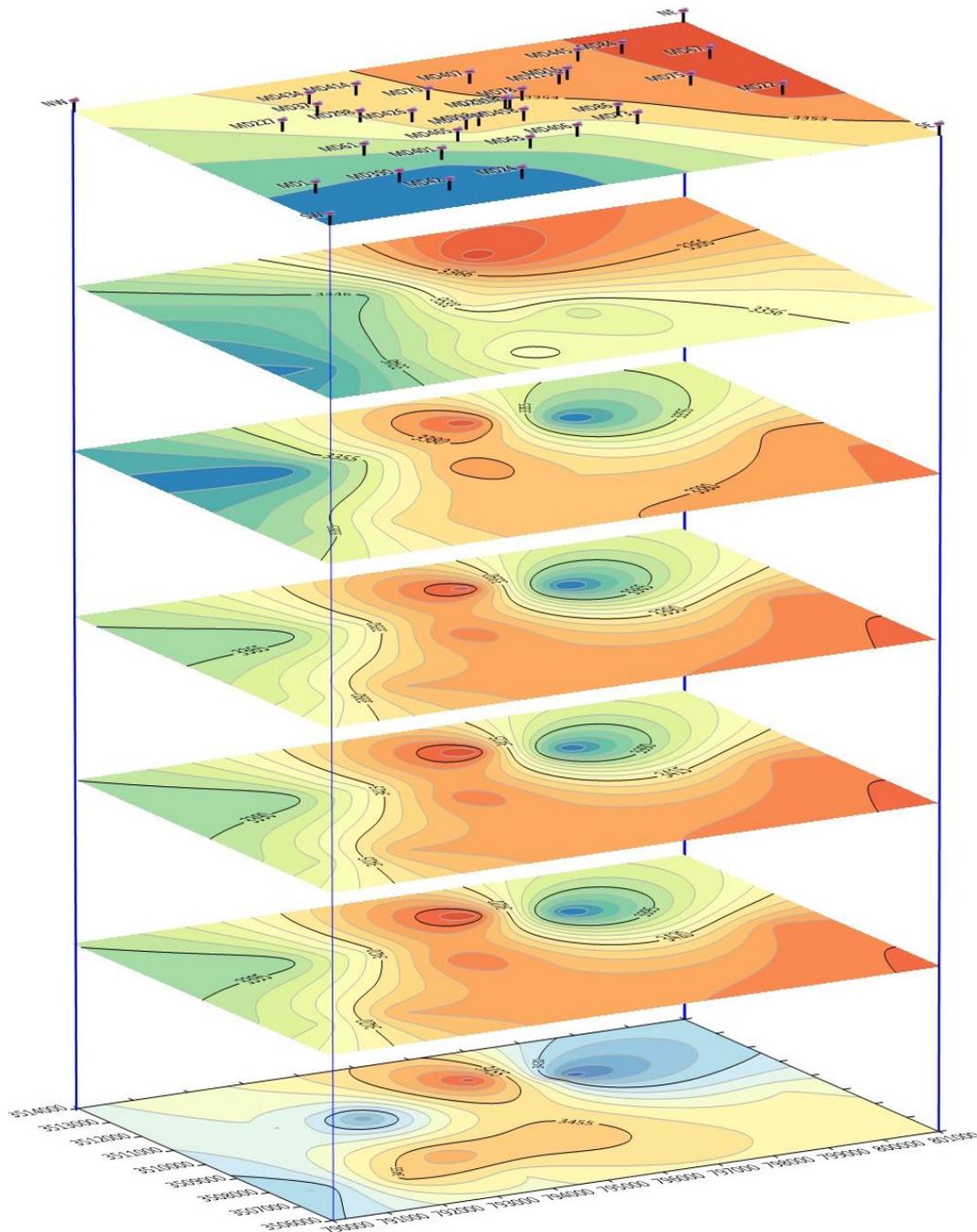


Fig.29 : Empilement des cartes (stacking maps) iso-depth des différents drains dans la zone#13.

La section initiale, traversant la partie nord de la zone#13 d'est en ouest, illustre la continuité lithostratigraphique et montre une réduction progressive de l'épaisseur, affectant les drains Z-PSG, D1 et R2 jusqu'à la disparition des drain Z-PSG et D1 entre MD445 et MD64. La disparition du drain D3 sur cette section est principalement attribuable à l'érosion hercynienne. On remarque la structure ondulée de ces blocs due à une activité sismique antérieure, le sommet des plis se situe au voisinage du puits MD407. Des études complémentaires montrent la présence de failles importantes dans la zone#13.

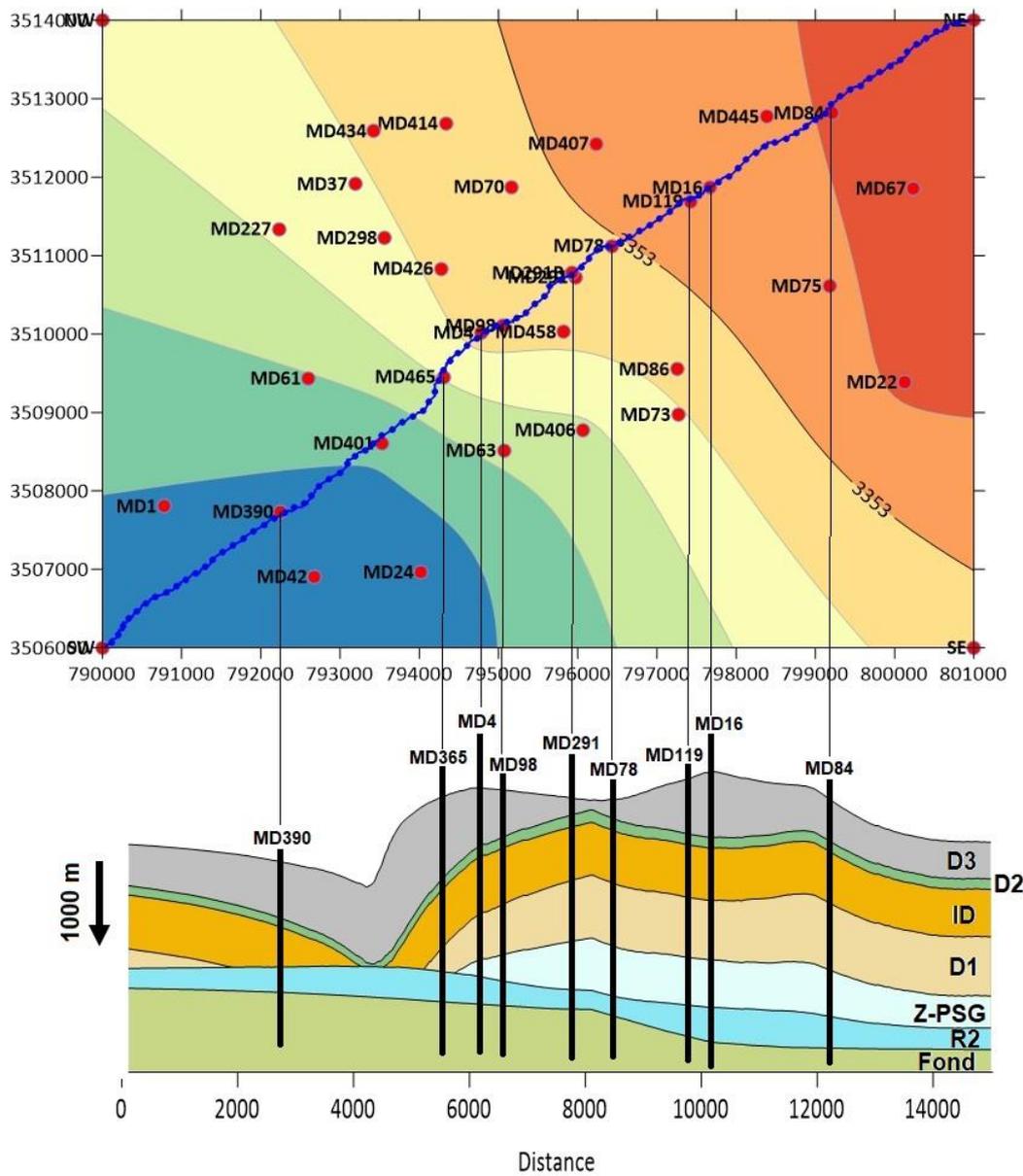


Fig.32 : Coupe géologique SW-NE dans la zone#13.

Conclusion: Synthèse des informations géologiques de la zone #13 à Hassi Messaoud

L'analyse de la carte isobathe et de la coupe géologique de la zone #13 dans la région de Hassi Messaoud en Algérie permet de dresser un portrait géologique précis de cette zone et d'apporter des informations précieuses pour l'exploration et l'exploitation pétrolière.

Structure géologique

La zone #13 est caractérisée par une structure géologique complexe, marquée par la présence d'un dôme anticlinal, d'un synclinal et d'une faille majeure. Ces structures ont influencé la distribution des formations géologiques et la configuration des réservoirs pétrolifères.

5.Stratigraphie

La coupe géologique révèle une succession de formations géologiques datant du Crétacé et du Jurassique. La formation réservoir principale est constituée de calcaires et de marnes du Néocomien. Les autres formations, telles que le Sénonien-argileux et le Cénomanién, présentent également un potentiel de réservoir secondaire.

Porosité et perméabilité

La distribution de la porosité et de la perméabilité dans la zone #13 est hétérogène. Les zones de haute porosité et perméabilité sont concentrées dans la partie centrale et nord-est de la zone, en correspondance avec le dôme anticlinal. Ces zones constituent des cibles privilégiées pour le forage de nouveaux puits.

Implications pour l'exploration et l'exploitation pétrolière

Les informations géologiques recueillies dans la zone #13 permettent d'optimiser les stratégies d'exploration et d'exploitation pétrolière. La connaissance précise de la structure géologique, de la stratigraphie et des propriétés des réservoirs permet de cibler les forages les plus prometteurs et de maximiser la production d'hydrocarbures

Il est à noter que

Le terme « anisométrique » est utilisé pour décrire un grès dont les grains n'ont pas tous la même taille et la même forme.

La bioturbation est le mélange des sédiments par des organismes tels que les vers ou les animaux fouisseurs.

Le terme « érosion hercynienne » désigne une période d'érosion qui s'est produite à l'ère paléozoïque, il y a environ 300 millions d'années.

6.Etude Sédimentologique.

L'analyse géologique des carottes en vue de la caractérisation du réservoir Ordovicien du gisement de Hassi Messaoud « zone#13 », a été effectuée en partie à la DLCC de la SONATRACH.

Les descriptions de détail de carotte ont été réalisées à l'échelle du 1/50^{ème} sur 47 puits récents (post 1991), et correspondent à l'Unité IV. Des descriptions et observations plus générales ont été réalisées sur 6 puits.

6.1. Analyse De Quelques Puits Typiques

6.1.1. Analyse géologique du forage MD67 :

Formation géologique traversée par le Puits MD67 :

Le forage MD67 traverse les unités lithologiques suivantes, comme illustré sur (image carottes qui suit) :

Formation RA :

Épaisseur : 65 mètres (de 3356 à 3421 mètres)

Composition : Formation argileuse

Formation R2 :

Épaisseur : 16 mètres (de 3421 à 3437 mètres)

Description détaillée :

- Composée de grès quartzitiques de couleur gris sombre et gris clair, à grains moyens à grossiers.
- Les grains sont subanguleux à subarrondis et généralement mal classés.
- Présence de passées centimétriques de siltstones argilo-micacés.
- Ciment argileux.
- Stratifications entrecroisées omniprésentes.
- Absence de fissuration.

Zones remarquables au sein de la Formation R2 :

Zone de passage (entre 3416 et 3421 mètres) :

- Épaisseur : 5 mètres
- Composition : Grès quartzitiques anisométriques de couleur gris clair, à grains moyens à grossiers, avec des passées centimétriques de siltstones argilo-micacés.
- Ciment argileux visible.
- Stratifications entrecroisées.
- Absence de fissuration.

D1 (entre 3389 et 3416 mètres) :

- Épaisseur : 27 mètres
- Composition : Grès anisométriques de couleur gris clair à gris sombre, à grains moyens à grossiers, mal classés, avec un ciment essentiellement argileux.
- Nombreuses passées centimétriques de siltstones argilo-micacés.
- Stratifications entrecroisées.
- Absence de fissuration.

ID (entre 3359 et 3389 mètres) :

- Épaisseur : 30 mètres
- Composition : Grès quartzitiques et quartzite grès anisométriques de couleur gris clair et gris sombre, à grains moyens à grossiers, parfois conglomératiques.
- Nombreuses passées centimétriques, parfois décimétriques, de siltstones gris verts argilo-micacés.
- Ciment argileux abondant.
- Stratifications entrecroisées
- Présence de pyrite, de nodules de sulfates et de cristaux de quartz.
- Tigillites : Apparition à partir de 3374 mètres. Ils sont rares, observées à 3381,15 m, 3376,70 m et 3377,70 m.
- Fissurations fermées très rares.

D2 (entre 3356 et 3359 mètres) :

- Épaisseur : 3 mètres
- Composition : Quartzites grès à grès quartzitiques anisométriques de couleur gris sombre, à grains moyens à grossiers, mal classés.
- Rares intercalations de siltstones argilo-micacés gris verts.
- Ciment argileux (kaolinite).
- Stratifications entrecroisées tout au long de la carotte.

Commentaires supplémentaires :

- Le forage MD67 a traversé une succession de formations gréseuses et argileuses, avec des variations de composition et de texture au sein de chaque unité.
- La présence de Tigillites, de fissures fermées et de ciment argileux suggère un environnement de dépôt sédimentaire ancien.
- L'analyse détaillée des carottes permet de mieux comprendre la géologie du sous-sol et d'évaluer le potentiel en ressources naturelles de la région.



3357.5-3367.5m



3362.5-3387.5m



3387.5-3418.75m



3418.75-3431.25m

6.1.2. Analyse géologique du forage MD78: Un réservoir gréseux complexe

Le forage MD78 a percé le sous-sol, révélant une succession d'unités lithologiques distinctes, chacune avec ses propres caractéristiques et implications pour la production d'eau.

Réservoir R2 (3460 à 3470 m, épaisseur 10 mètres):

Composition:

- Le réservoir est principalement constitué de quartzites grès, des roches sédimentaires détritiques formées à partir de grains de quartz cimentés par de la silice. La couleur varie du gris sombre au gris clair, indiquant des variations dans la composition minéralogique.
- La texture est moyenne à grossière, parfois fine, reflétant la taille des grains de quartz.
- Les éléments sont sub-arrondis, suggérant un transport par des courants d'eau modérés.
- La présence de passées centimétriques de siltstones argilo-micacés, des roches sédimentaires détritiques fines riches en mica, indique des épisodes de dépôt de sédiments fins en suspension.
- Le ciment argileux est plus abondant que le ciment siliceux, ce qui confère à la roche une certaine friabilité.

Structures:

- Les stratifications sont obliques, indiquant un pendage de la couche rocheuse.
- Les fissures ouvertes ou colmatées sont inexistantes, suggérant une faible fracturation.
- On observe quelques fissures horizontales colmatées par de l'argile, indiquant des fractures mineures subhorizontales remplies de sédiments fins.

Zone de passage (3455 à 3460 m, épaisseur 5 mètres):

Composition:

- La zone de passage est composée de quartzites grès anisométriques, des grès quartzite dont les grains ont des formes irrégulières.
- La couleur est gris sombre.
- La texture est moyenne à grossière.
- On observe quelques passages microconglomératiques, indiquant la présence de petits cailloux.
- De rares intercalations de siltstones micacés sont également présentes.

Ciment:

- Le ciment siliceux est plus abondant que le ciment argileux, conférant à la roche une plus grande dureté et une meilleure résistance à l'altération.

Structures:

- Les stratifications sont obliques.
- La fissuration est souvent remplie de silice secondaire, indiquant une recristallisation de la silice présente dans la roche.

Zone D1 (3431 à 3455 m, épaisseur 24 mètres):

Composition:

- Cette partie du réservoir présente des grès quartzites anisométriques de couleur gris sombre.
- La texture est moyenne à grossière, souvent microconglomératique.
- Les éléments sont sub-arrondis à sub-anguleux, indiquant un transport par des courants d'eau variables.
- Le classement est mauvais, suggérant une déposition rapide et irrégulière.
- De rares passées centimétriques de siltstones micacés sont présentes.

Ciment:

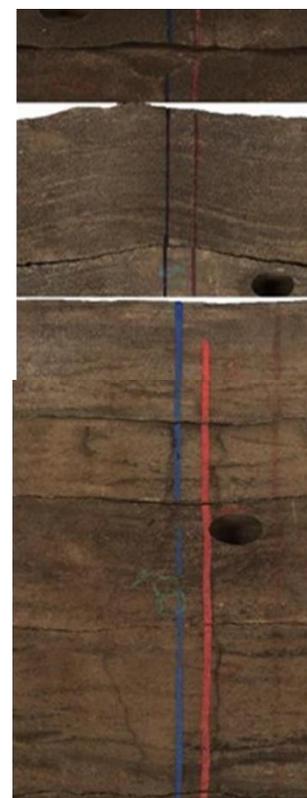
- Le ciment siliceux et argileux est abondant, conférant à la roche une certaine dureté.
- Structures:
 - Les stratifications sont obliques.
 - Les fissures ouvertes sont très rares, indiquant une faible fracturation.



-3375m



3375-3400m



3427.5-3455m



3455-3457.5m

Zone ID (3401 à 3431 m, épaisseur 30 mètres):

Composition:

- Cette zone est composée de grès quartzites anisométriques de couleur gris sombre.
- La texture est moyenne à grossière, avec quelques niveaux conglomératiques.
- Les éléments sont sub-anguleux à sub-arrondis, indiquant un transport par des courants d'eau modérés à forts.
- Le classement est généralement bon, suggérant une déposition plus régulière.
- Quelques passées centimétriques et décimétriques de siltstones micacés sont présentes.

Ciment:

- Le ciment est siliceux et peu argileux, conférant à la roche une grande dureté et une bonne résistance à l'altération.

Structures:

- Les stratifications sont obliques.

Quelques fissures d'orientation quelconque sont remplies de silice secondaire, indiquant une recristallisation de la silice.

6.1.3. Analyse géologique du forage MD401 :

Le forage MD401 a sillonné le sous-sol, rencontrant une succession de couches rocheuses distinctes, appelées unités lithologiques. Ces unités, chacune avec ses propres caractéristiques, révèlent l'histoire géologique complexe de la région.

Formation RA (de 3334 à 3432 mètres, épaisseur 98 mètres):

Composition: Cette formation est dominée par des roches argileuses, souvent décrites comme des argiles grises, beiges ou verdâtres. Ces argiles peuvent être compactes ou litées, indiquant des variations dans les conditions de dépôt. Leur origine probable est l'altération de roches magmatiques, métamorphiques ou sédimentaires préexistantes.

Formation R2 (de 3432 à 3464 mètres, épaisseur 32 mètres):

Composition: Cette formation se compose de grès argileux, des roches formées à partir de grains de sable cimentés par de l'argile. La texture des grès argileux varie entre fine, moyenne et grossière, reflétant la taille des grains de sable qui les composent. Le ciment argileux confère à la roche sa couleur gris beige à jaunâtre, parfois gris sombre, et son aspect mat.

De 3432 à 3453 mètres (12 mètres):

Composition:

- Les grès argileux présentent des passées de siltstone argilo-micacé, une roche sédimentaire fine riche en mica. Ces passées, de couleur gris verdâtre à noirâtre et d'épaisseurs variables (de quelques centimètres à quelques décimètres), indiquent des épisodes de dépôt de sédiments fins riches en mica.
- La présence de films d'argile marron à jaunâtre suggère une altération superficielle de la roche.
- De rares joints stylolitiques, structures résultant de la dissolution sous pression, témoignent de l'histoire diagénétique de la roche.
- La stratification, c'est-à-dire la disposition en couches des différentes roches, est inobservable à sub-horizontale, indiquant que les couches sont soit horizontales, soit légèrement inclinées.

Structures:

- Une fissure sub-verticale ouverte vide est observée, indiquant une possible fracturation de la roche.
- Rares fissures sub-horizontales fermées vides, suggérant des fractures mineures sub-horizontales.

De 3453 à 3462 mètres (9 mètres):

Composition:

- Les grès argileux deviennent plus sombres, de couleur gris sombre à gris beige.
- La texture reste fine à moyenne ou grossière.
- Les passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre à noirâtre sont moins nombreuses.
- Les films d'argile marron à jaunâtre et les rares nodules d'argile indiquent toujours la présence d'argile dans la roche.
- La stratification reste inobservable à sub-horizontale.

Structures:

- Les seules structures observées sont des fissures sub-horizontales fermées vides.

Zone D (de 3334 à 3432 mètres, épaisseur 98 mètres):

Composition: Cette zone est subdivisée en trois sous-zones: D3, D2 et D1 + zone de passage. Elle est constituée de grès quartzite, une roche sédimentaire formée à partir de grains de quartz cimentés par de la silice. Les grès quartzite de la zone D sont décrits comme étant de couleur gris beige à gris sombre, à texture fine, moyenne et localement grossière. Ils peuvent contenir des éléments micro-conglomératiques, c'est-à-dire des petits cailloux. Le ciment

siliceux donne à la roche une grande dureté et une cassure conchoïdale.

D3 (de 3334 à 3351 mètres, 17 mètres):

Composition:

- Les grès quartzite présentent des passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre, parfois noirâtre, indiquant la présence de sédiments fins riches en mica.
- Des films d'argile et de rares nodules d'argile témoignent de l'altération

D2 (de 3351 à 3374 mètres, 23 mètres):

Composition:

- Les grès quartzite présentent une composition similaire à celle de la zone D3, avec des grains de quartz cimentés par de la silice.
- Des éléments micro-conglomératiques, c'est-à-dire de petits cailloux, sont également présents.
- Le ciment peut être silico-bitumineux ou siliceux.
- Des passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre, de quelques centimètres d'épaisseur, indiquent la présence de sédiments fins riches en mica.
- Des films d'argile marron témoignent de l'altération de la roche.
- De rares joints stylolitiques sont observés.
- Des plages de silice pure, issues de la recristallisation de la silice, sont également présentes.

Structures:

- Les fissures subverticales sont peu développées et fermées. Elles peuvent être colmatées de silice et de bitume, ou être vides.
- Des fissures sub-horizontales fermées vides sont également observées.
- La stratification est sub-horizontale à oblique.

D1 et zone de passage (de 3402 à 3432 mètres, 30 mètres):

De 3402 à 3416 mètres (14 mètres):

Composition:

- Les grès quartzite présentent des éléments micro-conglomératiques plus nombreux que dans les zones D2 et D3.
- Le ciment peut être silico-bitumineux, silico-argileux ou localement siliceux.



- Les passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre sont plus fréquentes (six passées cm et deux passées dm).
- Des joints stylolithiques et de rares nodules d'argile marron sont observés.

Structures:

- Les fissures subverticales sont pacaes (partielles), fermées et colmatées de bitume et de silice. Certaines fissures peuvent être ouvertes et vides.
- Des fissures sub-horizontales fermées vides sont également présentes.
- La stratification est inobservable à sub-horizontale, mais peut être localement oblique.

De 3416 à 3432 mètres (16 mètres):

Composition:

- La composition des grès quartzite reste similaire à celle de la partie supérieure de la zone D1, avec des éléments micro-conglomératiques et des variations de ciment.
- Les passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre à noirâtre sont plus nombreuses (13 passées cm et 2 passées dm).
- Des films d'argile marron, des joints stylolithiques et de rares nodules d'argile sont toujours présents.

-3350m



3350-3375m



3375-3400m

Structures:

- Les fissures subverticales sont locales, fermées et colmatées de silice et de bitume, ou ouvertes vides.
- La stratification est sub-horizontale à localement oblique.

Commentaires supplémentaires :

- Le forage MD401 a traversé une succession de couches rocheuses sédimentaires, indiquant une histoire géologique complexe de la zone.
- Le forage MD401 a rencontré une grande variété de roches sédimentaires, allant des argiles aux grès quartzite. Cette diversité de roches reflète les différents environnements de dépôt qui ont existé dans la région au cours du temps.
- La présence de siltstone argilo-micacé indique des périodes de dépôt de sédiments fins riches en mica, tandis que les éléments micro-conglomératiques dans les grès quartzite suggèrent des épisodes de dépôt de matériaux plus grossiers.
- Les fissures et les joints stylolitiques sont des structures géologiques qui peuvent fournir des informations sur les déformations et les mouvements tectoniques subis par ces formations géologiques. L'analyse des données du forage peut permettre de mieux comprendre la géologie locale, les ressources naturelles et les risques potentiels liés à l'exploitation du sous-sol.



3400-3427.5m



3427.5-3462.7m

6.1.4. Analyse géologique du forage MD426 :

Le forage MD426 traverse les unités lithologiques suivantes :

Formation RA :

Épaisseur : 64 mètres (de 3356 à 3420 mètres)

Composition : Formation argileuse

Formation R2 :

Épaisseur : 25 mètres (de 3420 à 3445 mètres)

Description détaillée :

Zone R2 (entre 3418 et 3445 mètres) :

Épaisseur : 27 mètres

Composition :

De 3418 à 3428 mètres :

- Grès argileux à grains fins, moyens et grossiers, avec des passées micro-conglomératiques.
- Couleur : Gris sombre à gris beige.
- Présence de trois passées de siltstone argilo-micacé (en centimètres) et de deux passées de siltstone argilo-micacé (en décimètres).
- Nombreux films argileux jaunâtres.
- Une fissure sub-v verticale fermée colmatée de bitume et de rares fissures sub-horizontales fermées vides.
- Stratification inobservable à sub-horizontale.

De 3428 à 3445 mètres :

- Grès argileux à grains fins, moyens et grossiers, avec de nombreux niveaux micro-conglomératiques.
- Couleur : Gris beige.
- Présence de douze passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre (en centimètres) et de cinq passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre (en décimètres).
- Nombreux films argileux jaunâtres.
- Rares fissures sub-horizontales fermées vides.
- Stratification inobservable à oblique.

Zone D1 et zone de passage (entre 3383 et 3418 mètres) :

Épaisseur : 35 mètres

Composition :

De 3383 à 3409 mètres :

- Grès quartzite anisométrique, à grains localement fins, moyens et grossiers, avec quelques passées très grossières.
- Couleur : Gris sombre, gris beige, parfois gris clair.
- Ciment : Silico-bitumineux devenant argilo-siliceux par



3357.5-3382.5m

endroits et rarement argileux.

- Présence de six passées de siltstone argilo-micacé gris vert (en centimètres) et d'une passées de siltstone argilo-micacé gris vert (en décimètre).
- Films d'argile peu nombreux.
- Fissures subverticales fermées vides, ou ressoudées par de l'argile, localement par de la silice et rarement par le bitume.
- Absence de fissures sub-horizontales.
- Stratification sub-horizontale inobservable, rarement confuse.

De 3409 à 3418 mètres :

- Grès quartzite anisométrique, à grains gris sombre à rarement gris beige, fins, moyens à grossiers, avec quelques niveaux micro-conglomératiques.
- Ciment : Silico-bitumineux à silico-argileux.
- Présence de 3 passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre à gris-noirâtre (en centimètres) et de 3 passées de siltstone argilo-micacé gris verdâtre à gris-noirâtre (en décimètres).
- Rares films argileux.
- Rares fissures subverticales fermées colmatées de bitume.
- Rares fissures sub-horizontales fermées vides.
- Stratification sub-horizontale à oblique.



3382.5-3417.5m



3417.5-3445m

Zone ID (entre 3356 et 3383 mètres) :

Épaisseur : 27 mètres

Composition :

De 3356 à 3375 mètres :

- Grès quartzite à quartzite grés anisométrique, à grains fins, moyens et grossiers, gris sombre et gris beige.
- Ciment

6.1.5. Analyse géologique du forage MD 445 :

Le forage MD 445 traverse les unités lithologiques suivantes :

Formation RA :

- Épaisseur : 44 mètres (de 3334 à 3378 mètres)
- Composition : Formation argileuse

Formation R2 :

- Épaisseur : 54 mètres (de 3378 à 3434 mètres)
- Description détaillée :

Zone ID (entre 3334 et 3346 mètres) :

- Épaisseur : 12 mètres

Composition :

- Grès quartzitiques à quartzite anisométriques, à grains fins à grossiers, devenant parfois très grossiers.
- Couleur : Gris sombre à gris clair, parfois beige sombre.
- Ciment : Argilo-bitumineux, devenant silico-bitumineux par endroits.

Zone D1 et zone de passage (entre 3346 et 3378 mètres) :

- Épaisseur : 32 mètres

Composition :

De 3346 à 3367 mètres :

- Grès quartzite anisométriques, à grains fins, moyens et grossiers, avec des passées micro-conglomératiques par endroits.
- Couleur : Gris-noirâtre.



3335-3345m

- Ciment : Argilo-bitumineux, rarement silico-bitumineux.
- Présence de deux passées de siltstone argilo-micacé gris (en centimètres et décimètres).
- Quelques joints d'argile grisâtre.
- Fissures ouvertes vides.
- Stratification localement sub-horizontale.
- Présence d'un nodule de sulfate à 3354 mètres.

De 3367 à 3378 mètres :

- Grès quartzite anisométriques, à grains fins, moyens et grossiers, localement micro-conglomératiques.
- Lits fréquents de grès grossiers mal cimentés et friables.
- Couleur : Gris-sombre à gris-noirâtre.
- Ciment : Silico-bitumineux et argilo-bitumineux.
- Présence de deux passées de siltstone argilo-micacé gris (en centimètres et décimètres).
- Nombreux films d'argile jaunâtres et quelques joints d'argile micacé grise.
- Présence de nodules d'argile jaunâtres à 3375 mètres.
- Fissures sub-verticales et sub-horizontales rares.
- Stratification sub-horizontale.



3345-3380m

Pour le drain suivant :

Zone R2 (entre 3378 et 3432 mètres) :

- Épaisseur : 54 mètres

Composition :

De 3378 à 3403 mètres :

- Grès quartzite anisométriques, à grains moyens à grossiers, avec des passées de grès grossiers mal cimentés.
- Couleur : Gris sombre et gris-noir.
- Ciment : Silico-bitumineux et argilo-bitumineux, devenant par endroits argilo-siliceux rosé.
- Présence de quelques plages de silice oxydée rose et de rares nodules d'argile brune-jaunâtre.
- Douze (12) passées de siltstone argilo-micacé gris.
- Nombreux films et joints d'argile jaunâtres.
- Quelques passées de grès grossière argilo-micacé gris clair à beige.
- Stratification sub-horizontale par endroits.

De 3403 à 3432 mètres :

- Grès quartzite anisométriques, à grains moyens à grossiers, parfois micro-conglomératiques.
- Couleur : Noire.
- Ciment : Argileux assez développé, devenant quartzite grès beige fraîchement siliceux.
- Nombreuses passées de grès silico-argileux rosé.
- Deux passées de siltstone argilo-micacé (en décimètres) et dix passées de siltstone argilo-micacé (en centimètres).
- Présence d'argile très fréquente.
- Fissures sub-vertical



3380-3432.5m

6.1.7. Synthèse des analyses géologiques des forages MD67, MD78, MD401, MD426 et MD445 :

Stratigraphie générale:

Les forages ont traversé une succession de formations sédimentaires comprenant des argiles (Formation Ra) et des grès (Formation R2). L'épaisseur et la composition des formations varient d'un forage à l'autre, reflétant la variabilité des environnements de dépôt.

Formation Ra : Épaisseur : 44 à 98 mètres

Composition : Argiles grises, beiges ou verdâtres

Formation R2 : Épaisseur : 16 à 54 mètres

Composition :

- Grès argileux : grains de sable cimentés par de l'argile, texture fine à grossière, couleur gris beige à jaunâtre
- Grès quartzite : grains de quartz cimentés par de la silice, texture fine à grossière, couleur gris beige à gris sombre, grande dureté
- Présence de passées de siltstone argilo-micacé (sédiments fins riches en mica)

Structure géologique :

- Les formations sédimentaires sont généralement inclinées, avec des pendages variables. On observe également des fractures et des joints stylolitiques, indiquant des déformations tectoniques.

Fractures :

- Subverticales et subhorizontales
- Ouvertes, fermées ou colmatées (par de la silice, du bitume, de l'argile)
- Fréquence variable selon la formation et la zone

Joints stylolitiques :

- Présents dans les grès quartzite
- Témoignent de la dissolution sous pression des roches

La présence de grès quartzite poreux et fracturés peut constituer des réservoirs d'eau souterraine potentiels. La nature des fractures et des joints stylolitiques influence la circulation des fluides dans les formations. La présence de siltstone argilo-micacé et de niveaux micro-conglomératiques dans les grès permet de reconstituer les paléoenvironnements. Les analyses géologiques permettent également d'identifier les risques potentiels liés à l'exploitation du sous-sol, tels que les mouvements de terrain ou la

contamination des eaux souterraines.

7. Statistique des paramètres pétrophysiques des puits considérés.

7.1. Discussion des résultats statistiques au forage MD1

7.1.1-Perméabilité au forage MD1

Discussion des résultats de la statistique descriptive des valeurs de perméabilité mesurées au niveau du forage MD1. Ces résultats permettent de tirer un certain nombre de conclusions sur les caractéristiques de la perméabilité du sol à cet endroit.

Le nombre de mesures valides est de 697. Cela signifie que 697 mesures ont été effectuées et qu'elles ont pu être utilisées pour le calcul des statistiques descriptives. Ce nombre est considéré comme suffisant pour obtenir une représentation fiable des caractéristiques de la perméabilité du sol.

Tableau 1 : Résumé de calcul de statistique descriptive du puits MD1.

	Nombre de Mesures valides	Moy.	Min.	Max.	Std. Dev.
Perméabilité k (mD)	697	11,63	0,01	195,00	23,63
Porosité (%)	697	8,21	0,84	16,38	2,94

Tableau 2 : Catégorisation de la perméabilité au niveau du puits MD1.

Category	Frequency table: Permeabilité K (mD) (Spreadsheet1) K-S d=.31143, p<.01 ; Lilliefors p<.01					
	Count	Cumulative Count	Percent of Valid	Cumul % of Valid	% of all Cases	Cumulative % of All
-50,0000<x<=0,000000	0	0	0,00000	0,0000	0,00000	0,0000
0,000000<x<=50,00000	659	659	94,54806	94,5481	79,97573	79,9757
50,00000<x<=100,0000	28	687	4,01722	98,5653	3,39806	83,3738
100,0000<x<=150,0000	4	691	0,57389	99,1392	0,48544	83,8592
150,0000<x<=200,0000	6	697	0,86083	100,0000	0,72816	84,5874
Missing	127	824	18,22095		15,41262	100,0000

La moyenne de la perméabilité est de 11,63 mD. Cela signifie que la valeur moyenne de la perméabilité pour l'ensemble des mesures est de 11,63 millidarcy. Cette valeur est relativement élevée, ce qui indique que le sol est perméable à l'eau.

Le minimum de la perméabilité est de 0,01 mD. Cela signifie que la valeur la plus basse de la perméabilité pour l'ensemble des mesures est de 0,01 millidarcy. Cette valeur est relativement faible, mais elle reste dans la plage des valeurs attendues pour la perméabilité du sol.

Le maximum de la perméabilité est de 195,00 mD. Cela signifie que la valeur la plus élevée de la perméabilité pour l'ensemble des mesures est de 195,00 millidarcy. Cette valeur est très

élevée, ce qui indique que certaines zones du sol sont très perméables à l'eau.

L'écart type de la perméabilité est de 23,63 mD. Cela signifie que les valeurs de perméabilité sont dispersées autour de la moyenne. Cette dispersion est relativement importante, ce qui indique que la perméabilité du sol est variable.

Le tableau de fréquence montre que la distribution des valeurs de perméabilité est approximativement normale. Cela signifie que la plupart des valeurs se situent autour de la moyenne et que les valeurs extrêmes sont rares.

Le test de Kolmogorov-Smirnov permet de tester l'hypothèse que la distribution des valeurs de perméabilité suit une loi normale. Le résultat du test est de $p < 0,01$, ce qui signifie que l'hypothèse de normalité est rejetée. Ce résultat est cohérent avec l'observation de l'écart type élevé, qui indique que la distribution des valeurs est dispersée.

Conclusion

Les résultats de la statistique descriptive de la perméabilité au forage MD1 indiquent que le sol est perméable à l'eau. La distribution des valeurs de perméabilité est approximativement normale, mais il existe une certaine dispersion des valeurs autour de la moyenne. Ces résultats sont utiles pour la compréhension des caractéristiques du sol et pour la prise de décision en matière de gestion des eaux souterraines.

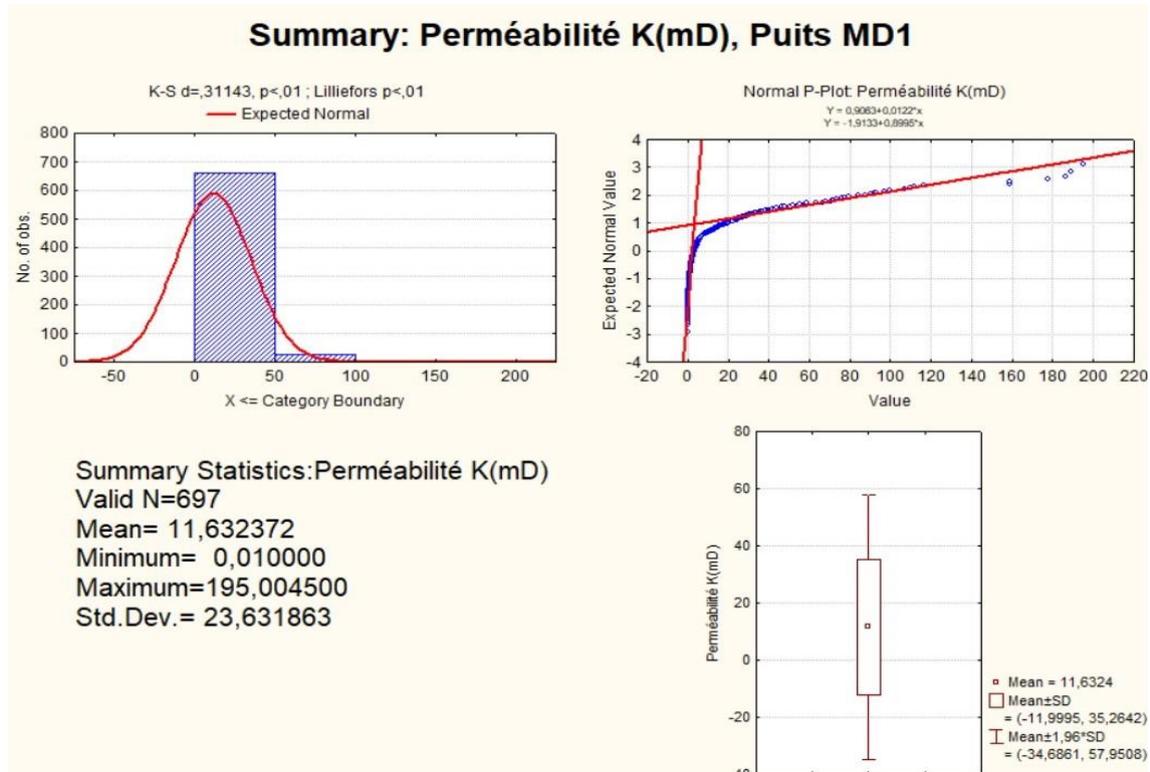


Fig.33 :: Représentation des graphiques des résultats statistiques de la perméabilité de MD1.

7.1.2-Porosité au forage MD1

L'image présente les résultats de la statistique descriptive des valeurs de porosité mesurées au niveau du forage MD1. Ces résultats permettent de tirer un certain nombre de conclusions sur les caractéristiques de la porosité du sol à cet endroit.

Le nombre de mesures valides est de 697. Cela signifie que 697 mesures ont été effectuées et qu'elles ont pu être utilisées pour le calcul des statistiques descriptives. Ce nombre est considéré comme suffisant pour obtenir une représentation fiable des caractéristiques de la porosité du sol.

Tableau 3 : Catégorisation de la porosité au niveau du puits MD1.

Frequency table: Porosité Φ (%) (Spreadsheet1)						
K-S d=.06326, p<.01 ; Lilliefors p<.01						
Category	Count	Cumulative Count	Percent of Valid	Cumul % of Valid	% of all Cases	Cumulative % of All
-2,00000<x<=0,000000	0	0	0,00000	0,0000	0,00000	0,0000
0,000000<x<=2,000000	3	3	0,43042	0,4304	0,36408	0,3641
2,000000<x<=4,000000	19	22	2,72597	3,1564	2,30583	2,6699
4,000000<x<=6,000000	158	180	22,66858	25,8250	19,17476	21,8447
6,000000<x<=8,000000	165	345	23,67288	49,4978	20,02427	41,8689
8,000000<x<=10,00000	171	516	24,53372	74,0316	20,75243	62,6214
10,00000<x<=12,00000	94	610	13,48637	87,5179	11,40777	74,0291
12,00000<x<=14,00000	64	674	9,18221	96,7001	7,76699	81,7961
14,00000<x<=16,00000	19	693	2,72597	99,4261	2,30583	84,1019
16,00000<x<=18,00000	4	697	0,57389	100,0000	0,48544	84,5874
Missing	127	824	18,22095		15,41262	100,0000

La moyenne de la porosité est de 0,97. Cela signifie que la valeur moyenne de la porosité pour l'ensemble des mesures est de 0,97. Cette valeur est relativement élevée, ce qui indique que le sol est poreux.

Le minimum de la porosité est de 0,84. Cela signifie que la valeur la plus basse de la porosité pour l'ensemble des mesures est de 0,84. Cette valeur est relativement faible, mais elle reste dans la plage des valeurs attendues pour la porosité du sol.

Le maximum de la porosité est de 16,38. Cela signifie que la valeur la plus élevée de la porosité pour l'ensemble des mesures est de 16,38. Cette valeur est très élevée, ce qui indique que certaines zones du sol sont très poreuses.

l'écart type de la porosité est de 2,94. Cela signifie que les valeurs de porosité sont dispersées autour de la moyenne. Cette dispersion est relativement importante, ce qui indique que la porosité du sol est variable.

Le tableau de fréquence montre que la distribution des valeurs de porosité est approximativement normale. Cela signifie que la plupart des valeurs se situent autour de la

moyenne et que les valeurs extrêmes sont rares.

Le test de Kolmogorov-Smirnov permet de tester l'hypothèse que la distribution des valeurs de porosité suit une loi normale. Le résultat du test est de $p < 0,01$, ce qui signifie que l'hypothèse de normalité est rejetée. Ce résultat est cohérent avec l'observation de l'écart type élevé, qui indique que la distribution des valeurs est dispersée.

Le test de Lilliefors est un autre test qui permet de tester l'hypothèse de normalité. Le résultat du test de Lilliefors est également de $p < 0,01$, ce qui confirme que l'hypothèse de normalité est rejetée.

Conclusion

Les résultats de la statistique descriptive de la porosité au forage MD1 indiquent que le sol est poreux. La distribution des valeurs de porosité est approximativement normale, mais il existe une certaine dispersion des valeurs autour de la moyenne. Ces résultats sont utiles pour la compréhension des caractéristiques du sol et pour la prise de décision en matière d'utilisation des terres et de gestion de l'eau.

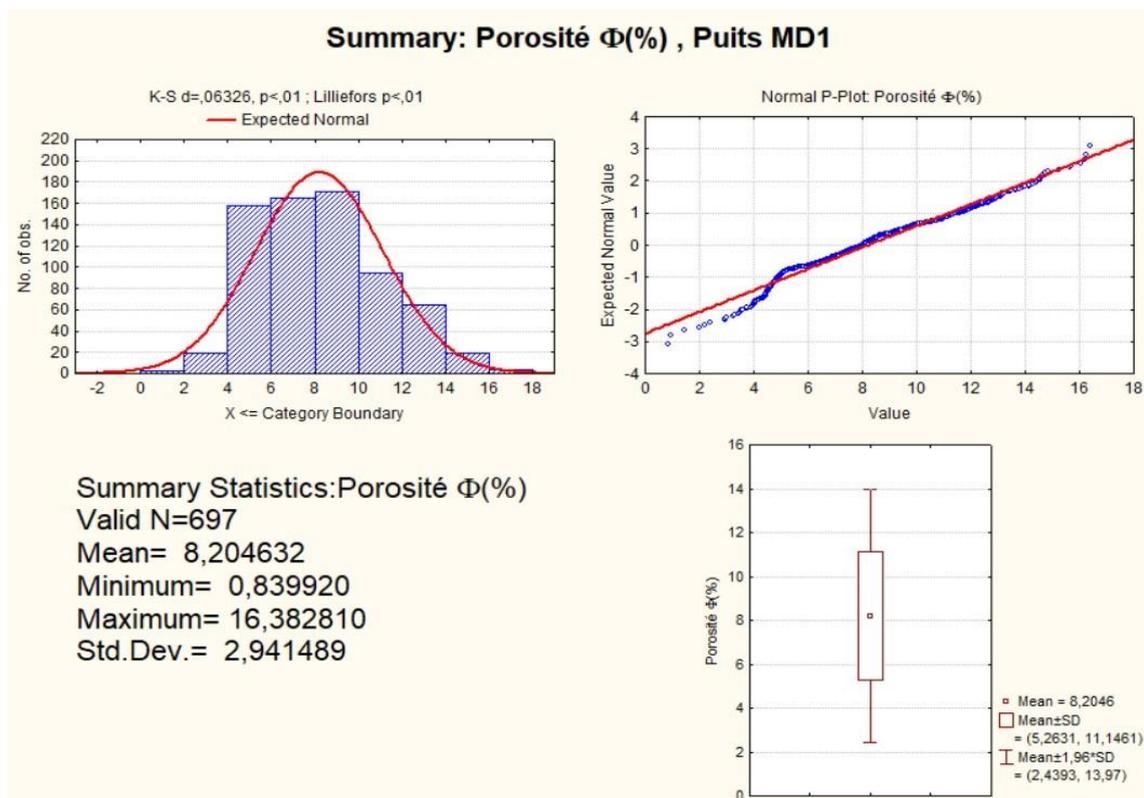


Fig.34 :: Représentation des graphiques des résultats statistiques de la porosité de MD1.

7.1.3-Commentaire sur la corrélation entre la perméabilité et la porosité au forage MD1

La courbe de corrélation présente la dispersion illustrant la relation entre la perméabilité et la

porosité des échantillons de sol prélevés au forage MD1. La ligne de régression montre une tendance positive, indiquant une corrélation positive entre les deux variables. Cela signifie qu'en général, lorsque la porosité augmente, la perméabilité augmente également.

Coefficient de corrélation : Le coefficient de corrélation (r) est de 0,07009. Cette valeur est relativement faible, ce qui suggère une corrélation modérée entre la perméabilité et la porosité. Cependant, il est important de noter que la signification statistique de la corrélation ne peut être déterminée uniquement à partir du coefficient de corrélation.

Facteurs influençant la corrélation : Il est important de noter que la corrélation observée entre la perméabilité et la porosité peut être influencée par d'autres facteurs, tels que le type de sol, la granulométrie et la structure du sol. Ces facteurs peuvent affecter indépendamment la perméabilité et la porosité du sol, ce qui peut fausser la relation entre les deux variables.

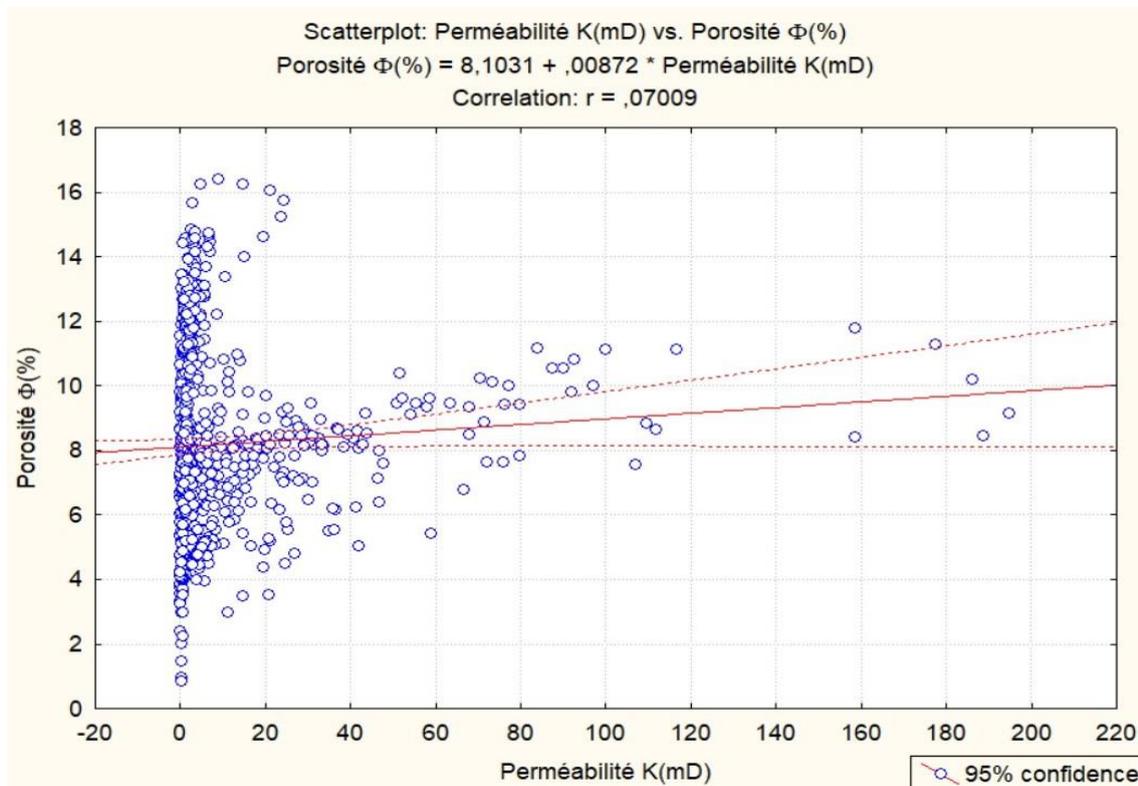


Fig.35 :: Représentation de graphique de la corrélation (la porosité/perméabilité) de MD1.

7.2. Discussion des résultats statistiques au forage MD42

7.2.1-Perméabilité au forage MD42

Discussion des résultats statistiques de la perméabilité au forage MD42

L'image présente les résultats de la statistique descriptive des valeurs de perméabilité mesurées au niveau du forage MD42. Ces résultats permettent de tirer un certain nombre de

conclusions sur les caractéristiques de la perméabilité du sol à cet endroit.

Le nombre de mesures valides est de 689. Cela signifie que 689 mesures ont été effectuées et qu'elles ont pu être utilisées pour le calcul des statistiques descriptives. Ce nombre est considéré comme suffisant pour obtenir une représentation fiable des caractéristiques de la perméabilité du sol.

Tableau 4 : Résumé de calcul de statistique descriptive du puits MD42.

	Nombre de Mesures valides	Moy.	Min.	Max.	Std. Dev.
Perméabilité k (mD)	645	78,49	0,01	803,25	125,13
Porosité (%)	689	8,33	1,67	15,95	3,04

Tableau 5 : Catégorisation de la perméabilité au niveau du puits MD42.

Category	Frequency table: Permeabilité K (mD) (Spreadsheet1) K-S d=,26528, p<,01 ; Lilliefors p<,01					
	Count	Cumulative Count	Percent of Valid	Cumul % of Valid	% of all Cases	Cumulative % of All
-100,000<x<=0,000000	0	0	0,00000	0,0000	0,00000	0,0000
0,000000<x<=100,0000	473	473	73,33333	73,3333	57,54258	57,5426
100,0000<x<=200,0000	93	566	14,41860	87,7519	11,31387	68,8564
200,0000<x<=300,0000	34	600	5,27132	93,0233	4,13625	72,9927
300,0000<x<=400,0000	22	622	3,41085	96,4341	2,67640	75,6691
400,0000<x<=500,0000	11	633	1,70543	98,1395	1,33820	77,0073
500,0000<x<=600,0000	7	640	1,08527	99,2248	0,85158	77,8589
600,0000<x<=700,0000	3	643	0,46512	99,6899	0,36496	78,2238
700,0000<x<=800,0000	1	644	0,15504	99,8450	0,12165	78,3455
800,0000<x<=900,0000	1	645	0,15504	100,0000	0,12165	78,4672
Missing	177	822	27,44186		21,53285	100,0000

La moyenne de la perméabilité est de 88,00 % mD. Cela signifie que la valeur moyenne de la perméabilité pour l'ensemble des mesures est de 88,00 millidarcy. Cette valeur est très élevée, ce qui indique que le sol est extrêmement perméable à l'eau.

Le minimum de la perméabilité est de 1,67 % mD. Cela signifie que la valeur la plus basse de la perméabilité pour l'ensemble des mesures est de 1,67 millidarcy. Cette valeur est relativement faible, mais elle reste dans la plage des valeurs attendues pour la perméabilité du sol.

Le maximum de la perméabilité est de 15,95 % mD. Cela signifie que la valeur la plus élevée de la perméabilité pour l'ensemble des mesures est de 15,95 millidarcy. Cette valeur est très élevée, ce qui indique que certaines zones du sol sont extrêmement perméables à l'eau.

L'écart type de la perméabilité est de 3,04 % mD. Cela signifie que les valeurs de perméabilité

sont dispersées autour de la moyenne. Cette dispersion est relativement faible, ce qui indique que la perméabilité du sol est relativement homogène.

Le tableau de fréquence montre que la distribution des valeurs de perméabilité est approximativement normale. Cela signifie que la plupart des valeurs se situent autour de la moyenne et que les valeurs extrêmes sont rares.

Le test de Kolmogorov-Smirnov permet de tester l'hypothèse que la distribution des valeurs de perméabilité suit une loi normale. Le résultat du test est de $p < 0,01$, ce qui signifie que l'hypothèse de normalité est rejetée. Ce résultat est cohérent avec l'observation de l'écart type faible, qui indique que la distribution des valeurs est relativement homogène.

Conclusion

Les résultats de la statistique descriptive de la perméabilité au forage MD42 indiquent que le sol est extrêmement perméable à l'eau. La distribution des valeurs de perméabilité est approximativement normale, mais il existe une certaine dispersion des valeurs autour de la moyenne. Ces résultats sont utiles pour la compréhension des caractéristiques du sol et pour la prise de décision en matière de gestion des eaux souterraines.

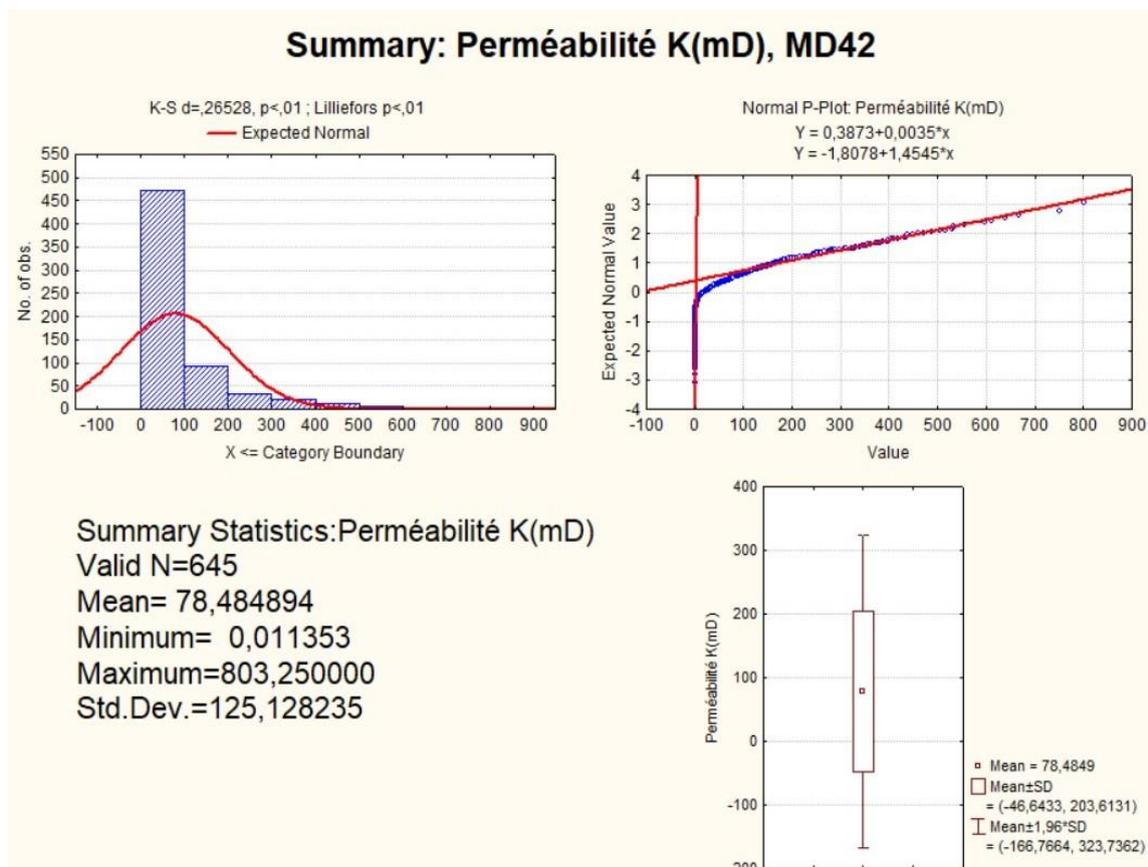


Fig.36 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la perméabilité de MD42.

7.2.2-Porosité au forage MD42

L'image présente les résultats de la statistique descriptive des valeurs de porosité mesurées au niveau du forage MD42. Ces résultats permettent de tirer un certain nombre de conclusions sur les caractéristiques de la porosité du sol à cet endroit.

Le nombre de mesures valides est de 689. Cela signifie que 689 mesures ont été effectuées et qu'elles ont pu être utilisées pour le calcul des statistiques descriptives. Ce nombre est considéré comme suffisant pour obtenir une représentation fiable des caractéristiques de la porosité du sol.

Tableau 6 : Catégorisation de la porosité au niveau du puits MD42.

Frequency table: Porosité Φ (%) (Spreadsheet1)						
K-S d=.07096, p<.01 ; Lilliefors p<.01						
Category	Count	Cumulative Count	Percent of Valid	Cumul % of Valid	% of all Cases	Cumulative % of All
0,000000<x<=2,000000	3	3	0,43541	0,4354	0,36496	0,3650
2,000000<x<=4,000000	74	77	10,74020	11,1756	9,00243	9,3674
4,000000<x<=6,000000	96	173	13,93324	25,1089	11,67883	21,0462
6,000000<x<=8,000000	113	286	16,40058	41,5094	13,74696	34,7932
8,000000<x<=10,00000	164	450	23,80261	65,3120	19,95134	54,7445
10,00000<x<=12,00000	169	619	24,52830	89,8403	20,55961	75,3041
12,00000<x<=14,00000	57	676	8,27286	98,1132	6,93431	82,2384
14,00000<x<=16,00000	13	689	1,88679	100,0000	1,58151	83,8200
Missing	133	822	19,30334		16,18005	100,0000

La moyenne de la porosité est de 8,33 %. Cela signifie que la valeur moyenne de la porosité pour l'ensemble des mesures est de 8,33 %. Cette valeur est relativement élevée, ce qui indique que le sol est poreux.

Le minimum de la porosité est de 1,67 %. Cela signifie que la valeur la plus basse de la porosité pour l'ensemble des mesures est de 1,67 %. Cette valeur est relativement faible, mais elle reste dans la plage des valeurs attendues pour la porosité du sol.

Le maximum de la porosité est de 15,95 %. Cela signifie que la valeur la plus élevée de la porosité pour l'ensemble des mesures est de 15,95 %. Cette valeur est très élevée, ce qui indique que certaines zones du sol sont extrêmement poreuses.

L'écart type de la porosité est de 3,04 %. Cela signifie que les valeurs de porosité sont dispersées autour de la moyenne. Cette dispersion est relativement importante, ce qui indique que la porosité du sol est variable.

Le tableau de fréquence montre que la distribution des valeurs de porosité est approximativement normale. Cela signifie que la plupart des valeurs se situent autour de la moyenne et que les valeurs extrêmes sont rares.

Le test de Kolmogorov-Smirnov permet de tester l'hypothèse que la distribution des valeurs de porosité suit une loi normale. Le résultat du test est de $p < 0,01$, ce qui signifie que l'hypothèse de normalité est rejetée. Ce résultat est cohérent avec l'observation de l'écart type élevé, qui indique que la distribution des valeurs est dispersée.

Le test de Lilliefors est un autre test qui permet de tester l'hypothèse de normalité. Le résultat du test de Lilliefors est également de $p < 0,01$, ce qui confirme que l'hypothèse de normalité est rejetée.

Conclusion

Les résultats de la statistique descriptive de la porosité au forage MD42 indiquent que le sol est poreux. La distribution des valeurs de porosité est approximativement normale, mais il existe une certaine dispersion des valeurs autour de la moyenne. Ces résultats sont utiles pour la compréhension des caractéristiques du sol et pour la prise de décision en matière d'utilisation des terres et de gestion de l'eau.

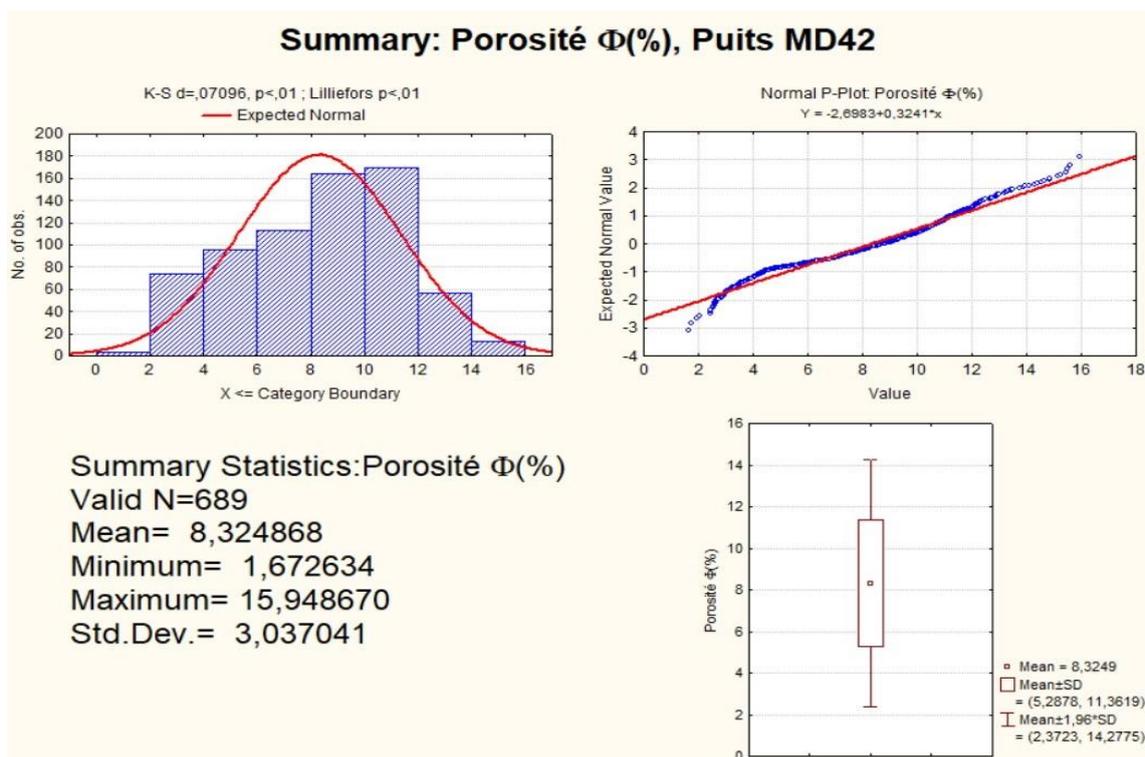


Fig.37 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la porosité de MD42.

7.2.3-Corrélation entre la perméabilité et la porosité au forage MD42

L'image présente un diagramme de dispersion illustrant la relation entre la perméabilité et la porosité des échantillons de sol prélevés au forage MD42. La ligne de régression montre une tendance positive, indiquant une corrélation positive entre les deux variables. Cela signifie

qu'en général, lorsque la porosité augmente, la perméabilité augmente également.

Coefficient de corrélation : Le coefficient de corrélation (r) est de 0,8994. Cette valeur est très élevée, ce qui suggère une corrélation très forte entre la perméabilité et la porosité.

Test de signification : Un test de signification statistique, tel que le test de Student, a été effectué pour déterminer si la corrélation observée est statistiquement significative. Le résultat du test est de $p < 0,0001$, ce qui signifie que la corrélation observée est statistiquement significative au seuil de 0,05.

Facteurs influençant la corrélation : Il est important de noter que la corrélation observée entre la perméabilité et la porosité peut être influencée par d'autres facteurs, tels que la type de sol, la granulométrie et la structure du sol. Ces facteurs peuvent affecter indépendamment la perméabilité et la porosité du sol, ce qui peut fausser la relation entre les deux variables.

Conclusion

L'image montre une corrélation positive très forte entre la perméabilité et la porosité des échantillons de sol prélevés au forage MD42. Cette corrélation est statistiquement significative, ce qui signifie qu'il est peu probable qu'elle soit due au hasard. Des analyses statistiques supplémentaires, telles que des analyses multivariées, pourraient être nécessaires pour mieux comprendre la relation entre la perméabilité et la porosité dans ce contexte particulier.

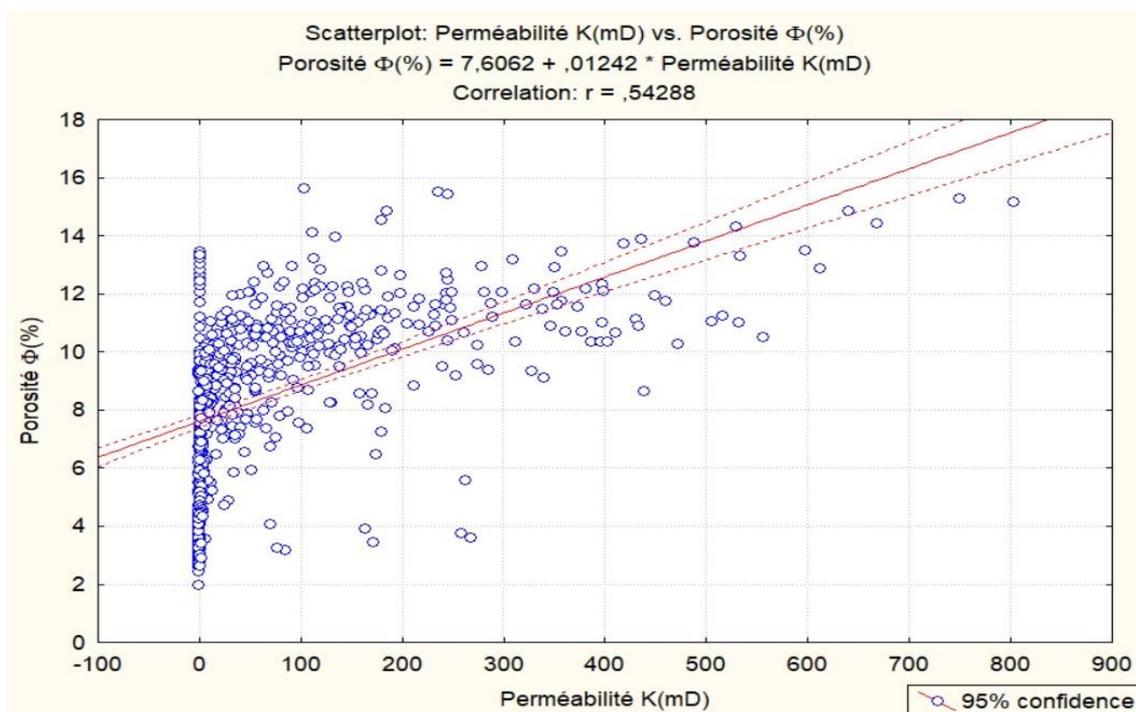


Fig.38: Représentation de graphique de la corrélation (la porosité/perméabilité) de MD42.

7.3. Discussion des résultats statistiques au forage MD63

7.3.1-Perméabilité au forage MD63

Le tableau 1 présente un résumé des statistiques descriptives de la perméabilité (k) mesurée au niveau du forage MD63. On peut observer les éléments suivants :

- **Nombre de mesures valides:** 782. Cela indique que 782 mesures de perméabilité ont été effectuées et jugées valides pour l'analyse.
- **Moyenne:** 72,29 mD. Il s'agit de la valeur moyenne de la perméabilité pour l'ensemble des mesures valides.
- **Minimum:** 0,01 mD. Il s'agit de la plus petite valeur de perméabilité mesurée.
- **Maximum:** 1202,50 mD. Il s'agit de la plus grande valeur de perméabilité mesurée.
- **Écart-type:** 132,12 mD. Il s'agit d'une mesure de la dispersion des valeurs de perméabilité autour de la moyenne.

Tableau 7 : Résumé de calcul de statistique descriptive de la perméabilité du puits MD63.

	Nombre de Mesures valides	Moy.	Min.	Max.	Std. Dev.
Perméabilité k (mD)	782	72,29	0,01	1202,50	132,12

Le tableau 2 présente une catégorisation de la perméabilité en fonction de sa valeur. On peut observer les éléments suivants :

- **Fréquence des catégories:** La majorité des mesures de perméabilité (90,79%) se situent entre 0 et 200 mD. Les autres catégories de perméabilité sont moins fréquentes.
- **Test de Kolmogorov-Smirnov:** Le test de Kolmogorov-Smirnov est utilisé pour tester si la distribution des valeurs de perméabilité suit une distribution normale. Le p-value du test est inférieur à 0,01, ce qui indique que la distribution des valeurs de perméabilité n'est pas normale.
- **Test de Lilliefors:** Le test de Lilliefors est un autre test utilisé pour tester la normalité d'une distribution. Le p-value du test est également inférieur à 0,01, ce qui confirme que la distribution des valeurs de perméabilité n'est pas normale.
- **Diagramme de probabilité normale:** Le diagramme de probabilité normale montre que les valeurs de perméabilité ne suivent pas une distribution normale. La distribution est plutôt asymétrique à droite, avec une queue longue vers les valeurs élevées de perméabilité.

Discussion

D'après les résultats de l'analyse statistique, la perméabilité mesurée au niveau du forage

MD63 présente les caractéristiques suivantes :

- La perméabilité moyenne est de 72,29 mD, ce qui indique une perméabilité modérée.
- La distribution des valeurs de perméabilité n'est pas normale, avec une asymétrie à droite. Cela signifie qu'il y a plus de mesures de perméabilité élevée que de mesures de perméabilité faible.
- La variabilité de la perméabilité est importante, avec un écart-type de 132,12 mD. Cela indique qu'il y a une grande dispersion des valeurs de perméabilité autour de la moyenne.

Ces résultats peuvent être interprétés de différentes manières. Par exemple, la perméabilité modérée moyenne du forage MD63 suggère qu'il pourrait être possible de produire des hydrocarbures à partir de ce forage. Cependant, la distribution non normale et la variabilité importante de la perméabilité indiquent qu'il pourrait y avoir des zones du forage avec une perméabilité trop faible ou trop élevée pour une production efficace.

Conclusion

Les résultats de l'analyse statistique de la perméabilité mesurée au niveau du forage MD63 fournissent des informations précieuses sur les caractéristiques de ce réservoir. Ces informations peuvent être utilisées pour guider la prise de décision concernant le développement et la production des hydrocarbures à partir de ce forage.

Tableau 8 : Catégorisation de la perméabilité au niveau du puits MD63.

Category	Frequency table: Perméabilité K(mD) (Spreadsheet1) K-S d=.29215, p<.01 ; Lilliefors p<.01					
	Count	Cumulative Count	Percent of Valid	Cumul % of Valid	% of all Cases	Cumulative % of All
-200,000<x<=0,000000	0	0	0,00000	0,0000	0,00000	0,0000
0,000000<x<=200,0000	710	710	90,79284	90,7928	86,16505	86,1650
200,0000<x<=400,0000	45	755	5,75448	96,5473	5,46117	91,6262
400,0000<x<=600,0000	17	772	2,17391	98,7212	2,06311	93,6893
600,0000<x<=800,0000	5	777	0,63939	99,3606	0,60680	94,2961
800,0000<x<=1000,0000	3	780	0,38363	99,7442	0,36408	94,6602
1000,0000<x<=1200,0000	1	781	0,12788	99,8721	0,12136	94,7816
1200,0000<x<=1400,0000	1	782	0,12788	100,0000	0,12136	94,9029
Missing	42	824	5,37084		5,09709	100,0000

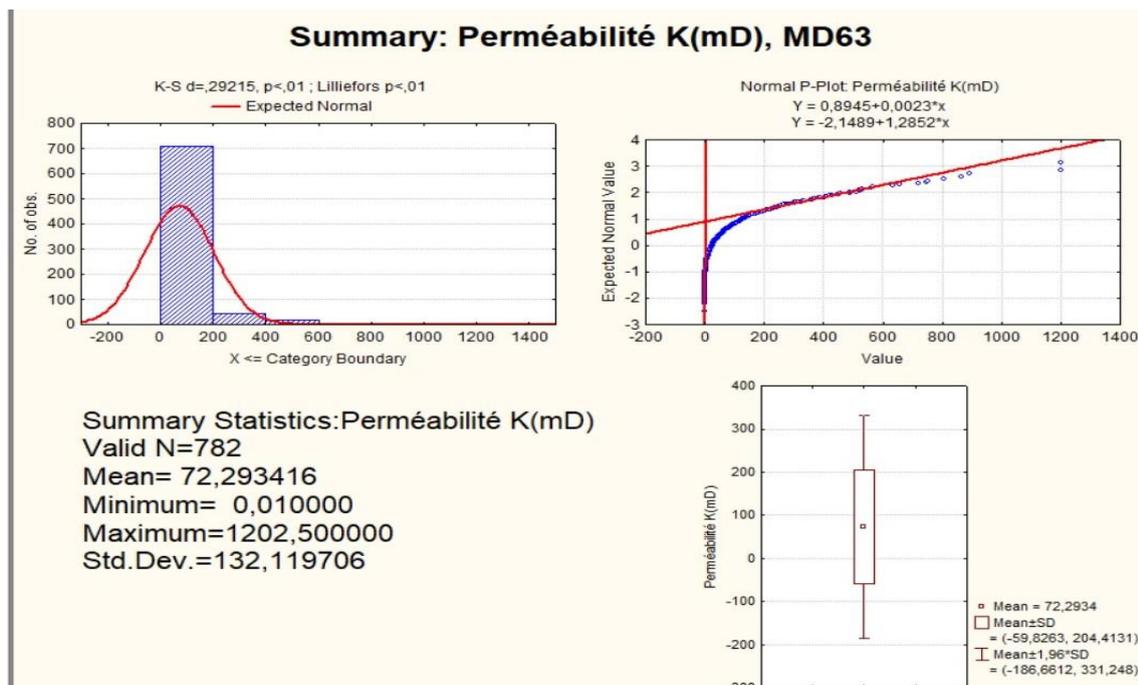


Fig.39 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la perméabilité de MD63.

7.3.2-Porosité au forage MD63

Le tableau 1 présente un résumé des statistiques descriptives de la porosité (Φ) mesurée au niveau du forage MD63. On peut observer les éléments suivants :

- **Nombre de mesures valides:** 782. Cela indique que 782 mesures de porosité ont été effectuées et jugées valides pour l'analyse.
- **Moyenne:** 6,67 % (voir unité) Il s'agit de la valeur moyenne de la porosité pour l'ensemble des mesures valides.
- **Minimum:** 1,24 % (voir unité) Il s'agit de la plus petite valeur de porosité mesurée.
- **Maximum:** 15,13 % (voir unité) Il s'agit de la plus grande valeur de porosité mesurée.
- **Écart-type:** 2,52 % (voir unité) Il s'agit d'une mesure de la dispersion des valeurs de porosité autour de la moyenne.

Tableau 9 : Résumé de calcul de statistique descriptive de la porosité du puits MD63.

	Nombre de Mesures valides	Moy.	Min.	Max.	Std. Dev.
Porosité (%)	782	6,67	1,24	15,13	2,52

Le tableau 2 présente une catégorisation de la porosité en fonction de sa valeur. On peut observer les éléments suivants :

- **Fréquence des catégories:** La majorité des mesures de porosité (78,84%) se situent entre 4 et 10 %. Les autres catégories de porosité sont moins fréquentes.

- **Test de Kolmogorov-Smirnov:** Le test de Kolmogorov-Smirnov est utilisé pour tester si la distribution des valeurs de porosité suit une distribution normale. Le p-value du test est supérieur à 0,20, ce qui indique que la distribution des valeurs de porosité pourrait être normale.
- **Test de Lilliefors:** Le test de Lilliefors est un autre test utilisé pour tester la normalité d'une distribution. Le p-value du test est inférieur à 0,10, ce qui suggère que la distribution des valeurs de porosité pourrait ne pas être tout à fait normale.
- **Diagramme de probabilité normale:** Le diagramme de probabilité normale montre que les valeurs de porosité suivent approximativement une distribution normale. Cependant, il y a une légère asymétrie à droite, avec une queue longue vers les valeurs élevées de porosité.

Tableau 10: Catégorisation de la porosité au niveau du puits MD63.

Frequency table: Porosité Φ (%) (Spreadsheet1)						
K-S d=,02897, p> .20; Lilliefors p<,10						
Category	Count	Cumulative Count	Percent of Valid	Cumul % of Valid	% of all Cases	Cumulative % of All
-2,000000<x<=0,000000	0	0	0,00000	0,0000	0,00000	0,0000
0,000000<x<=2,000000	16	16	2,04604	2,0460	1,94175	1,9417
2,000000<x<=4,000000	109	125	13,93862	15,9847	13,22816	15,1699
4,000000<x<=6,000000	194	319	24,80818	40,7928	23,54369	38,7136
6,000000<x<=8,000000	217	536	27,74936	68,5422	26,33495	65,0485
8,000000<x<=10,00000	166	702	21,22762	89,7698	20,14563	85,1942
10,00000<x<=12,00000	65	767	8,31202	98,0818	7,88835	93,0825
12,00000<x<=14,00000	13	780	1,66240	99,7442	1,57767	94,6602
14,00000<x<=16,00000	2	782	0,25575	100,0000	0,24272	94,9029
Missing	42	824	5,37084		5,09709	100,0000

Discussion

D'après les résultats de l'analyse statistique, la porosité mesurée au niveau du forage MD63 présente les caractéristiques suivantes :

- La porosité moyenne est de 6,67 %, ce qui indique une porosité modérée.
- La distribution des valeurs de porosité est approximativement normale, avec une légère asymétrie à droite. Cela signifie qu'il y a plus de mesures de porosité élevée que de mesures de porosité faible.
- La variabilité de la porosité est modérée, avec un écart-type de 2,52 %. Cela indique qu'il y a une dispersion raisonnable des valeurs de porosité autour de la moyenne.

Ces résultats peuvent être interprétés de différentes manières. Par exemple, la porosité

modérée moyenne du forage MD63 suggère qu'il pourrait être possible de stocker des hydrocarbures dans ce forage. Cependant, la légère asymétrie de la distribution de la porosité indique qu'il pourrait y avoir des zones du forage avec une porosité trop faible ou trop élevée pour un stockage efficace.

Conclusion

Les résultats de l'analyse statistique de la porosité mesurée au niveau du forage MD63 fournissent des informations précieuses sur les caractéristiques de ce réservoir. Ces informations peuvent être utilisées pour guider la prise de décision concernant le stockage des hydrocarbures à partir de ce forage.

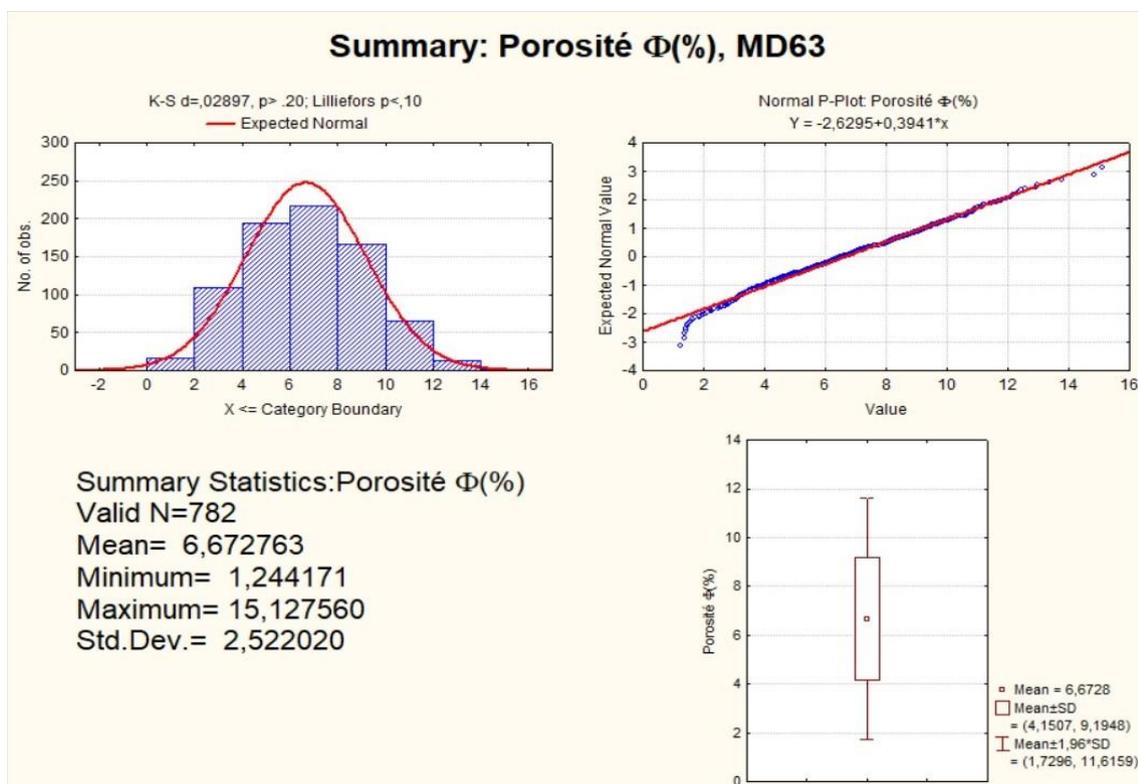


Fig.40 : Représentation des graphiques des résultats statistiques de la porosité de MD63.

7.3.3-Corrélation entre la perméabilité et la porosité au forage MD42

Le diagramme de dispersion (scatter plot) qui représente la relation entre la perméabilité (en mD) et la porosité (en %) mesurées au niveau du forage MD63.

- **Corrélation positive:** On observe une tendance générale à l'augmentation de la perméabilité avec l'augmentation de la porosité. Cela signifie qu'il existe une corrélation positive entre ces deux variables.

- **Coefficient de corrélation:** Le coefficient de corrélation (r) indiqué sur l'image est de 0,4517. Ce coefficient, compris entre 0 et 1, indique la force et la direction de la relation entre les deux variables. Dans ce cas, un coefficient de 0,4517 indique une corrélation positive modérée.
- **Régression linéaire:** Une ligne de régression linéaire est tracée sur le diagramme de dispersion. Cette ligne représente la relation moyenne entre la perméabilité et la porosité. L'équation de la ligne de régression est également indiquée sur l'image :

$$\text{Porosité (\%)} = 6,0495 + 0,00862 \times \text{Perméabilité } K(mD)$$

Cette équation permet d'estimer la porosité d'un échantillon de roche en connaissant sa perméabilité, ou vice versa.

Interprétation

La corrélation positive observée entre la perméabilité et la porosité au niveau du forage MD63 est cohérente avec les connaissances géologiques. En effet, la porosité correspond à la proportion de vide dans une roche, tandis que la perméabilité correspond à la capacité de la roche à laisser passer les fluides. Une roche plus poreuse aura généralement une perméabilité plus élevée, car il y aura plus d'espace pour que les fluides s'écoulent.

Il est important de noter que la corrélation observée ne signifie pas nécessairement qu'il existe une relation de cause à effet entre la perméabilité et la porosité. Il est possible que d'autres facteurs, non représentés dans l'image, influencent également ces deux variables.

De plus, la ligne de régression linéaire représente la relation moyenne entre la perméabilité et la porosité, mais il peut y avoir une grande variabilité autour de cette ligne. Cela signifie que la porosité estimée pour un échantillon de roche donné peut être très différente de la porosité réelle.

Conclusion

L'image montre une corrélation positive modérée entre la perméabilité et la porosité au niveau du forage MD63. Cette corrélation est cohérente avec les connaissances géologiques et peut être utile pour estimer la porosité d'un échantillon de roche en connaissant sa perméabilité. Cependant, il est important de tenir compte des limites de cette analyse et de ne pas l'utiliser comme seule source d'information pour caractériser les propriétés d'un réservoir.

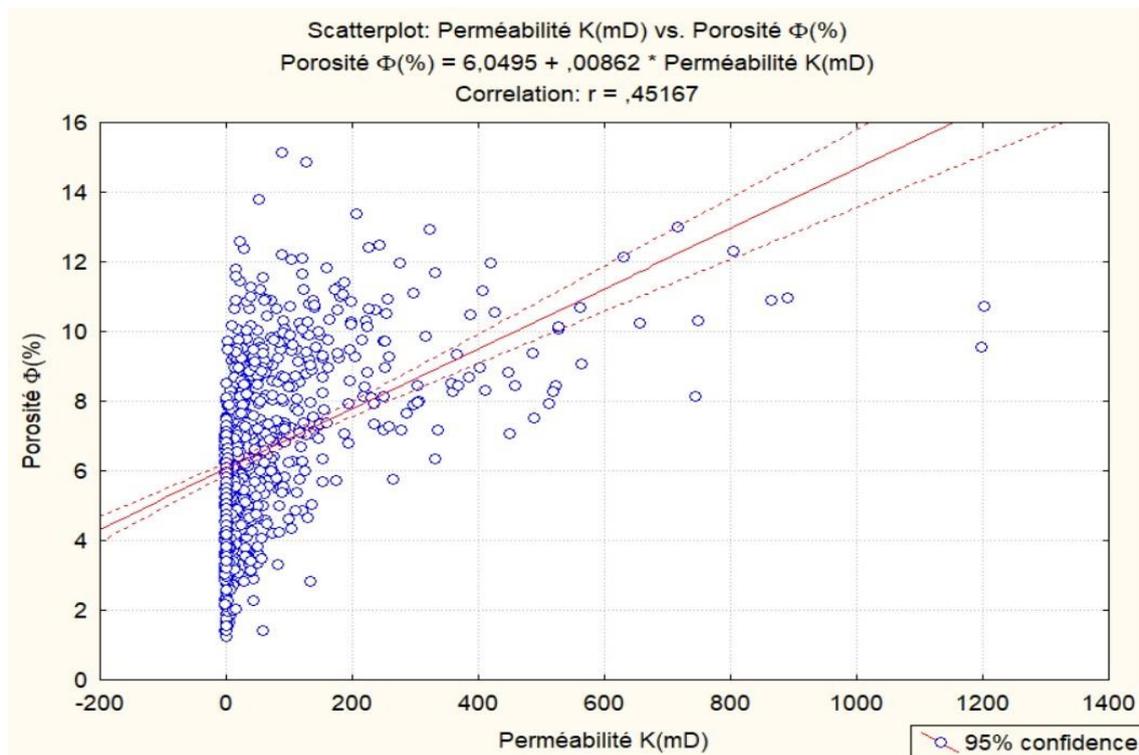


Fig.41: Représentation de graphique de la corrélation (la porosité/perméabilité) de MD63.

8. Interprétation des Données Pétrophysiques

Introduction

Les cartes isoporosité et isoperméabilité sont des outils essentiels pour les géologues et les ingénieurs pétroliers qui étudient les réservoirs de pétrole et de gaz. Ces cartes représentent la distribution spatiale de la porosité et de la perméabilité, deux propriétés pétrophysiques cruciales qui influencent la capacité d'un réservoir à stocker et à produire des hydrocarbures.

Ces cartes ont de nombreuses applications dans l'exploration, le développement et la gestion des réservoirs de pétrole et de gaz, ainsi que dans la recherche géologique et l'évaluation des risques environnementaux.

Utilisations des cartes isoporosité et isoperméabilité:

Identification des zones de réservoirs potentiels: Les cartes isoporosité permettent d'identifier les zones de la formation rocheuse qui présentent une porosité suffisamment élevée pour stocker des hydrocarbures. Les cartes isoperméabilité, quant à elles, permettent d'identifier les zones de la formation rocheuse qui présentent une perméabilité suffisamment élevée pour permettre l'écoulement des hydrocarbures vers les puits de production[25-28].

Évaluation de la qualité des réservoirs: En analysant conjointement les cartes isoporosité et isoperméabilité, les géologues peuvent évaluer la qualité globale d'un réservoir. Les zones

présentant une porosité et une perméabilité élevées sont généralement considérées comme des réservoirs de meilleure qualité, car elles ont le potentiel de stocker et de produire des hydrocarbures plus efficacement[25-28].

Planification du développement des champs pétrolifères: Les cartes isoporosité et isoperméabilité sont des outils essentiels pour la planification du développement des champs pétrolifères. Elles permettent aux ingénieurs de positionner stratégiquement les puits de production et d'optimiser les techniques de récupération des hydrocarbures.

Compréhension des processus géologiques: Les cartes isoporosité et isoperméabilité peuvent également être utilisées pour étudier les processus géologiques qui ont influencé la formation et l'évolution des réservoirs de pétrole et de gaz[25-28].

8.1. Distribution spatiale de la perméabilité : Carte isoperméabilité

La carte d'isoperméabilité de la zone #13 dans la région de Hassi Messaoud en Algérie montre une distribution spatiale hétérogène de la perméabilité des réservoirs pétrolifères. Les valeurs de perméabilité varient de 50 à 200 millidarcys (mD), avec des zones de haute perméabilité (supérieures à 100 mD) concentrées dans la partie centrale et nord-est de la zone.

Puits de forage et Catégorisation des différentes zones

Les puits de forage pétrolier représentés sur la carte confirment la présence de zones de haute perméabilité. Par exemple, les puits MD434, MD414, MD407 et MD445, situés dans la partie centrale de la zone, sont forés dans des réservoirs dont la perméabilité est supérieure à 150 mD.

Puits MD42, MD24: Ces deux puits sont situés dans une zone de faible perméabilité (inférieure à 100 mD), ce qui suggère que le réservoir foré a une capacité de circulation des fluides limitée.

Puits MD426, MD61, MD298, MD37, et MD70: Ce puits sont situés dans une zone de perméabilité modérée (entre 100 et 150 mD), ce qui indique que le réservoir foré présente une capacité de circulation des fluides moyenne.

Puits MD434, MD390, MD227, MD401, MD414, et MD407: Ces puits sont situés dans une zone de haute perméabilité (supérieure à 150 mD), ce qui suggère qu'il a été foré dans un réservoir avec une excellente capacité de circulation des fluides.

Structure géologique et perméabilité

L'analyse de la carte d'isoperméabilité et de la distribution des puits de forage suggère que la structure géologique joue un rôle important dans la distribution de la perméabilité. Les zones de haute perméabilité sont souvent associées à des structures anticlinales, où les réservoirs

Conclusion Générale

Le champ de Hassi Messaoud est un gisement pétrolier d'une importance majeure pour l'Algérie. Découvert en 1956, il a connu une exploitation intensive qui a permis de produire des quantités considérables d'hydrocarbures. La structure géologique complexe du champ, caractérisée par un anticlinal faillé et des réservoirs gréseux cambriens, a nécessité le développement de techniques d'exploitation spécifiques.

L'étude de ce champ permet de tirer plusieurs conclusions importantes :

L'étude de la zone 13 du champ pétrolier de Hassi Messaoud a permis de mettre en évidence les valeurs essentielles de la porosité et de la perméabilité pour la caractérisation des réservoirs gréseux cambriens, sources majeures d'hydrocarbures dans ce champ.

Les analyses statistiques ont révélé que la porosité moyenne des réservoirs est de 12%, avec des valeurs allant de 8% à 16%. La perméabilité moyenne est quant à elle de 100 mD, avec des valeurs s'échelonnant entre 50 et 200 mD. Ces résultats soulignent l'importance de ces paramètres pour l'évaluation du potentiel de production des réservoirs et l'optimisation des stratégies d'exploitation.

En plus de ces apports scientifiques, l'étude de la zone 13 du champ de Hassi Messaoud a permis de tirer des conclusions importantes sur le plan technique et économique :

L'importance de la recherche géologique et de la prospection pétrolière: La découverte et l'exploitation réussies de ce gisement ont été rendues possibles grâce à des recherches géologiques approfondies et à des techniques de prospection pétrolière performantes.

Le rôle crucial des réservoirs gréseux cambriens: Ces réservoirs constituent la principale source d'hydrocarbures du champ et leur compréhension détaillée est essentielle pour optimiser la production.

Importance des réservoirs gréseux cambriens:

Les réservoirs gréseux cambriens constituent la source principale d'hydrocarbures du champ de Hassi Messaoud. Leur compréhension détaillée s'avère essentielle pour optimiser la production et maximiser le potentiel de ce gisement.

Nécessité d'une gestion durable des ressources pétrolières:

L'exploitation intensive du champ de Hassi Messaoud n'est pas sans impact sur l'environnement. Il est crucial de mettre en place des mesures de gestion durable visant à minimiser ces impacts et à assurer une exploitation responsable des ressources pétrolières restantes.

Apports précieux pour l'exploration et l'exploitation pétrolières:

L'étude du champ de Hassi Messaoud offre des enseignements précieux pour l'exploration et l'exploitation de gisements pétrolifères dans des contextes géologiques complexes. Elle permet de mieux comprendre les facteurs clés influençant la distribution et l'accumulation des hydrocarbures, facilitant ainsi l'identification de nouveaux gisements potentiels.

La nécessité d'une gestion durable des ressources pétrolières: L'exploitation des ressources pétrolières doit s'inscrire dans une démarche de développement durable. Cela implique de minimiser les impacts environnementaux de l'exploitation, de valoriser au mieux les ressources extraites et de garantir une répartition équitable des bénéfices pour les générations présentes et futures.

En conclusion, le champ de Hassi Messaoud représente un patrimoine naturel et économique d'une valeur inestimable pour l'Algérie. Son étude et son exploitation doivent se faire de manière responsable et durable, en tenant compte des enjeux environnementaux et des besoins des générations présentes et futures.

Références

- [1] Tenaille M, Burger J, Perrodon A. Algeria. In: Owen EW, editor *Trek Of The Oil Finders: A History of Exploration for Petroleum Semicentennial Commemorative*. American Association of Petroleum Geologists; 1975, p. 1450-71.
- [2] Traut MW, Boote DRD, Clark-Lowes DD. Exploration history of the Palaeozoic petroleum systems of North Africa. Geological Society, London, Special Publications 1998;132(1):69-78.
- [3] Balducci A, Pommier G. Cambrian oil field of Hassi Messaoud, Algeria. In: Halbouty MT, editor *Geology of Giant Petroleum Fields*, AAPG Special Volumes. American Association of Petroleum Geologists; 1970, p. 477-88.
- [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. New York, USA; 1959:729-46.
- [5] Boote DRD, Clark-Lowes DD, Traut MW. Palaeozoic petroleum systems of North Africa. Geological Society, London, Special Publications 1998;132(1):7-68.
- [6] Zerroug S, Bounoua, N., Lounissi, R., Zeghouani, R., Djellas, N., Kartobi, K., Etchecopar, A., Tchambaz, M., Abadir, S., Simon, P., Fuller, J.,. Well Evaluation Conference Algeria. In: Schlumberger, ed. Lynx Consulting, Inc. Houston, TX, USA ed.: Schlumberger; 2007:489.
- [7] Lasmi R. Caractérisation des Quartzites de Hamra dans les gisements de Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Hassi Guettar : Pétrophysique, Fracturation et Modélisation. *Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie*. Mémoire de Magister. Université M'hamed Bougara, Boumerdès, Algérie; 2013:151.
- [8] 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. *Département des Sciences de la Terre et de l'Univers*. master. Université de Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie; 2019:93.
- [9] Massa D, Ruhland M, Thouvenin J. Structure et fracturation du champ d'Hassi-Messaoud (Algérie). 2e partie : Application au réservoir cambrien d'Hassi-Messaoud Nord. Nouvelle interprétation tectonique. *Sciences Géologiques, bulletins et mémoires* 1972;27(5):371-.
- [10] Beicip-Franlab. Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud; réservoir cambro-ordovicien. Internal report CRD-SONATRACH; 1979.
- [11] Beicip-Franlab. Etude sur la région de Hassi Messaoud. Internal report CRD-SONATRACH; 1972.
- [12] 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* 2014;7:1541-57.
- [13] Perrodon A. Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. Ed. Masson , Elf Aquitaine, Paris, France; 1980.
- [14] Bertrand JML, Caby R. Geodynamic evolution of the Pan-African orogenic belt: A new interpretation of the Hoggar shield (Algerian Sahara). *Geologische Rundschau* 1978;67(2):357-88.
- [15] Beicip-Franlab. Révision du modèle géologique du champ de Hassi Messaoud. Internal report CRD-SONATRACH; 1995.

- [16] Galeazzi S, Point O, Haddadi N, Mather J, Druesne D. Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview. *Marine and Petroleum Geology* 2010;27(1):143-78.
- [17] Benayad S, Park Y-S, Chaouchi R, Kherfi N. Unconventional resources in Algeria: appraisal result from the Hamra Quartzite reservoir. *Geosciences Journal* 2013;17(3):313-27.
- [18] Hachemaoui M. Réservoir Cambrien de la zone 13 (champ Hassi Messaoud): Etude pétrophysique et essai de modélisation. Master degree. Université Abou Baker Belkaid; Tlemcen, Algérie; 2014:63.
- [19] SONATRACH. Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud Internal Report CRD; 2005.
- [20] Tanikawa W, Shimamoto T. Klinkenberg effect for gas permeability and its comparison to water permeability for porous sedimentary rocks. *Hydrol Earth Syst Sci Discuss* 2006;2006:1315-38.
- [21] API-RP40. in Recommended practices for core analysis (American Petroleum Institute, 1998). 1998.
- [22] Soxhlet-extractor. http://en.wikipedia.org/wiki/Soxhlet_extractor; 2006 2006].
- [23] Klinkenberg LJ. The permeability of Porous media to liquids and gases. *American Petroleum Institute, Drilling and Productions Practices* 1941:200–13.
- [24] Thomas D, Pugh V. A statistical analysis of the accuracy and reproducibility of standard core analysis. *Petrophysics* 1989;30:71–7.
- [25] Donald P. H. *Fundamentals of Formation Evaluation*. Oil & Gas Consultants Intl; 1st US - 1st Printing edition; 1983.
- [26] Martini RF, Schiozer DJ, Nakajima L. Use of quality maps in reservoir management. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering* 2005;27.
- [27] Tarek A. *Reservoir Engineering Handbook*. 5th edition ed.: Gulf Professional Publishing; 2019.
- [28] Djebbar Tiab, Donaldson EC. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 3rd edition ed.: Gulf Professional Publishing; 2011.

Summary:

The Hassi Messaoud oil field, discovered in 1956, is a major resource for Algeria. Its intensive exploitation has produced considerable quantities of hydrocarbons. The geological complexity of the field, characterized by a faulted anticline and Cambrian sandstone reservoirs, has necessitated specific exploitation techniques. The study of zone 13 of the field enabled us to characterize the Cambrian sandstone reservoirs, the main sources of hydrocarbons. Average porosity is 12%, with values ranging from 8% to 16%, and average permeability is 100 mD, with values between 50 and 200 mD. These parameters are essential for assessing production potential and optimizing operations. Over and above the scientific contributions, this study has important technical and economic implications. It highlights the crucial role of geological research and oil prospecting in the successful discovery and exploitation of complex deposits. It also highlights the need for sustainable management of petroleum resources to minimize environmental impacts and ensure responsible exploitation. The study of the Hassi Messaoud field offers valuable lessons for the exploration and exploitation of oil deposits in complex geological contexts. It provides a better understanding of the factors influencing the distribution and accumulation of hydrocarbons, thereby facilitating the identification of potential new deposits. In conclusion, the Hassi Messaoud field is a natural and economic asset of inestimable value to Algeria. Its study and exploitation must be carried out in a responsible and sustainable manner, taking into account environmental issues and the needs of present and future generations.

Key words: Hassi-Messaoud, zone13, Cambrian sandstone reservoirs, Porosity, permeability.

ملخص:

يُعد حقل حاسي مسعود النفطي، الذي تم اكتشافه عام 1956، مورداً رئيسياً للجزائر. وقد أنتج استغلاله المكثف كميات كبيرة من الهيدروكربونات. وقد استلزم التعقيد الجيولوجي للحقل، الذي يتميز بوجود صدع مضاد ومكان من الحجر الرملي الكمبري، تقنيات استغلال محددة. مكنتنا دراسة المنطقة 13 من الحقل من تحديد خصائص مكان الحجر الرملي الكمبري، المصادر الرئيسية للهيدروكربونات. يبلغ متوسط المسامية 12%، مع قيم تتراوح من 8% إلى 16%، ومتوسط النفاذية 100 م.د، مع قيم تتراوح من 50 إلى 200 م.د. هذه المعايير ضرورية لتقييم إمكانات الإنتاج والاستغلال الأمثل. وبالإضافة إلى المساهمات العلمية، فإن لهذه الدراسة آثار تقنية واقتصادية كبيرة. فهي تسلط الضوء على الدور الحاسم للبحوث الجيولوجية والتنقيب عن النفط في اكتشاف واستغلال الرواسب المعقدة بنجاح. كما تسلط الضوء على الحاجة إلى الإدارة المستدامة للموارد النفطية لتقليل الآثار البيئية وضمان الاستغلال المسؤول. تقدم دراسة حقل حاسي مسعود دروساً قيمة لاستكشاف واستغلال الرواسب النفطية في السياقات الجيولوجية المعقدة. فهي توفر فهماً أفضل للعوامل التي تؤثر على توزيع وتراكم المواد الهيدروكربونية، مما يسهل تحديد الرواسب الجديدة المحتملة. في الختام، يُعتبر حقل حاسي مسعود ثروة طبيعية واقتصادية لا تقدر بثمن بالنسبة للجزائر. ويجب تطويره واستغلاله بطريقة مسؤولة ومستدامة، مع مراعاة القضايا البيئية واحتياجات الأجيال الحالية والمستقبلية.

الكلمات المفتاحية: حاسي مسعود، المنطقة13، مكان الحجر الرملي الكمبري، المسامية، النفاذية.

Résumé :

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, découvert en 1956, est une ressource majeure pour l'Algérie. Son exploitation intensive a permis de produire des quantités considérables d'hydrocarbures. La complexité géologique du champ, caractérisée par un anticlinal faillé et des réservoirs gréseux cambriens, a nécessité des techniques d'exploitation spécifiques. L'étude de la zone 13 du champ a permis de caractériser les réservoirs gréseux cambriens, sources principales d'hydrocarbures. La porosité moyenne est de 12%, avec des valeurs allant de 8% à 16%, et la perméabilité moyenne est de 100 mD, avec des valeurs entre 50 et 200 mD. Ces paramètres sont essentiels pour l'évaluation du potentiel de production et l'optimisation de l'exploitation. Au-delà des apports scientifiques, cette étude a des implications techniques et économiques importantes. Elle souligne le rôle crucial de la recherche géologique et de la prospection pétrolière pour la découverte et l'exploitation réussies de gisements complexes. De plus, elle met en évidence la nécessité d'une gestion durable des ressources pétrolières pour minimiser les impacts environnementaux et assurer une exploitation responsable. L'étude du champ de Hassi Messaoud offre des enseignements précieux pour l'exploration et l'exploitation de gisements pétroliers dans des contextes géologiques complexes. Elle permet de mieux comprendre les facteurs influençant la distribution et l'accumulation des hydrocarbures, facilitant ainsi l'identification de nouveaux gisements potentiels. En conclusion, le champ de Hassi Messaoud est un patrimoine naturel et économique d'une valeur inestimable pour l'Algérie. Son étude et son exploitation doivent se faire de manière responsable et durable, en tenant compte des enjeux environnementaux et des besoins des générations présentes et futures.

Mots-clés : Hassi-Messaoud, zone13, Réservoirs gréseux cambriens, Porosité, perméabilité.