



UNIVERSITE KASDI MERBAH –OUARGLA–

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVABLE ET  
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



## MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie.

Spécialité : Géologies des hydrocarbures.

# Thème

Identification et évaluation de réservoir Zone 13 dans la  
région de HMD par la modélisation du petrel

Réalisée par :

Aichaoui Zohra

Devant le jury :

Président :		M.C.A UKM Ouargla
Promoteur :	Belksir Mohammed Salah	M.C.A UKM Ouargla
Co-promoteur :	Rezig Abed Elkader	SH/ crd carotheque
Examineur :		

Année Universitaire : 2023/2024

# Remerciement :

Je veux d'abord remercier Allah pour me avoir donné la force et la patience tout au long de toutes les années d'étude, je veux remercier toutes les personnes qui me ont aidé à faire ce travail et surtout je remercie sincèrement Belksir Mohammed Salah pour sa présence et pour avoir sacrifié le temps et l'énergie nécessaires pour la réussite de ce travail.

je tiens également à remercier les membres du jury qui examineront mon travail.

Je veux à remercier les membres et les enseignants du département de géologie pour les années de connaissances et d'apprentissage. je remercie les personnels de la base Irara Sonatrach pour toute leur aide spécialement Mr. Abed Elkader .

## DEDICACES :

Je dédie ce Travail à :

À , Maman qui ma soutenu et encouragé durant ces  
années d'études .

Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde  
reconnaissance.

Ma familles et Mr Marouane , mes proches .

# Sommaire

Introduction generale	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoudités :	9
1. Historique de production du champ de Hassi Messaoud	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
2. Présentation de la région	11
2.1 Situation géographique	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
2.2) Situation géologique	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
2.3) Stratigraphie Du Champ De Hassi Messaoud	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
3.Paléo géographie et tectonique de la région	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
3.1) Structure du Champ de Hassi Messaoud	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
4.Présentation de la zone13	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
4. ) Introduction	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
5.Limites de la zone d'étude	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
5.1) Limites de la zone d'étude	20
5.2) Système Pétrolier du champ de Hassi-Messaoud	21
6. Pièges et les voies de migration	<b>ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.</b>
7. Migration des hydrocarbures	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
8. Description du réservoir	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
8.1) Description des drains	25
8.2). Subdivision pétrophysiques et notion de drain	
Error! Bookmark not defined.	

## Chapitre II Caractérisation pétrophysiques Equipements des laboratoires

27

## II.1 Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs

**Error! Bookmark not defined.**

## II.1.1. Caractérisation pétrographique

**Error! Bookmark not defined.**

## II.1.1.1. Texture

30

## II.1.2. Caractéristiques pétrophysiques des roches réservoirs

31

## II.1.2.1. Porosité

29

## II.1.2.2. Différents types de porosité

29

## II.1.2.2.1. Porosité Totale

29

## II.1.2.2.2. Porosité Utile

29

**II.1.2.3. Perméabilité**

30

## II.1.2.4. Types de perméabilités

30

## II.1.2.4.1. Perméabilité spécifique ou absolue

30

## II.1.2.4.1. Perméabilité spécifique ou absolue

30

## II.1.2.4.2. Perméabilité effective

30

## II.1.3. Relation entre la porosité et la perméabilité

31

## II.2. Equipements des laboratoires

31

## II.2.1 Lavage des plugs

32

## II .2.1.1 Lavage au Toluène

32

## II.2.1.2 Lavage au Méthanol

33

## II .2.2. Ultra- PERM-500

33

## II.2.2.1.Mesure la perméabilité par l'appareil Ultra Perm-500

34

## II.2.2.2.Domaine d'utilisation de l'équipement

34

## II.2.3.1.Mode opératoire de l'UltraPore -300

35

## II.2.3.2.Mesure grain volume par l'Ultra Pore 300

35

II.2.3.3.Mesure du volume total par la pompe volumétrique	36
II.2.3.4.Mesure du grain densité par l'ultra pore 300	36
II.2.3.5.Domaine d'utilisation de l'équipement	37
II.2.3.6.Apport au domaine pétrolier	37
II.2.4.Système de mesures de Porosité et de Perméabilité in situ	37
II.2.4.1.Procédure de mesure	38
II.2.4.2.Domaine d'utilisation de l'équipement	38

### Chapitre III MODELISATION DE LA ZONE 13

III.Modelisation de la zone 13	39
III.1 Modélisation structurale	39
III.1.1 Modélisation des failles (Faults modeling)	39
III.1.2 Piliers de maillage (Pillar griding)	39
III.1.3 Construction des horizons	40
III.2 Modélisation pétrophysique	42
III.2.1 Modélisation de la porosité	42
III.2.2 Modélisation de la perméabilité	43
III.3 Conclusion générale	53

#### Liste des figures

Figure1: Les principaux réservoirs en Algérie (WEC-2007) [Sonatrach DP].

Figure2 : Subdivision du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007) [Sonatrach DP].

Figure3 : Situation du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007) [Sonatrach DP].

Figure4 : Colonne litho stratigraphique du réservoir de Hassi Messaoud (WEC- 2007) [Sonatrach DP].

Figure 5: 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) [Sonatrach DP].

Figure6 : Limites de la zone d'étude(envert) [Sonatrach DP] .

H Figure7 : Section Paléozoïque de la région pétrolière de Hassi Messaoud (WEC- 2007) [Sonatrach DP] .

Figure8 : Pièges stratigraphiques (WEC-2007) [Sonatrach DP].

Figure9 : Résultats pétrophysiques à partir du réservoir Cambrien (WEC- 2007) [Sonatrach DP].

Fig10: Différence de connectivité associée à la taille des grains. [SH-CRD] .

Fig .11: Relation entre la porosité et la perméabilité pour de différentes tailles de grains [SH-CRD].

Fig.12 : Schéma d'un soxhlet [SH-CRD].

Fig.13 : Schéma représente l'ULTRA- PERM-500 [SH-CRD].

Fig.15 : Schéma représente la pompe volumétrique [SH-CRD].

Fig.15 : Schéma représente le CMS 300 [SH-CRD].

Fig.16 : Les lignes de failles en 2D "Fault sticksonatrach (sonatrach EP DP 2024) .

Fig.17: Failles en 3D après gridding. (sonatrach EP DP 2024) .

Fig.18- Exemple de construction d'horizon. (sonatrach EP DP 2024) .

Fig.19- Modèle structural en 3D de la zone 13. (sonatrach EP DP 2024) .

Fig.20- Répartition des drains dans la zone d'étude (sonatrach EP DP 2024) .

Fig.21- Modèle de la porosité en 3D de la zone 13(sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 22- Modèle de la perméabilité en 3D de la zone 13. (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 22- Carte en isopaque du draine R2 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 23- Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique Z-PSG du draine Ra (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 24- Carte en isopaque du draine D1 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 25- Carte en isopaque du draine Ra (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 26- Carte en isopaque. du draine D2 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 27- Carte en isopaque du draine D3 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 28- Carte en isobathe du draine R2 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 29- Carte en isobathe du draine Z-PSG R2 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 30- Carte en isobathe du draine D1 (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 31- Carte en isobathe du draine ID (sonatrach EP DP 2024) .

Fig. 32- Carte en isobathe du draine D2 (sonatrach EP DP 2024).

Fig. 33- Carte en isobathe du draine D3 (sonatrach EP DP 2024)



# Introduction générale

## **I.1 Historique de production du champ de Hassi Messaoud**

Le gisement d'Hassi Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises : la CFPA (Compagnie française des Pétroles d'Algérie) pour le Nord et la SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie) pour le Sud [1, 2].

Le premier forage du puits MD-1 a été effectué le 15 janvier 1956. Le 15 juin de la même année, ce forage a révélé la couche productrice de grès, d'âge cambrien située à une profondeur de 3338m qui est caractérisée par une très grande variabilité de ses propriétés pétro physiques : porosité, perméabilité qui sont les plus liées à la productivité des puits.

En mai 1957, CFPA a mis en place un puits OM1 à environ 7 km au nord-ouest du puits MD-1, ce qui a confirmé la présence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200m, sa pression initiale est estimée à 482 kg/cm<sup>2</sup>.

Le champ a été mis en production en 1958 avec 20 puits producteurs. Pendant les premières années, le type de drainage était l'expansion du gaz dissous, néanmoins, l'on a recours, de nos jours au drainage par récupération secondaire, par injection d'eau ou du gaz miscible. Les forages n'ont cessé de se multiplier, en particulier depuis la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971 [3, 4].

À l'heure actuelle, le gisement d'Hassi Messaoud est divisé en 25 « zones de production » en fonction du comportement moyen des pressions du gisement. Une zone de production est composée de puits qui communiquent entre eux, mais qui ne communiquent que rarement avec ceux des zones voisines. Ces zones sont séparées entre elles par des interzones qui correspondent généralement à des secteurs de passage de failles qui constituent des barrières plus ou moins étanches à la circulation des fluides entre les différentes « zones de production » [4, 5].

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas adéquate, car une même zone peut être divisée en sous-zones.

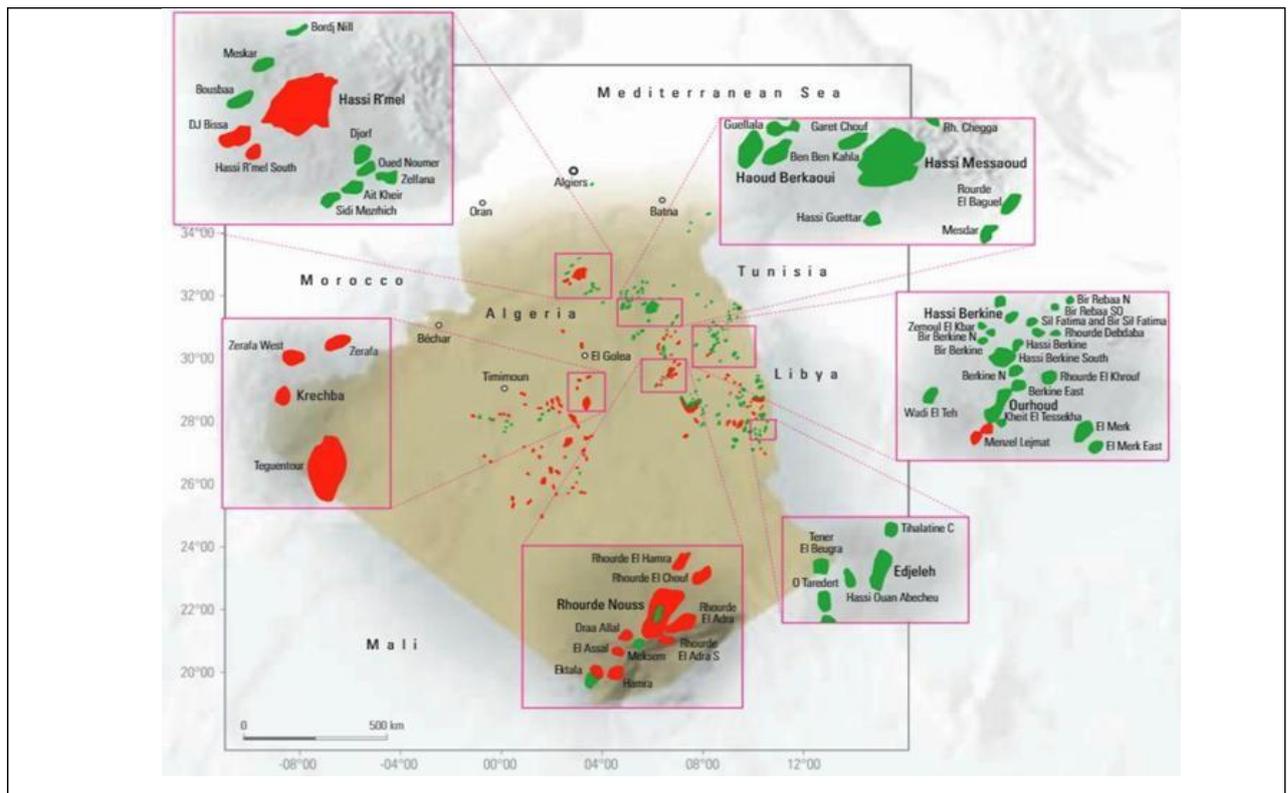


Figure1: Les principaux réservoirs en Algérie (WEC-2007) [Sonatrach DP].

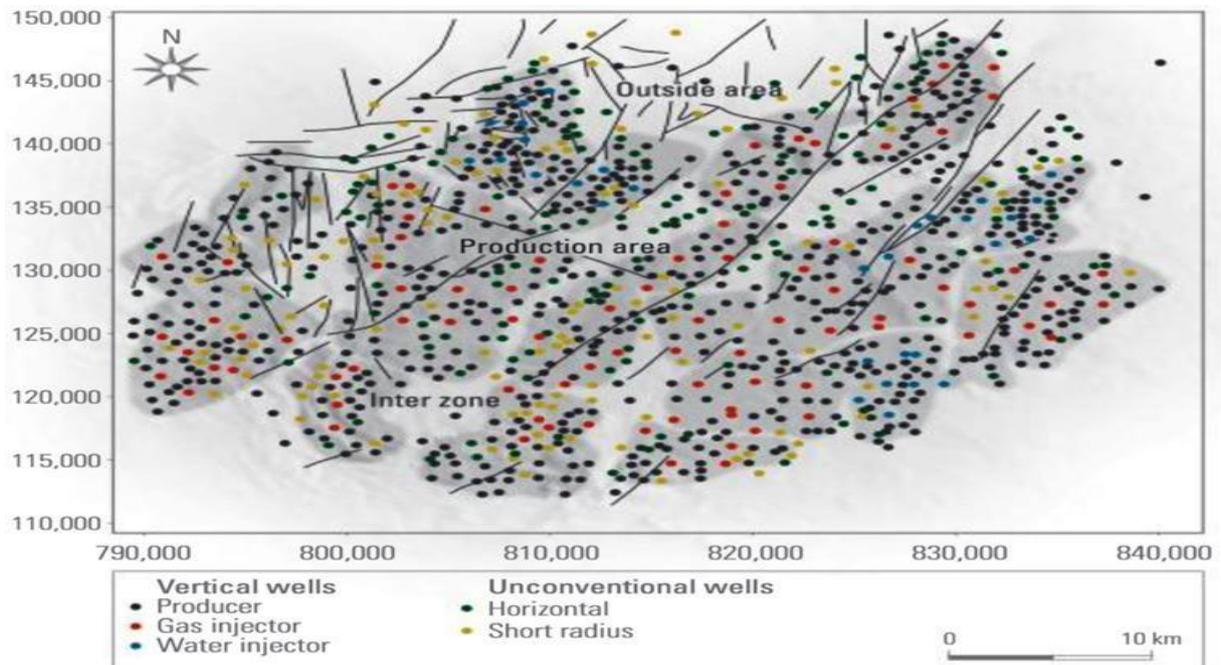


Figure2 : Subdivision du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007) [Sonatrach DP].

## I-2 Présentation de la région

### I.2.1 Situation géographique

À environ 700 km au sud-est d'Alger, se trouve le champ d'Hassi Messoud, qui est considéré comme le plus grand gisement d'huile d'Algérie, à 280 km au sud-est du gisement de gaz d'Hassi R'mel et à 350 km à l'ouest de la frontière tunisienne (Fig. 1). Il s'étend sur une superficie de 2500 Km<sup>2</sup>. Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

X=	[790.000-840.000]	Est
Y=	[110.000-150.000]	Nord

### I.2.2 Situation géologique

La partie centrale de la province triasique est occupée par le champ d'Hassi Messoud. En raison de sa superficie et de ses réserves, elle est reconnue pour ses puits productifs d'huile, principalement dans les réserves cambriennes (Fig.3) [7].

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'ElGassi, Zottiet El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

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

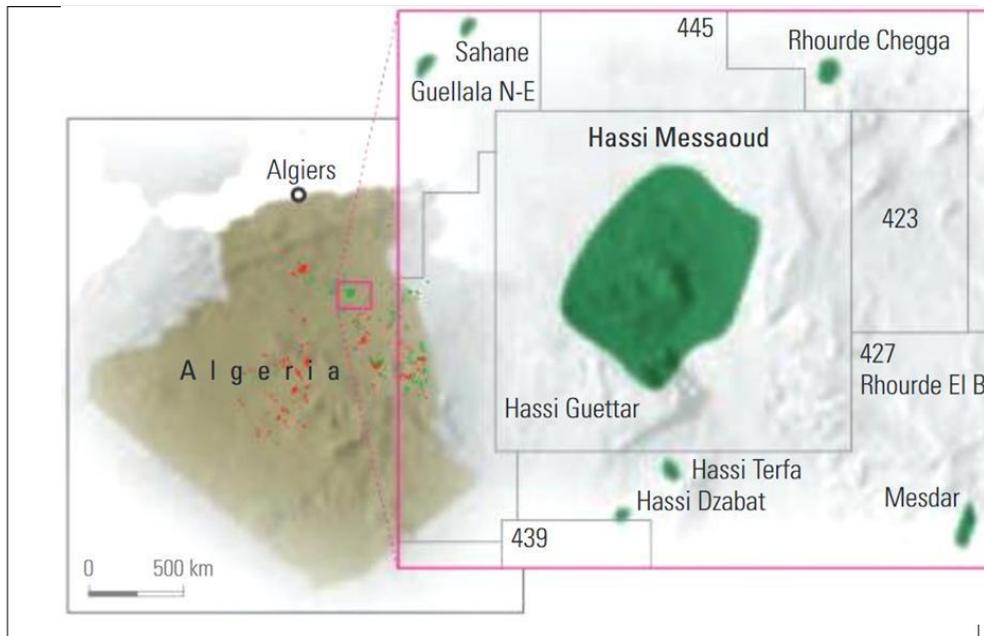


Figure3 : Situation du champ de Hassi Messaoud (WEC-2007) [Sonatrach DP].

### I.3 Stratigraphie Du Champ De Hassi Messaoud

Le champ d'Hassi messaoud correspond à un vaste anticlinal fortement érodé et cisailé par un jeu de failles d'orientation Nord-Nord-Ouest / sud-sud-est faisant apparaître ainsi une géométrie en horst et grabens (Rapport interne Sonatrach). La détection des failles peut se faire soit par décalage structural des formations, soit lors de la répétition des séries sédimentaires [7].

En ce qui concerne la géologie, le champ d'Hassi Messoud est composé d'une importante série sédimentaire comprenant, de bas en haut, la succession lithostratigraphique suivante (fig. 3 et 4) :

#### I.3.1 Infracambrien

Les premiers niveaux sédimentaires, qui sont représentés par des grès argileux rouges, se trouvent au-dessus du socle cristallin.

#### I.3.2 Paléozoïque

Le paléozoïque est caractérisé par la discordance appelée « discordance panafricaine » et se compose de (fig. 4) :

##### I.3.2.1 Cambrien

Il a une épaisseur moyenne de 590 m. formant le réservoir principal du champ d'Hassi messaoud, le Cambrien essentiellement gréseux est subdivisé selon la terminologie des géologues de SONATRACH

en cinq (05) lithozones (membres lithologiques) [7]. Il s'agit de la partie inférieure à la partie supérieure.

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

### **I.3.2.2 Ordovicien**

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

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

### **I.3.3 Mésozoïque**

#### **I.3.3.1 Trias**

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

- Le Trias éruptif (Épaisseur moyenne : 46 m) : c'est des coulées éruptives admettant

des niveaux gréseux.

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

### I.3.3.2 Jurassique

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

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

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

### I.3.3.3 Crétacé

Dans cette région, la série sédimentaire se compose de :

- Le Néocomien (Epaisseur moyenne : 182 m) : ce sont des grès à passées argileuses passant vers le sommet à des argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et

de dolomies.

- Le Barrémien (Epaisseur moyenne : 280 m) : il est représenté par des grès à grains fins à moyens et à ciment carbonaté admettant des niveaux d'argiles gréseuses et de dolomies.
- L'Aptien (Epaisseur moyenne : 25 m) : il est caractérisé essentiellement par des faciès dolomitiques.
- L'Albien (Epaisseur moyenne : 350 m) : il s'agit des grès à grains fins et de sables avec des intercalations d'argiles silteuses.
- Le Cénomaniens (Epaisseur moyenne : 145 m) : c'est une alternance d'anhydrites, d'argiles, de marnes grises et de dolomies.
- Le Turonien (Epaisseur moyenne : 95 m) : il est constitué d'une alternance de calcaires argileux, de calcaires dolomitiques et de calcaires crayeux.
- Le Sénonien (Epaisseur moyenne : 230 m) : il correspond à la base à des bancs massifs de sels à intercalations d'argiles et d'une alternance d'anhydrites, d'argiles et de dolomies passant vers le sommet à des bancs de calcaires dolomitiques et des bancs d'anhydrites à passées dolomitiques gypseuses.

### **I.3.4 Cénozoïque**

Avec une épaisseur moyenne de 360 m, les dépôts du Cénozoïque sont formés de calcaires dolomitiques datant d'éocène et de sables provenant du Mio-Pliocène.

Figure4 : Colonne litho stratigraphique du réservoir de Hassi Messaoud (WEC- 2007)  
[Sonatrach DP]

Figure4 : Colonne litho stratigraphique du réservoir de Hassi Messaoud (WEC- 2007)  
[Sonatrach DP]

Figure4 : Colonne litho stratigraphique du réservoir de Hassi Messaoud (WEC- 2007)  
[Sonatrach DP]

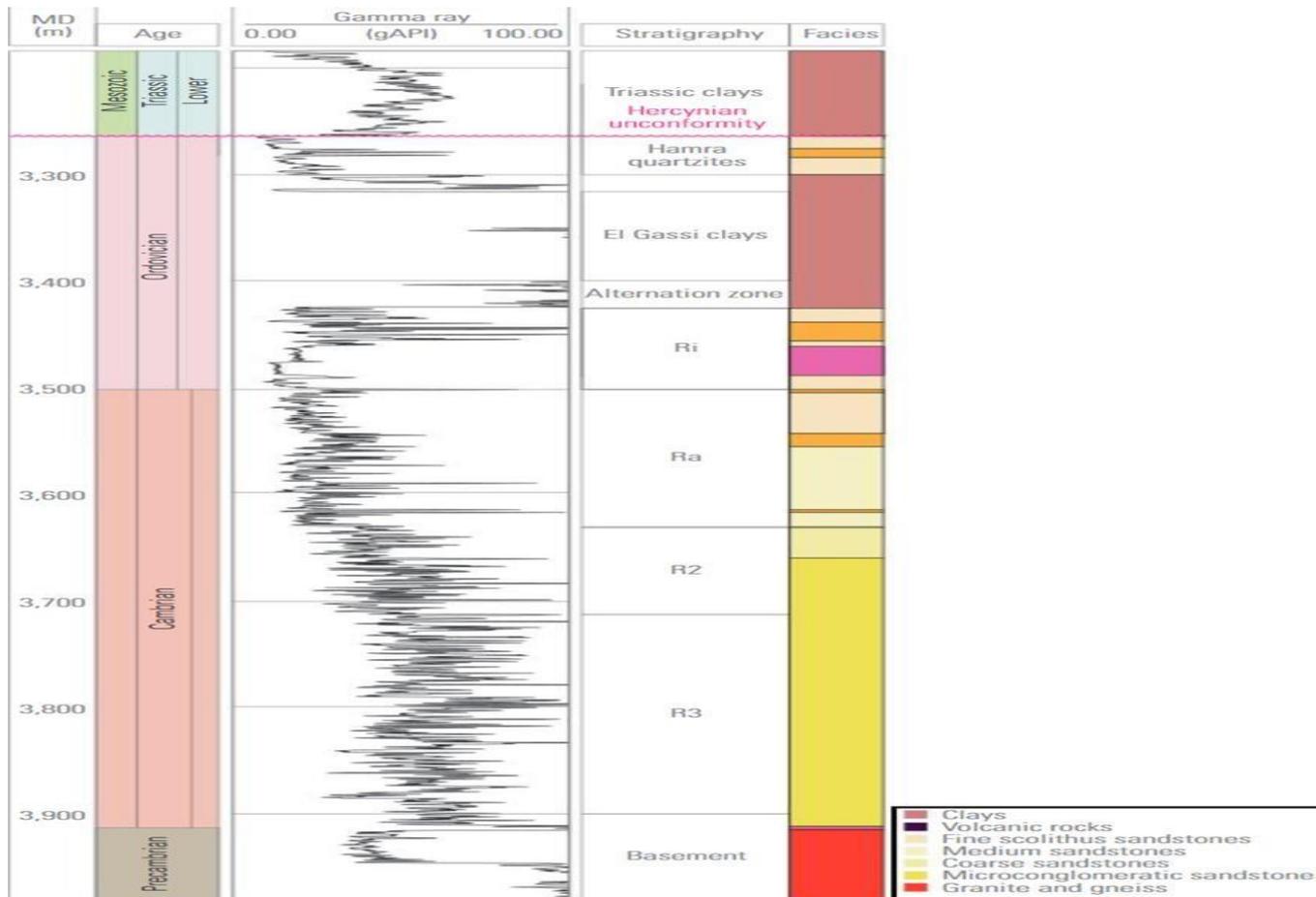


Figure4 : Colonne litho stratigraphique du réservoir de Hassi Messaoud (WEC- 2007)  
[Sonatrach DP]

#### I.4 Paléo géographie et tectonique de la région

De manière générale, la paléogéographie de la région est divisée en trois groupes.

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

- Argile d'El Gassi.
- Grés d'El Atchane.
- Quartzite de Hamra

### I.4.1 Structure du Champ de Hassi Messaoud

Le champ pétrolier d'Hassi Messaoud est constitué d'un anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre et orienté NNE-SSW. L'image structurale de Hassi-Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner en raison de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne qui se superpose aux conditions de dépôts des grés Cambro- ordovicien

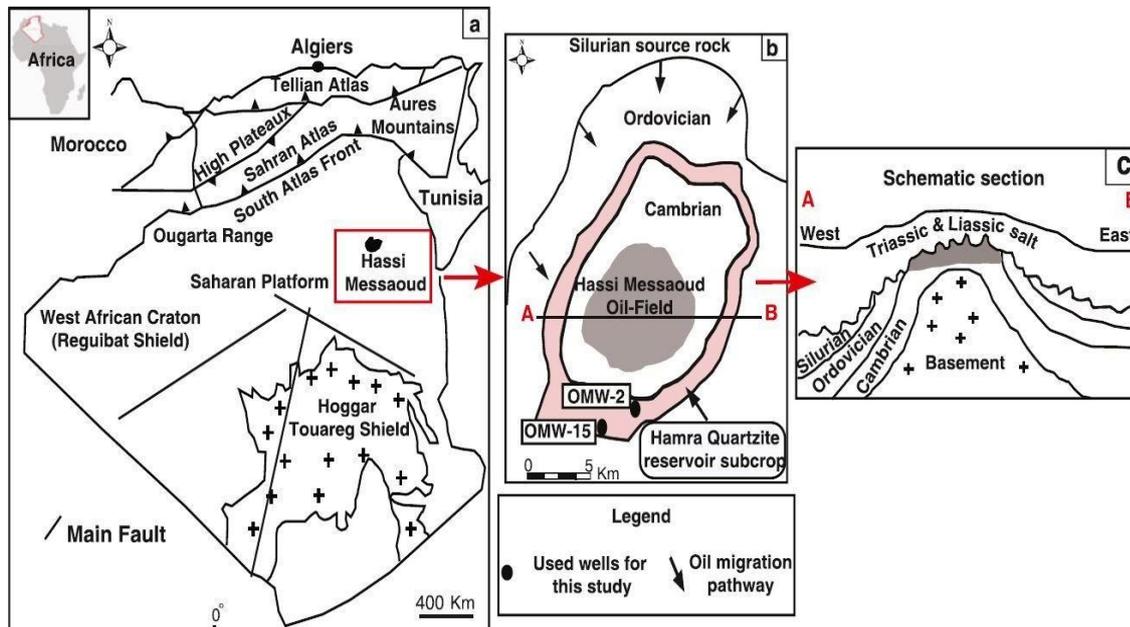


Figure 5 : Carte Géologique montrant l'emplacement de la zone d'étude, b) une carte schématique montrant la position des deux puits (OMW-2 et OMW-15), A – B en c) coupe géologique à travers la zone d'étude (Sonatrach et modifié de Schlumberger (2007) [8, 9]).

## I.5 Présentation de la zone13

### I.5.1 Introduction

La zone 13, qui a été étudiée, fait partie des 25 zones de production d'Hassi Messoud. La recherche de nouvelles techniques de prospection, de caractérisation et d'exploitation dans le domaine des hydrocarbures ne cesse d'augmenter, dans le but d'améliorer la productivité.

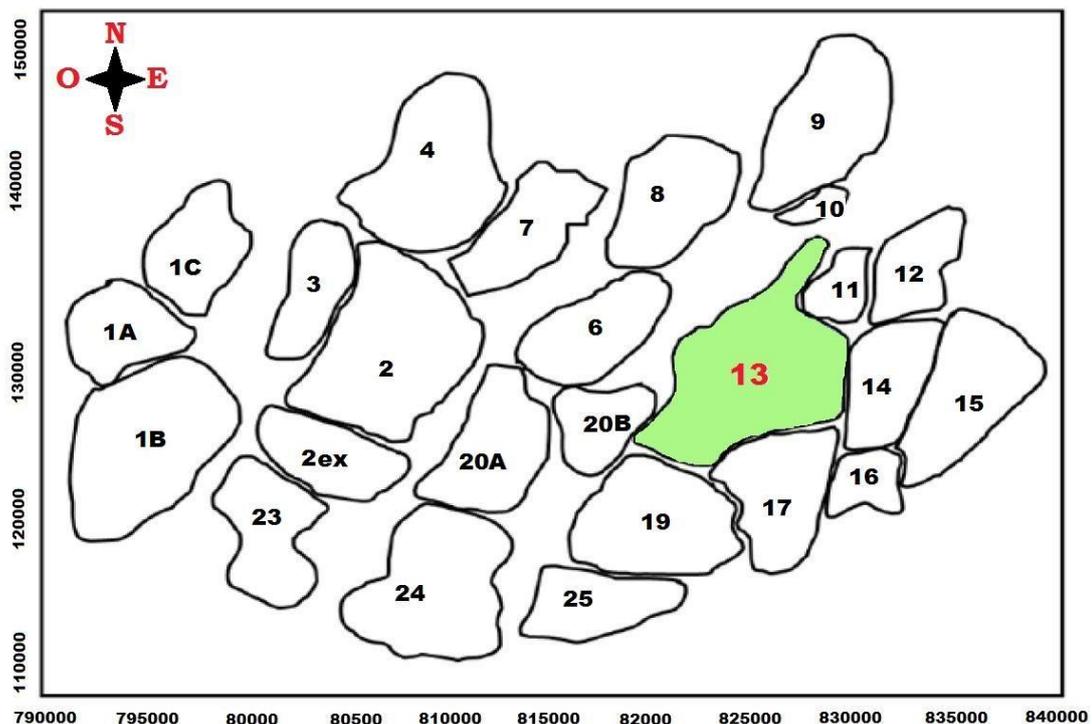
Dans le présent travail nous allons essayer de connaître la sédimentologie du réservoir, de déterminer les différents paramètres pétrophysiques, telles que la porosité, la perméabilité, la densité de grain, et les divers saturations (eau, huile, gaz), faire une étude statistique mono variable, et enfin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

Les principaux objectifs de cette étude sont :

- ✓ Faire l'inventaire des différents faciès sédimentologies ;
- ✓ Reconstituer les milieux de dépôt ;
- ✓ Établir des corrélations spatio-temporelles entre les différents puits considérés ;
- ✓ Recueillir et analyser les différents paramètres pétrophysiques;

### I.5.2 Limites de la zone d'étude

À l'Est du champ d'Hassi Messoud se trouve la zone 13 (zone considérée dans ce travail). 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)



---

**Figure6 : Limites de la zone d'étude(envert). SH-DP**

### **I.5.3 Système Pétrolier du champ de Hassi-Messaoud :**

#### **I.5.3.1 Roche mère**

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

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

Actuellement, on peut dire qu'après la dis-migration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest (dans le bassin d'oued Mya), au SW (bassin de Mouydir) et à l'Est (bassin de Ghadamès).

#### **I.5.3.2 Roches Réservoirs**

Les Quartzites de Hamra forment le réservoir le plus significatif dans l'ordovicien, présentant de nombreuses quantités d'huile prouvées autour du gisement d'Hassi Messoud.

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

#### **I.5.3.3 Roches couvertures**

L'épanchement des roches éruptives et les épaisses séries d'évaporites d'âges triasiques ou jurassiques assurent la couverture des réservoirs ordoviciens.

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

**I.6 Pièges et les voies de migration**

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

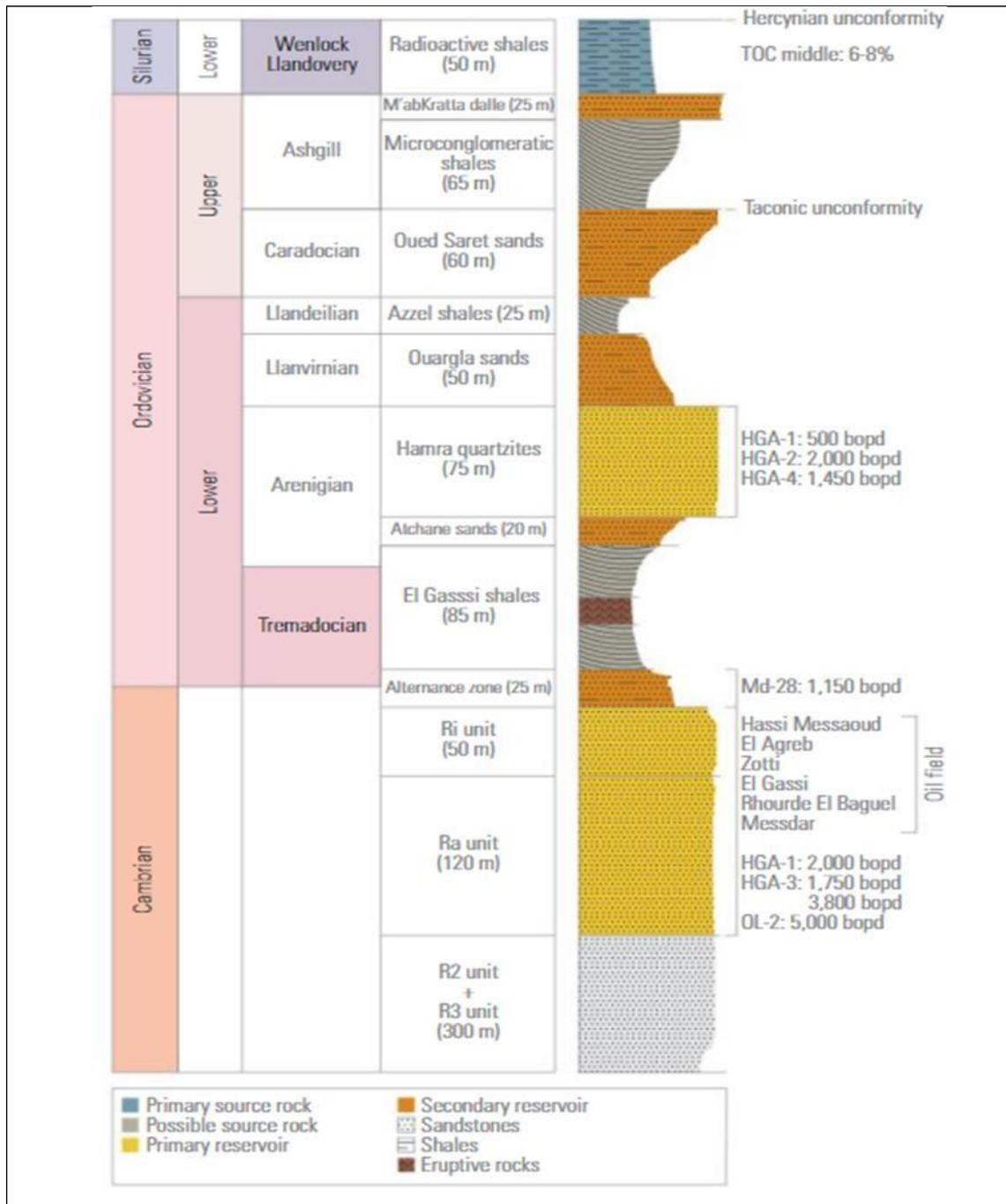


Figure7 : Section Paléozoïque de la région pétrolière de Hassi Messaoud (WEC-2007) [SH-DP]

- Les pièges structuraux peuvent résulter de mouvements tectoniques comme les anticlinaux ou les pièges par failles (Horst, anticlinal).
- Les pièges stratigraphiques sont la combinaison de deux milieux différents pour passer d'un milieu perméable à un autre imperméable.
- Soit à des pièges mixtes, ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, dans notre champ la structure de Hassi Messaoud (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne) [7, 10].

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

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

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

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



Figure8 : Pièges stratigraphiques (WEC-2007) [Sonatrach DP].

### I.7 Migration des hydrocarbures

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

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire). Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up-dip) au Nord et NO par rapport [10].

Les études géochimiques récentes définissent deux périodes de migration :

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

### I.8 Description du réservoir

#### I.8.1 Description des drains

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant le critère granulométrique.

Une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure) [10].

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

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

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

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

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

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

D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques Tabulaires fréquentes formant des mégas-rides (Ep1-2m) (R100-R130).

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

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

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

### **1.8.2 Subdivision pétrophysiques et notion de drain**

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

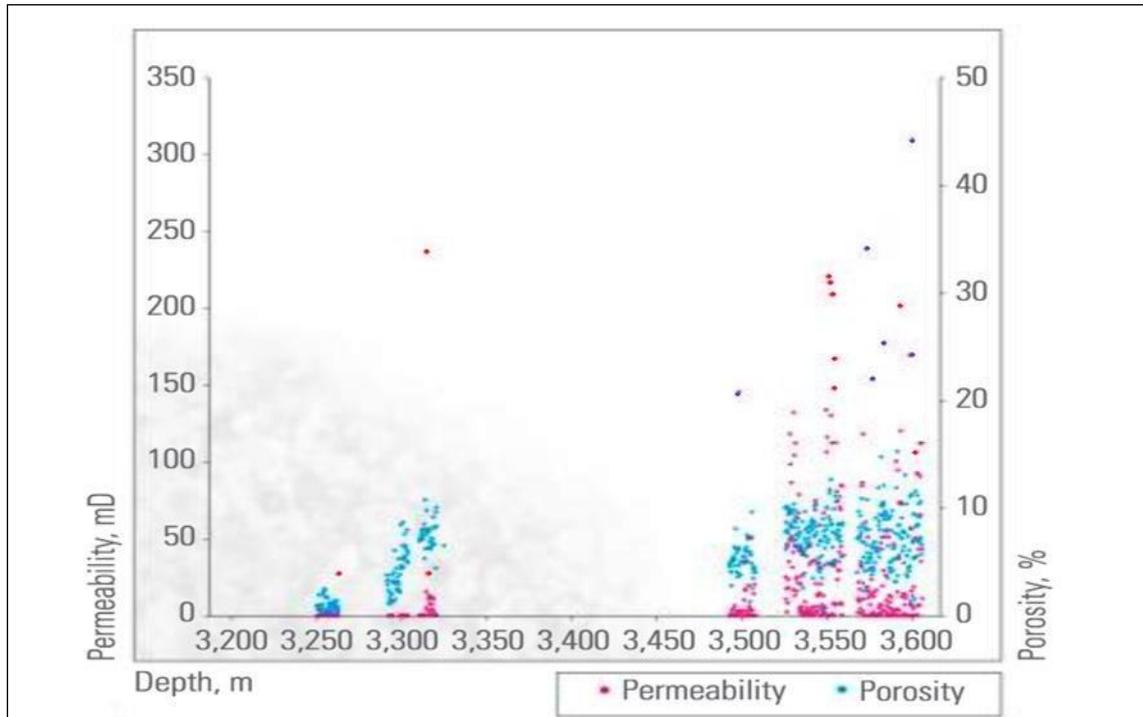


Figure9 : Résultats pétrophysiques à partir du réservoir Cambrien (WEC-2007) [Sonatrach DP].

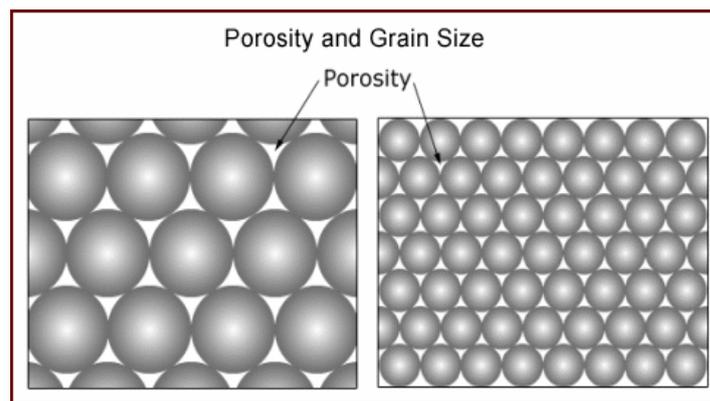
## Chapitre II

### Caractérisation pétrophysiques Equipements des laboratoires

## II.1 Caractéristiques pétrophysiques des réservoirs :

### II.1.1. Caractérisation pétrographique :

L'étude pétrographique est l'élément fondamental pour la description des processus des réservoirs qui nous permet d'identifier l'origine des sédiments ; leur texture, le type d'argile et la minéralogie. La quantification de ses composants est essentielle car ceux-ci influent non seulement sur les propriétés de stockage de la roche mais aussi sur la diagenèse, qui est définie comme le processus principal causant la réduction de la perméabilité et de la porosité dans les réservoirs gréseux.



**Fig10: Différence de connectivité associée à la taille des grains. [SH-CRD]**

#### II.1.1.1. Texture :

L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. La taille des grains et le granoclassement influent sur le type et la magnitude de la porosité de la roche. En général, les formations propres à petits grains sont caractérisées par une faible connexion des pores contrairement aux dépôts grossiers dont la connectivité est très importante (Figure 10).

### II.1.2. Caractéristiques pétrophysiques des roches réservoirs :

La compaction et la cimentation des roches ont pour effet de diminuer la taille des interstices séparant les grains, donc le volume de vides où peuvent se loger des fluides tels que l'eau ou les hydrocarbures.

#### II.1.2.1. Porosité :

Le volume relatif des vides par rapport au volume total de la roche est appelé porosité. Ce paramètre a une énorme importance en prospection pétrolière, puisqu'il détermine le volume potentiel de pétrole dans un gisement.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \cdot 100$$

- $\Phi$  : porosité [%]
- $V_t$  : volume total (ou apparent) de l'échantillon [cc]
- $V_p$  : volume des vides (ou volume de pores) entre les grains solides [cc]
- $V_s$  : volume réel des grains [cc]

#### II.1.2.2. Différents types de porosité :

##### II.1.2.2.1. Porosité Totale

Est le rapport du volume des pores d'un échantillon de roche au volume total.

Elle est mesurée par les procédés de diagraphies électriques ou nucléaires, ou par des équipements spécifiques aux laboratoires.

##### II.1.2.2.2. Porosité Utile

(Ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25%, parfois de 50% à la porosité totale.

Il peut exister des pores qui ne communiquent pas entre eux ; on peut ainsi définir une **porosité résiduelle** due aux pores non reliés.

### II.1.2.3. Perméabilité :

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux, on dit alors qu'il est perméable. Sa formule est donnée par la loi de Darcy



Débit à travers la roche

- **Q** : volume d'eau écoulé par unité de temps [ $\text{cm}^3/\text{s}$  en unités CGS]
  - **P1** : pression entrante [atm en unités CGS]
  - **P2** : pression sortante [atm en unités CGS]
  - **S** : surface de la couche filtrante [ $\text{cm}^2$  en unités CGS]
  - **k** : perméabilité [Darcy en unités CGS]
  - **$\mu$**  : viscosité du fluide [centipoise en unités CGS]
  - **L** : longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]
- Unité pratique de la perméabilité est le millidarcy (mD)

### II.1.2.4. Types de perméabilités :

#### II.1.2.4.1. Perméabilité spécifique ou absolue :

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

#### II.1.2.4.2. Perméabilité effective :

Lorsque plusieurs fluides sont présents dans une roche, on définit la perméabilité effective de chacun des fluides. Elle est toujours inférieure à la perméabilité absolue. Elle exprime la propriété d'une roche à être traversée par un fluide en présence d'autres fluides. Elle dépend de la roche et de la saturation des différents fluides. C'est-à-dire elle exprime la propriété d'un réservoir d'être traversé par un fluide en présence d'autres fluides.

#### II.1.2.4.3. Perméabilité relative :

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

Cependant, dans le cas de formation pétrolifère, il y a souvent deux fluides présents : gaz et huile, et même trois : gaz, huile et eau.

### II.1.3. Relation entre la porosité et la perméabilité :

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement constatée. En effet, un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes suivant les formations. De nombreux chercheurs ont observé que dans les roches détritiques notamment, il existait fréquemment une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité en effet la perméabilité en fonction des grains a mené cette recherche en fonction de la taille des grains et il a obtenu le type de relations reproduites dans la figure 11.



Fig .11: Relation entre la porosité et la perméabilité pour de différentes tailles de grains.

De ces relations on peut en conclure qu'il est hautement préférable d'établir la loi empirique reliant la porosité à la perméabilité par types de pores ou mieux encore par types de faciès, d'environnement en tenant compte de la taille des grains qui influence grandement la porosité et la perméabilité.

## II.2 Equipements des laboratoires :

Les carottes sont expédiées des chantiers de forage, une fois arrivées au niveau de la DLCC, elles seront réceptionnées par le service Préparation du Département Carotèque Centrale, des échantillons de saturation de diamètre 1.5" seront aussitôt prélevés. Ensuite, les carottes sont lavées soit par gasoil ou bien par de l'eau selon la nature de la boue de forage qui a été utilisée (à base d'huile ou bien à base d'eau). Par la suite elles seront envoyées au service Imagerie pour prise de photos en lumière naturelle et polarisée. Des mesures de Gamma Ray sont aussi effectuées avant de les stocker dans l'hangar pour instance de plugage.

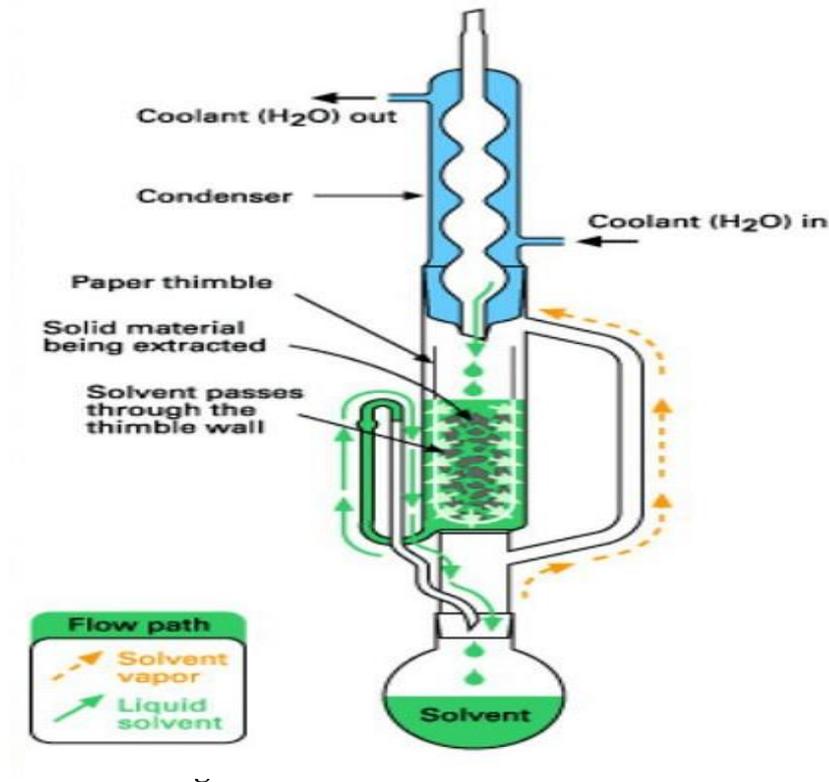
### II.2.1. Lavage des plugs :

Pour laver les échantillons (plugs), on utilise un appareil appelé (soxhlet) avec un refroidisseur,

on utilise deux (02) solvants organiques sont :

Toluène et Méthanol.

Le (soxhlet) vitreux se compose de quatre (04) éléments: Ballon; Réfrigérant; Porte échantillons; Chauffe ballon.



**Note :** l'opération de lavage est basée sur les méthodes de distillation des fluides.

### II .2.1.1. Lavage au Toluène :

Cette opération permet l'extraction des matières organiques (hydrocarbures et les impuretés) contenues dans les pores de la roche. On suit les étapes suivantes :

- Mise en marche le refroidisseur.
- Remplissage du ballon du toluène 2/3.
- Disposition des plugs dans le porte échantillon d'une manière ordonnée
- Mise en marche du chauffe ballon.

Le temps de lavage dépend de la saleté des plugs, généralement, il prend 04 jours

### II.2.1.2 Lavage au Méthanol :

Cette opération permet l'extraction les sels contenus dans les pores avec le même équipement

et de la même manière. Le lavage des pores des plugs est confirmé par l'ajout de quelques gouttes de nitrates 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 (ex : région de Berkaoui) et pour ne pas créer des porosités supplémentaires, on arrête le lavage après deux jours au maximum.

### II.2.1.3 Séchage :

Les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de 110° C.

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

### II .2.2. ULTRA- PERM-500 :

Cet équipement permet de mesurer la perméabilité sur des échantillons de carottes 1" ou 1.5 " pouce, La mesure de perméabilité sous condition du laboratoire est réalisée sous une pression de confinement de 450 PSI. Il se compose de:

- Unité Ultra-perm-500
- Soft (unité et Ecran)
- Core- Hodler 1" et 1.5"
- Disk de calibration 1" et 1.5".



**Fig.13: Schéma représente l'ULTRA- PERM-500.**

#### II.2.2.1. Mesure la perméabilité par l'appareil Ultra Perm-500 :

L'Ultra-perm-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 :

$$Q = K A (P1 - P2) / \mu L$$

K : Perméabilité air en milli Darcy

Q : Débit en cc/sec

L : Longueur de l'échantillon

A : surface exposée au gaz en cm<sup>2</sup>

$\mu$  : viscosité en centpoise

P1 : Pression d'entrée

P2 : Pression de sortie.

### II.2.2.2. Domaine d'utilisation de l'équipement:

-Mesure de la perméabilité de 0.001mD à 30 Darcy ;

-La pression de confinement de 400 à 10000 Psi ;

-Caractérisation pétro physique du réservoir.

### II.2.3. ULTRA-PORE-300 :

Le Prosimètre Ultra-Pore-300 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 Ultra-Pore-300;

-Station de pilotage (unité et Ecran)

-Matrix Cup 1" et 1.5"

-Core Holder 1" et 1.5"

-Boites de Disques de calibration 1" et 1.5".

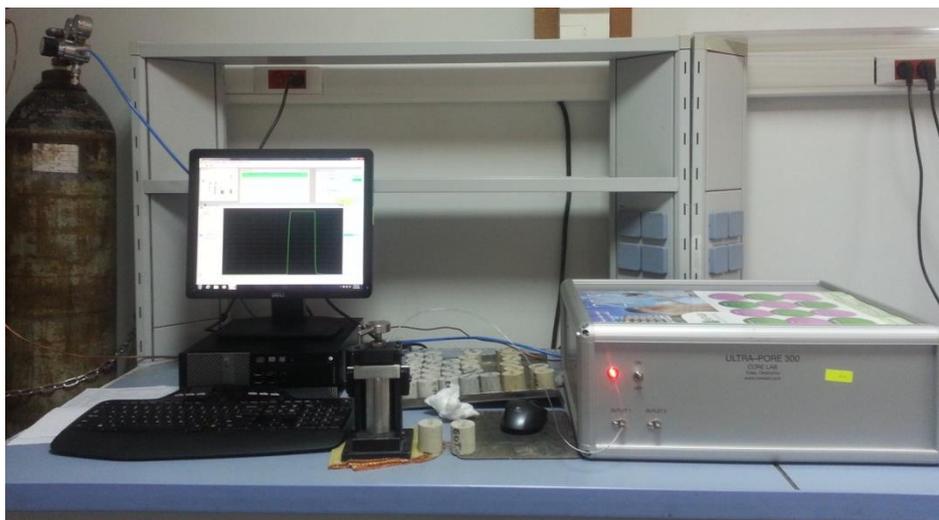


Fig.14 : Schéma représente l'ULTRAPORE-300.

### II.2.3.1. Mode opératoire de l'UltraPore -300 :

Dans notre laboratoire, L'ultra proximètre 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 :

$$P1V1 / T1 = P2V2 / T2$$

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''.

### II.2.3.2.Mesure grain volume par l'Ultra Pore 300 :

La communication avec l'équipement se fait via un logiciel Win-pore. Ce dernier est doté de fenêtres qui affichent les paramètres de mesures en temps réel. Le principe de mesures du volume des grains dérivé de la loi de Boyle par l'équation :

$$P1 .V1/T1 = P2.V2/T2$$

P1 : Pression Initiale

P2 : Pression à l'expansion

V1 : Volume Initiale

V2 : Volume à l'expansion

T1 : Température Initiale

T2 : Température à l'expansion.

Dans le système de l'appareil la température atmosphérique constante donc  $T1=T2$

$$V1*P1=V2*P2$$

$P1=200\text{psi}$  (gaz d'hélium entré)

$V1=$  volume référence (VR) dans le système de valve supply jusqu'à la valve sample (volume référence small +volume référence large)

$P2=$ pression d'expansions traversant l'échantillon  $P2 < P1$

$V2=$  volume référence (VR) + volume matrix (VM) –volume des grains (VG)

$$P1 * VR = P2*(VR+VM - VG)$$

$$VG= (VR+VM) - (P1 * VR)/P2$$

### II.2.3.3.Mesure du volume total par la pompe volumétrique :

Le volume total ( $V_t$ ) est déterminé grâce à une pompe volumétrique 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.



**Fig.15 : Schéma représente la pompe volumétrique [SH-CRD].**

L'appareil doit être calibré avant chaque série de mesure. Il consiste à la calibration du zéro, ensuite mesurer un check plug de volume total connu.

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

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

Le Pore Volume = Volume Total - Grain volume

La Porosité de l'échantillon en % = (Pore volume / Volume total) x 100

#### **II.2.3.4. 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 Win-pore où le grain densité est calculé automatiquement sous la formule :

Densité des grains (gramme/centimètre carré) = Poids/volume solide.

#### **II.2.3.5. Domaine d'utilisation de l'équipement :**

-Mesure du grain et pore volume des échantillons 1" et 1.5".

-Mesure du grain densité.

-Mesure de porosité.

#### **II.2.3.6. Apport au domaine pétrolier:**

-Evaluation des réservoirs.

-Caractérisation du réservoir.

#### **II.2.4. Système de mesures de Porosité et de Perméabilité in situ :**

Le CMS 300 (core measurement system) est un équipement qui a été conçu spécialement pour les tights c'est-à-dire les échantillons très compacts, il mesure la perméabilité et la porosité sous hautes pressions de confinement (de 800 PSI à 9800 PSI) sur des échantillons de dimension

variable (1" et 1.5" de diamètre). La pression de confinement est appliquée sur deux directions (axiale et radiale), cet équipement peut fournir des porosités allant de 0.01% à plus de 30 %, et des perméabilités de l'ordre de 0.00005 MD à 5 Darcy. Il se compose de :

- Unité CMS 300 ;
- Station de pilotage (unité et Ecran) ;
- Quatre vanes (tank, large, medium, et Small) ;
- Carousel (porte échantillon, elle comprend dix-huit échantillons).Pistons ;
- Disque de calibration.



**Fig.15: Schéma représente le CMS 300 [SH-CRD].**

#### **II.2.4.1. Procédure de mesure :**

Une fois les données transférées, choisir les paramètres nécessaires pour l'étude. Numéro de l'échantillon, la côte, la pression de confinement, le volume des pores, la porosité, la perméabilité à l'air, la perméabilité corrigée, le facteur de correction de Klinkenberg, le facteur de turbulence, le nombre de Reynolds, Rayon Hydraulique moyen et l'index de qualité de réservoir.

#### **II.2.4.2. Domaine d'utilisation de l'équipement:**

Mesurer sur des échantillons de carottes, le pore volume et la perméabilité à des pressions de confinement entre 800 psi et 10000 psi

Ce système permet de déterminer des perméabilités de 0.00005 Md à 5 Darcy, et un pore volume entre 0.02 cc à 25 cc.

D'autres paramètres déterminés par le CMS-300 tels que, la perméabilité Klinkenberg, le facteur de glissement Klinkenberg, les facteurs d'inertie alpha et beta et la perméabilité à l'air équivalente.

## **Chapitre III**

### **MODELISATION DE LA ZONE 13**

## 5. MODELISATION DE LA ZONE 13

Dans le présent travail, nous avons essayé à l'aide du logiciel de géo-modélisation 3D « *Petrel* » de réaliser les modélisations suivante :

- 1-modélisation structurale .
- 2-modélisation pétrophysique.

### 5.1 Modélisation structurale

Cette modélisation en 3D constitue le support physique sur lequel les modélisations à venir seront construites. Elle est subdivisée en trois étapes :

#### 5.1.1 Modélisation des failles (Faults modeling)

Cette étape consiste à définir des failles dans le modèle géologique et qui servira de base pour générer des grilles. Ainsi, la figure (fig. 16), montre à travers le "Faultstick" des failles

en forme de bâtonnet ou barrettes.

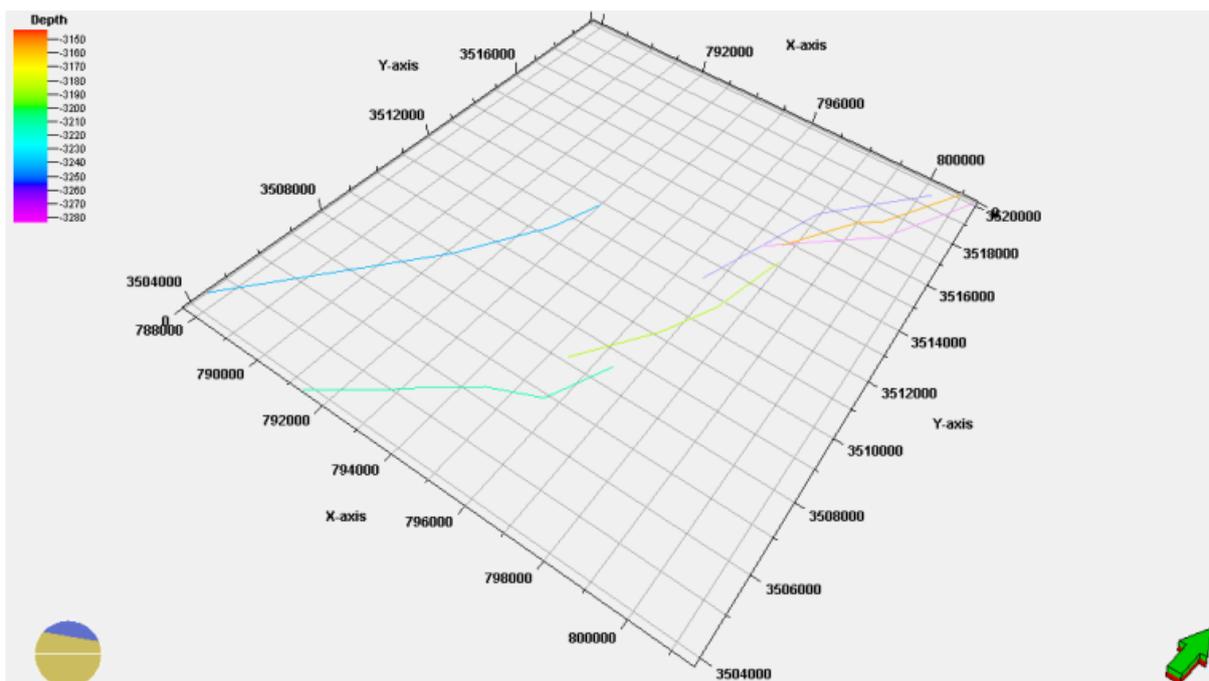


Fig. 16- Les lignes de failles en 2D "Fault stick(sonatrach EP DP 2024

#### A.2.Piliers de maillage (Pillar gridding)

Ce processus permet de générer le maillage en 3D. En d'autre terme, c'est le

squelette sur lequel le modèle reposera (fig. 17), et où les failles vont prendre forme (fig. 9). Le maillage utilisé dans notre étude est de 100 m × 100 m.

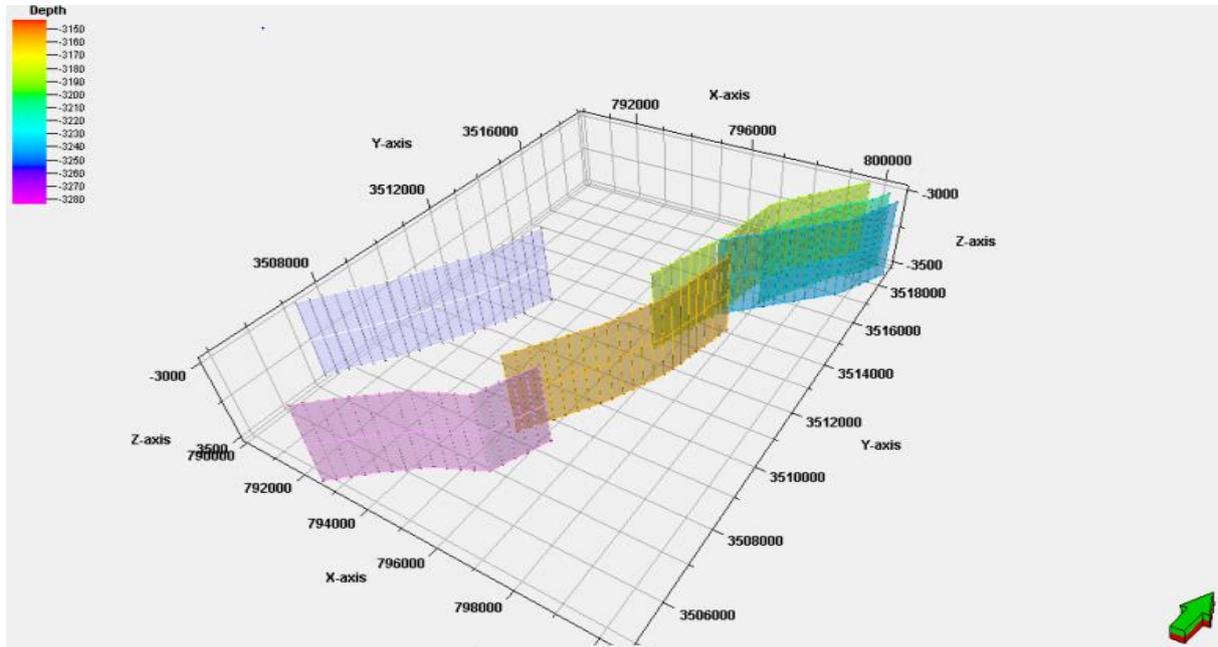


Fig. 17- Failles en 3D après gridding. (sonatrach EP DP 2024)

## 5.2. Construction des horizons

Les principaux horizons sont générés à partir des surfaces principales déjà préparées ci-dessus (R2, Z-PSG, D1, ID, D2, D3 et DH)(fig. 19). La DH est alors déclarée comme érosive et pourra recouper n'importe quel drain sous-jacent. Il est à noter que le contact entre les couches peut être : érosif, discontinu ou bien contact de base.

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure. La figure 20 montre le modèle structural 3D de la zone 13 du champ de Hassi Messaoud.

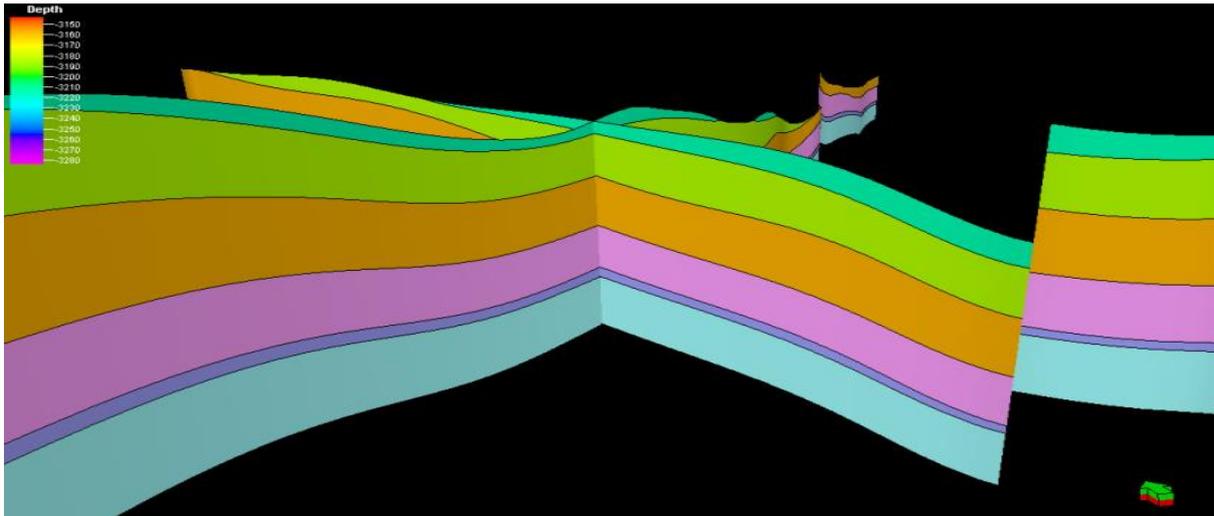


Fig.18- Exemple de construction d'horizon. (sonatrach EP DP 2024)

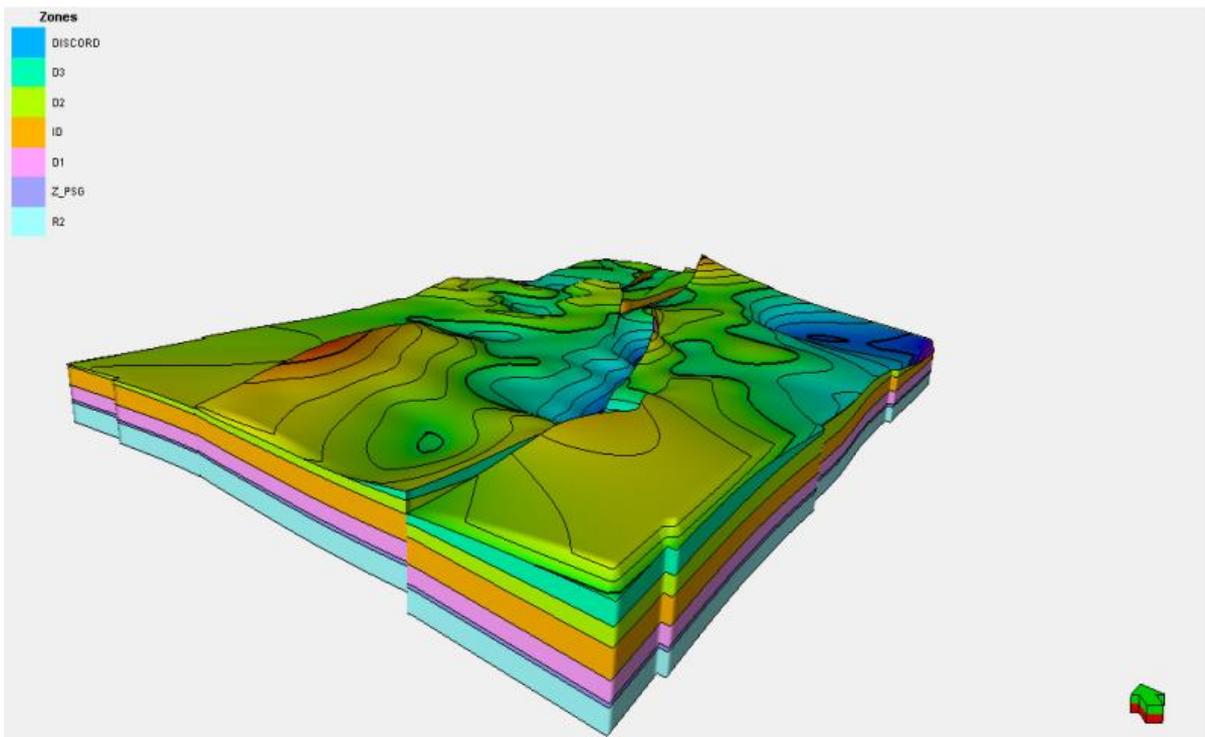


Fig. 19- Modèle structural en 3D de la zone 13. (sonatrach EP DP 2024)

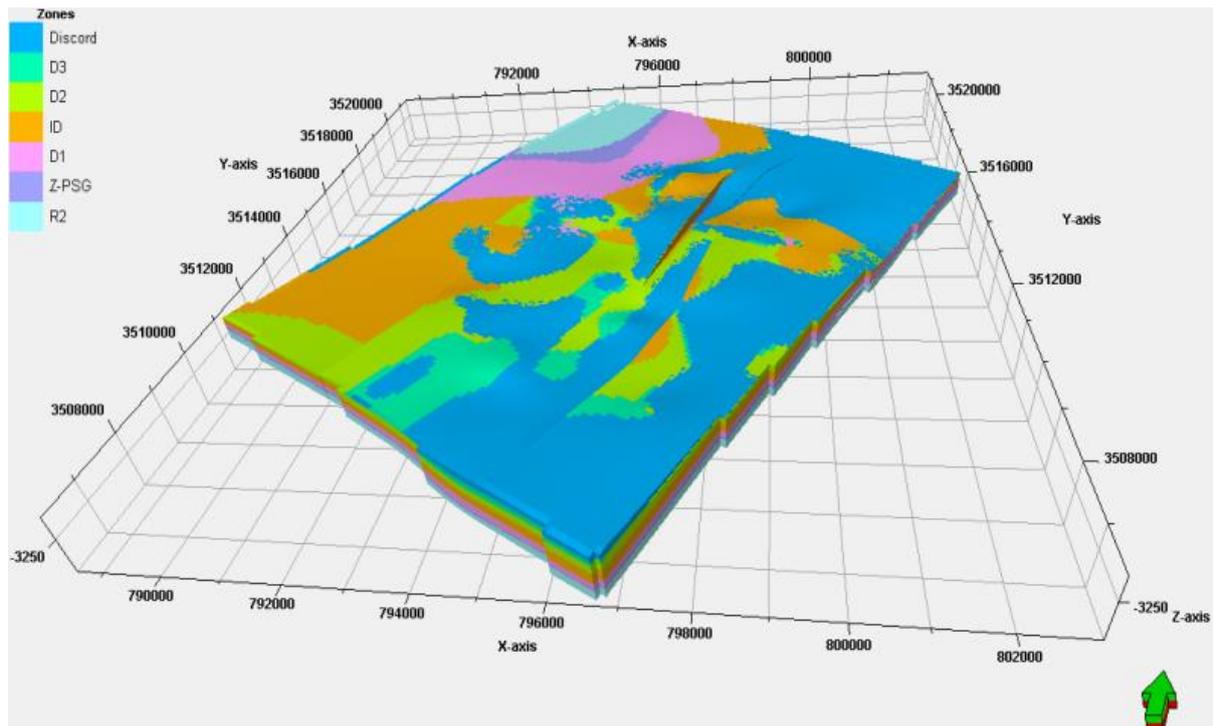


Fig.20- Répartition des drains dans la zone d'étude (sonatrach EP DP 2024)

### 5.3 Modélisation pétrophysique

Pour modéliser les propriétés pétrophysiques de la zone d'étude, à savoir la porosité et la perméabilité, nous avons choisi la méthode dite « méthode de simulation gaussienne ».

#### 5.3.1 Modélisation de la porosité

Elle consiste à établir un modèle de la porosité en 3D (fig. 13). Les résultats ainsi obtenus montrent que la répartition de la porosité est quelque peu perceptible dans tous les drains où les valeurs sont assez bonnes pour parler des caractéristiques d'un bon réservoir. Notons que l'orientation générale de ces tendances semble suivre la direction des failles (N-S) et des chenaux. Ceci confirme fort bien leur l'influence sur la qualité du réservoir.

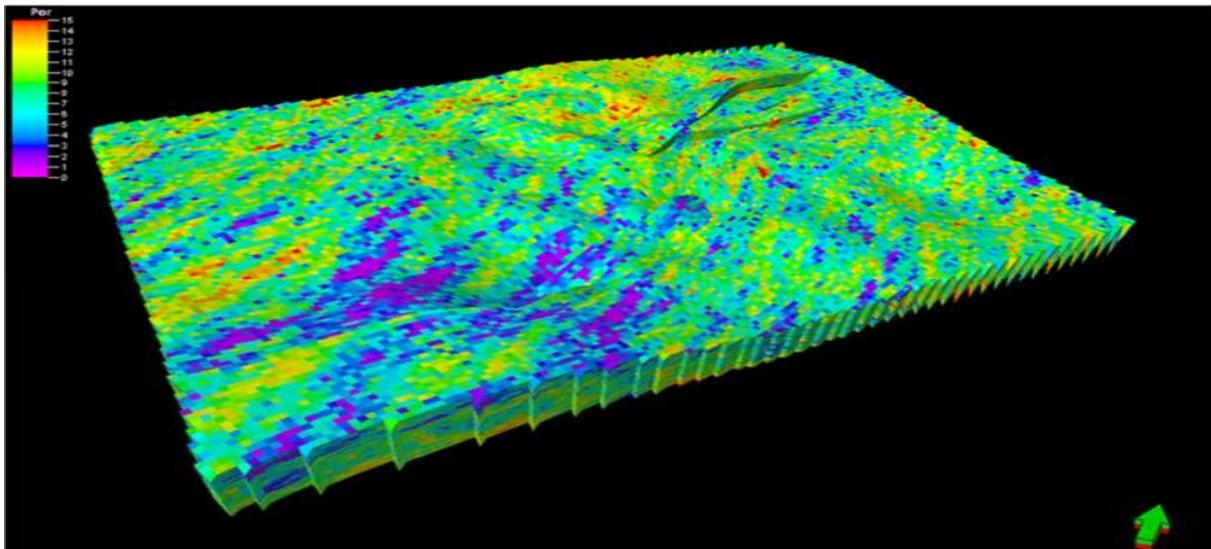


Fig. 21- Modèle de la porosité en 3D de la zone 13(sonatrach EP DP 2024)

## 2. Modélisation de la perméabilité

Vu la forte variabilité de la perméabilité, sa distribution semble plus complexe que la porosité. Dans son ensemble le modèle montre tous les drains présentent des bonnes valeurs de perméabilité (fig. 49).

Toutefois, le caractère anisotropique des grès du réservoir cambrien de Hassi Messaoud admet globalement un axe majeur N-S ; mais qui varie localement la tectonique locale

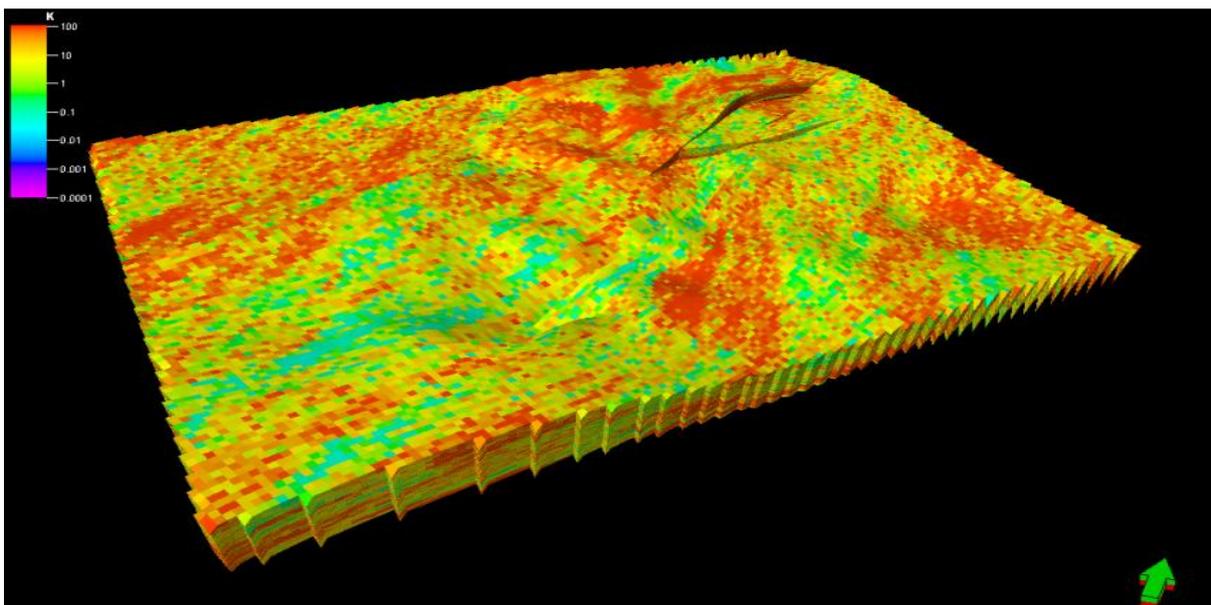


Fig. 22- Modèle de la perméabilité en 3D de la zone 13. (sonatrach EP DP 2024)

la tectonique locale

### **A. Cartes en isopaques**

A la différence des cartes en isopaques, aucune polarité n'a pu être distinguée.

-Au cours du R2, un dépo-centre profond est observé au Nord-Ouest (fig. 30).

-Pendant le Z-PSG (fig. 31) et le D1 (fig. 32), un nouveau schéma se dessine avec

### **B. Cartes en isobathes**

A la différence des cartes en isopaques, aucune polarité n'a pu être distinguée.

-Au cours du R2, un dépo-centre profond est observé au Nord-Ouest (fig. 30).

-Pendant le Z-PSG (fig. 31) et le D1 (fig. 32), un nouveau schéma se dessine avec la création d'un deuxième dépo-centre moins profond, situé vers l'Est. Les deux dépo-centres sont séparés par un horst (fig. 31). Durant cette période, le rôle de la tectonique

locale s'affirme nettement.

- A partir du ID, nous assistons à un approfondissement progressif au Sud de la zone d'étude (puits MD61). Il s'agit d'un approfondissement lié au jeu de la tectonique locale et/ou régionale. locale s'affirme nettement

- A partir du ID, nous assistons à un approfondissement progressif au Sud de la zone d'étude (puits MD61). Il s'agit d'un approfondissement lié au jeu de la tectonique locale et/ou régionale. B. Cartes en isobathes a la différence des cartes en isopaques, aucune polarité n'a pu être distinguée.

-Au cours du R2, un dépo-centre profond est observé au Nord-Ouest (fig. 30).

-Pendant le Z-PSG (fig. 31) et le D1 (fig. 32), un nouveau schéma se dessine avec en isopaques, s'affirme nettement.

- A partir du ID, nous assistons à un approfondissement progressif au Sud de la zone d'étude (puits MD61). Il s'agit d'un approfondissement lié au jeu de la tectonique locale et/ou régionale.

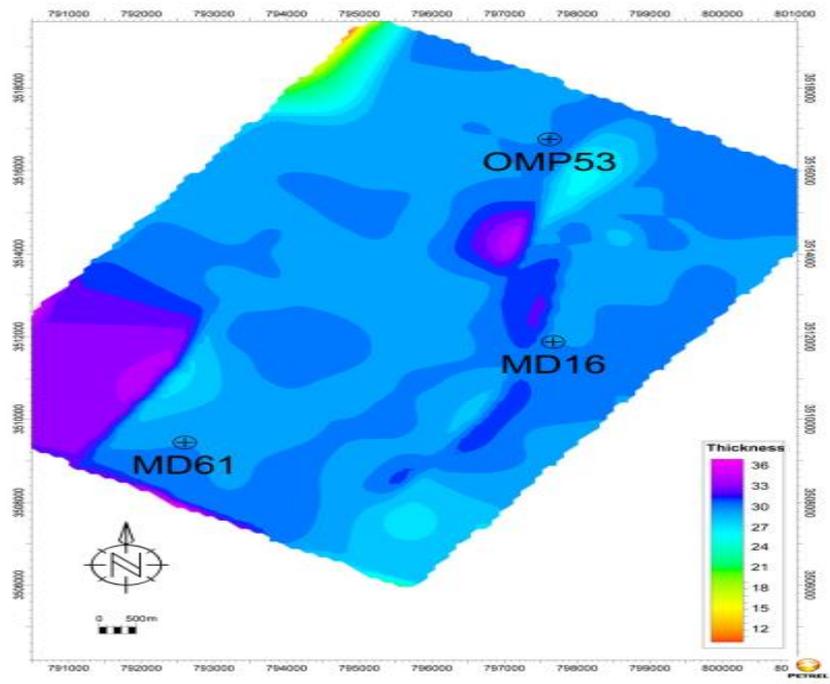


Fig. 22- Carte en isopaque du draine R2 (sonatrach EP DP 2024)

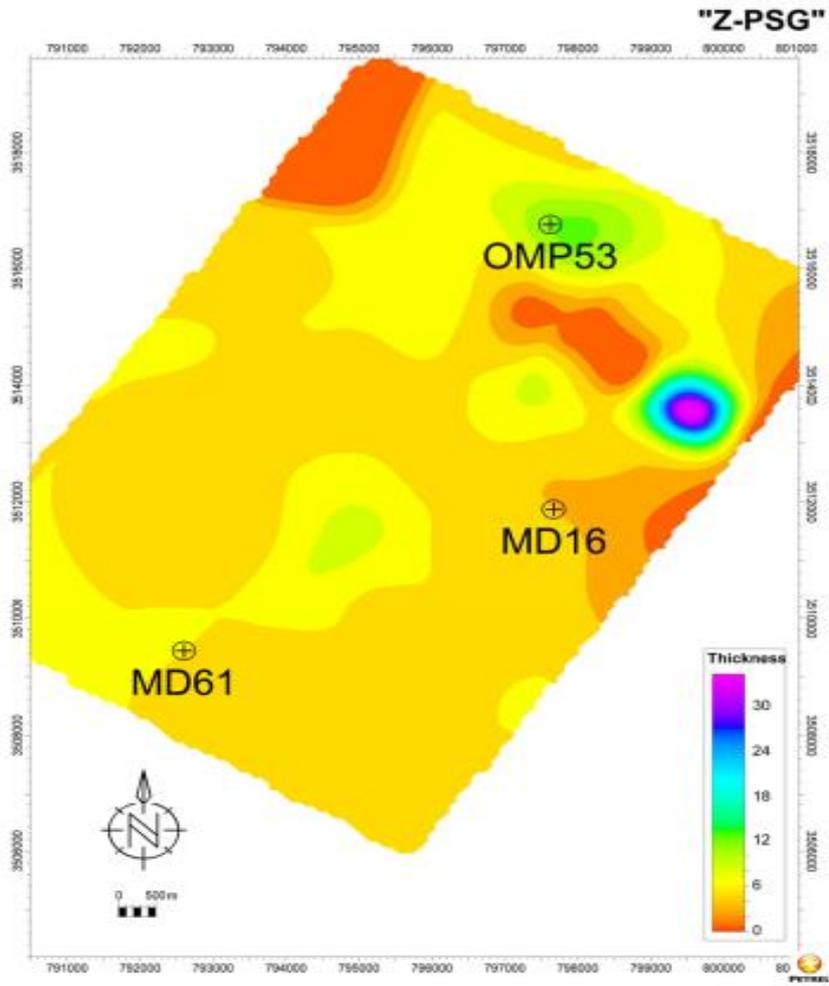


Fig. 23- Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique Z-PSG du drain Ra (sonatrach EP DP 2024)

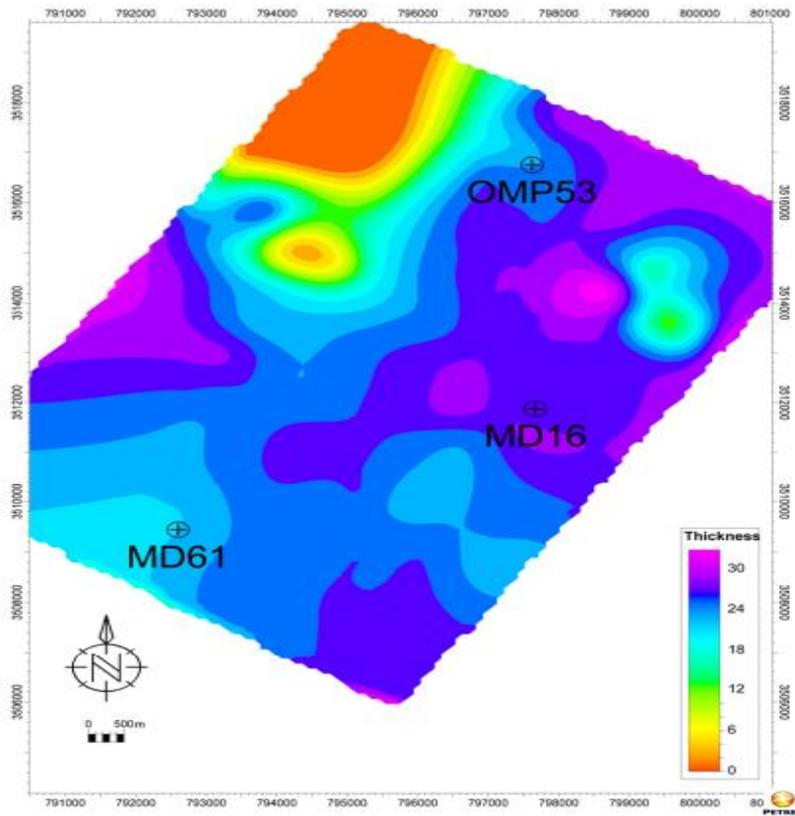


Fig. 24- Carte en isopaque du draine D1 (sonatrach EP DP 2024)

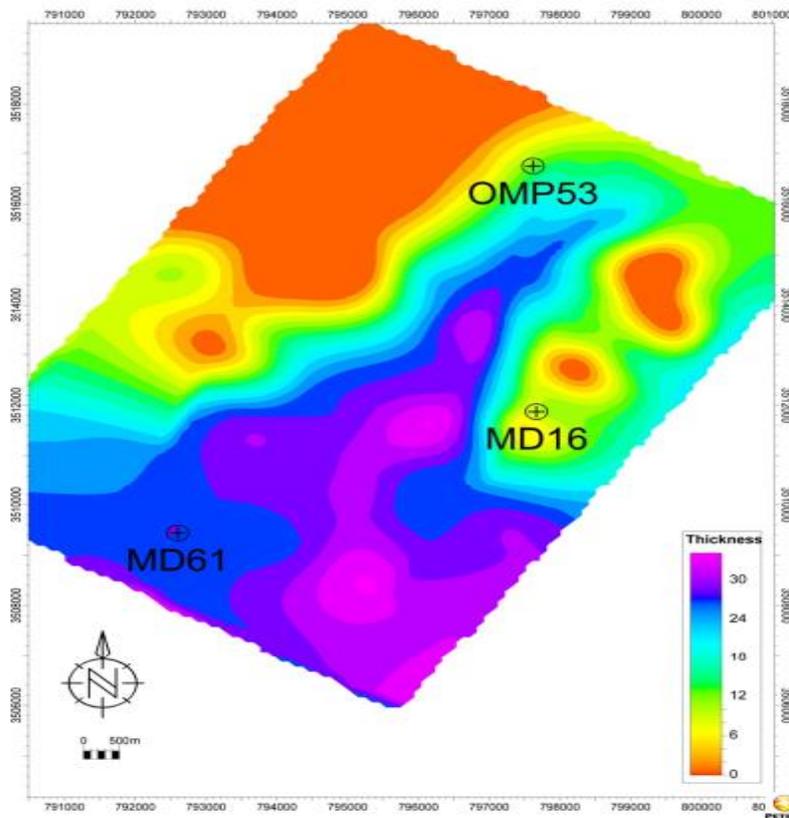


Fig. 25- Carte en isopaque du draine Ra (sonatrach EP DP 2024)

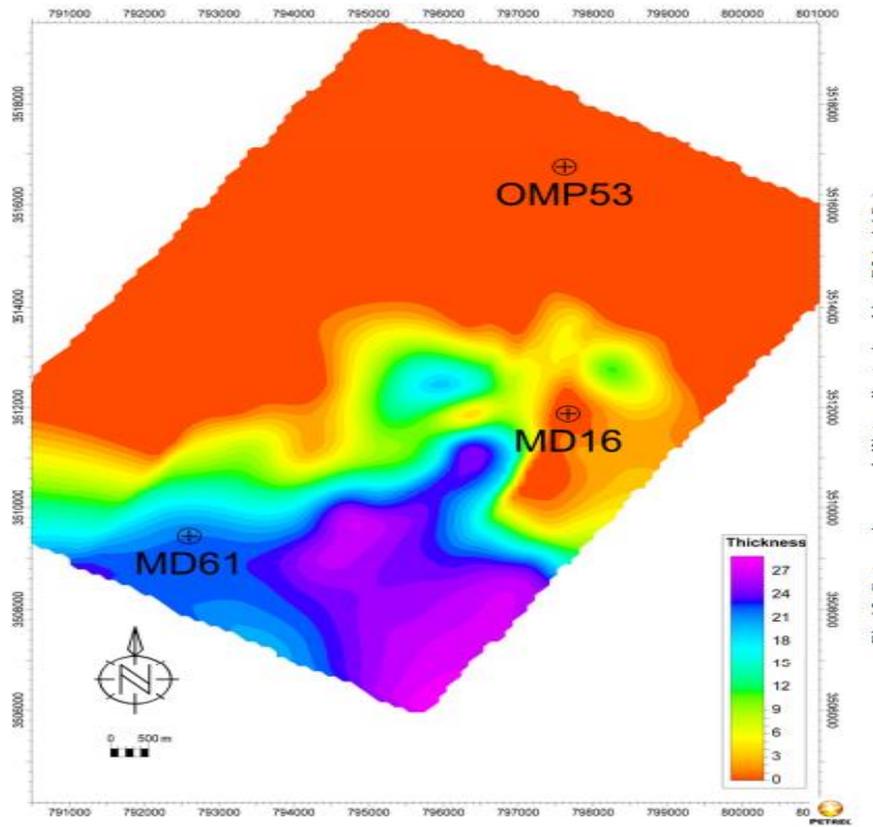


Fig. 26- Carte en isopaque. du draine D2 (sonatrach EP DP 2024)

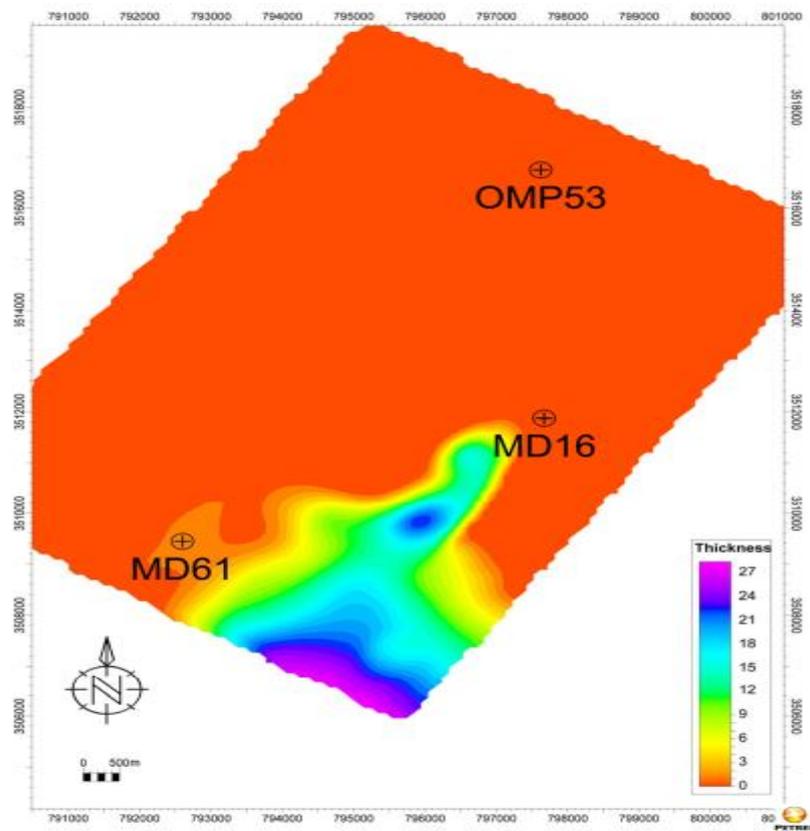


Fig. 27- Carte en isopaque du draine D3 (sonatrach EP DP 2024)

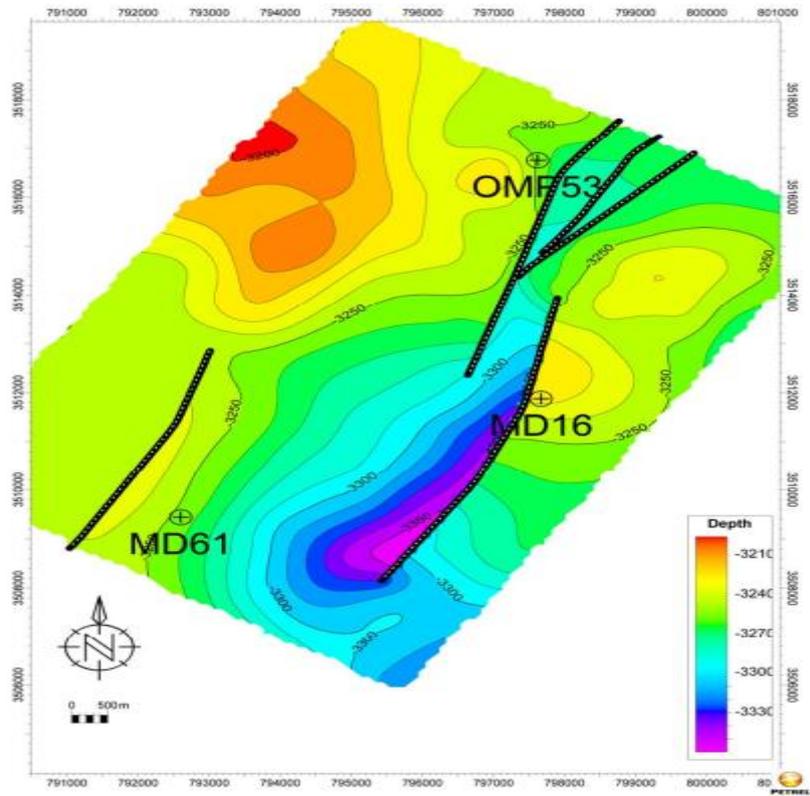


Fig. 28- Carte en isobathe du draine R2 (sonatrach EP DP 2024)

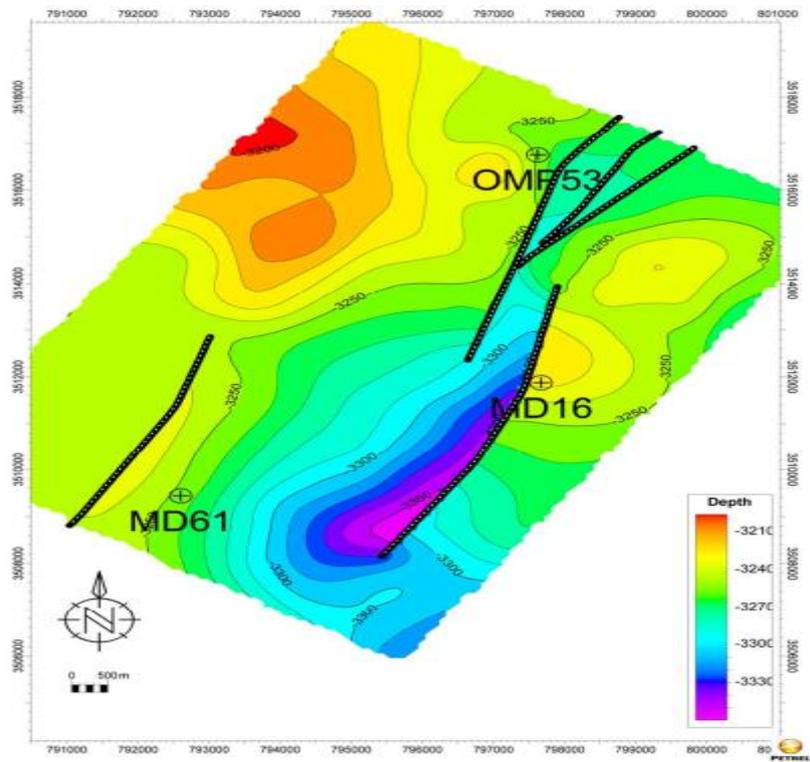


Fig. 29- Carte en isobathe du draine Z-PSG R2 (sonatrach EP DP 2024)

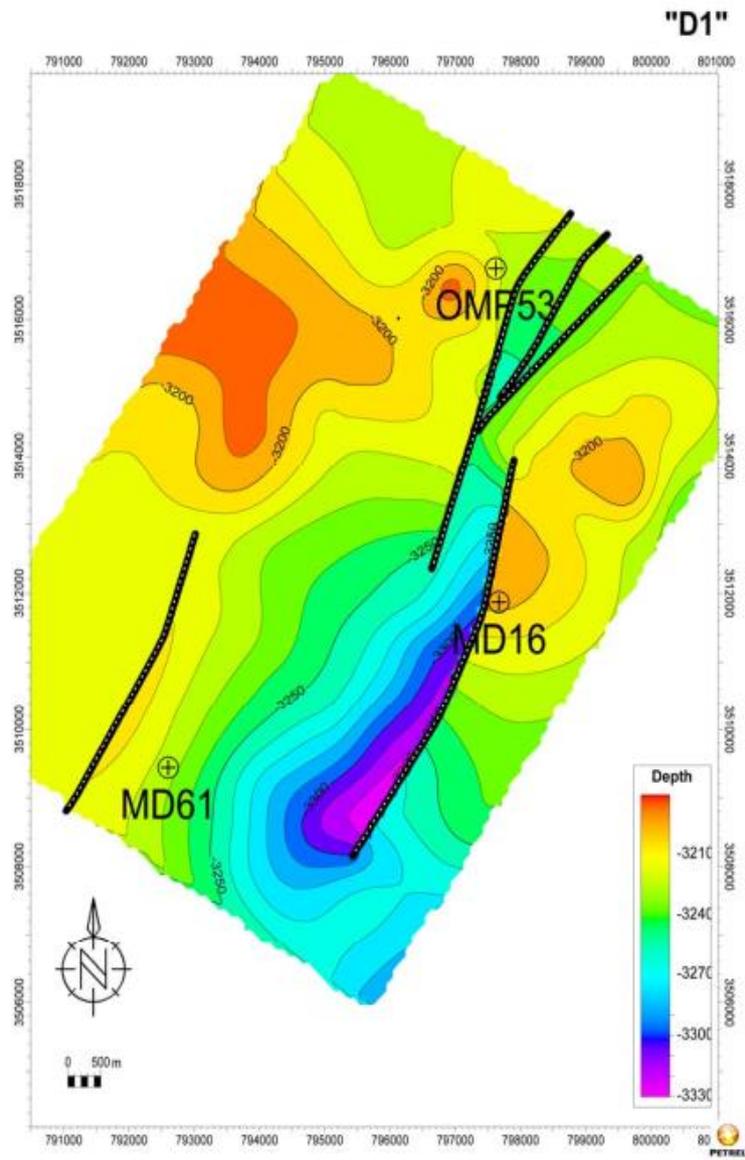


Fig. 30- Carte en isobathe du drifine D1 (sonatrach EP DP 2024)

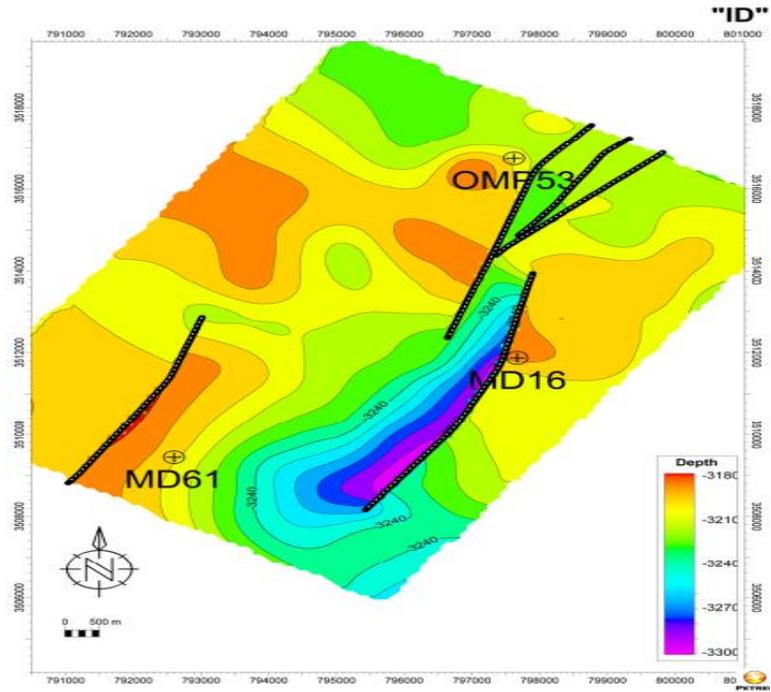


Fig. 31-Carte en isobathe du driane ID (sonatrach EP DP 2024)

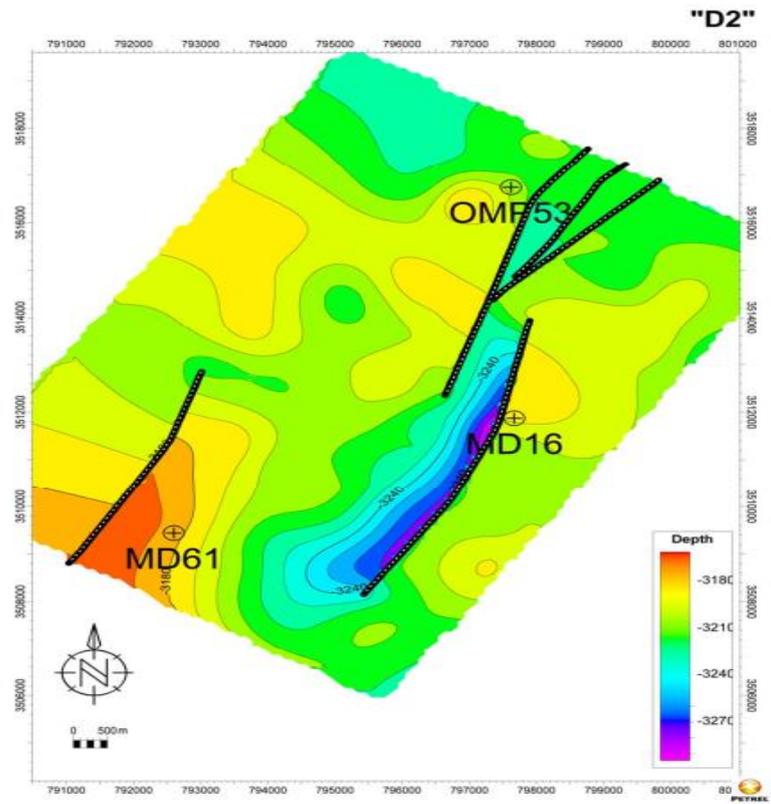


Fig. 32- Carte en isobathe du draine D2 (sonatrach EP DP 2024)

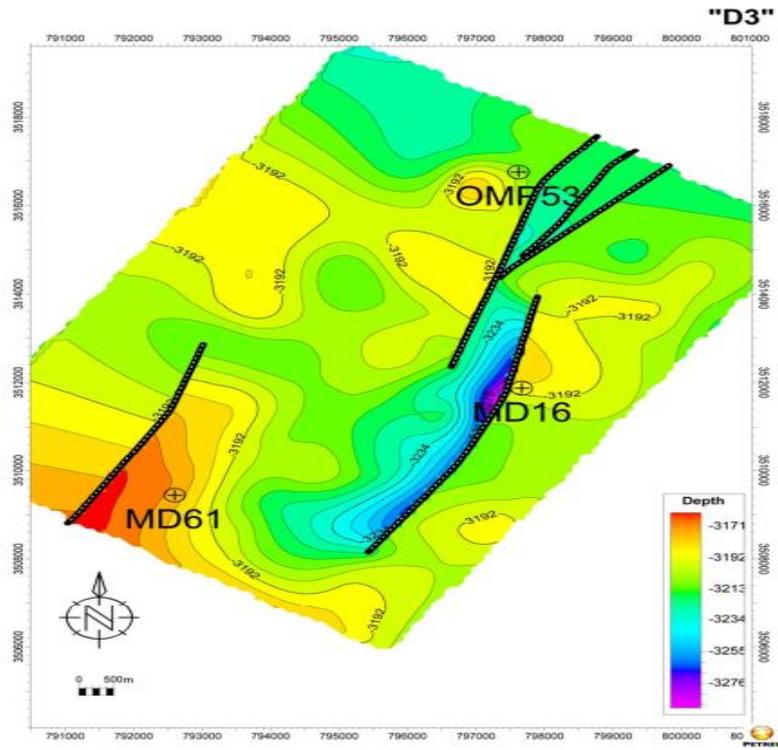


Fig. 33- Carte en isobathe du draine D3 (sonatrach EP DP 2024)

## **CONCLUSION GENERALE**

**Au terme de ce mémoire, nous essayons d'exposer ici les principaux résultats obtenus.**

### **I. SEDIMENTOLOGIE**

**L'étude des carottes considérées (puits : MD24 et OMP11) montre que le réservoir cambrien est constitué essentiellement de grès et de grès quartzitique admettant des niveaux argilo-silteux. La présence des structures sédimentaires (litage oblique, litage entrecoupés et quelques traces d'origine organique évoque un milieu de dépôt de type fluviatile en tresse soumis vers le haut à des influences marines.**

### **II. PETROPHYSIQUE**

**L'évolution spatio-temporelle à travers les cartes en iso-porosité et en isoperméabilité montre d'abord que la porosité est relativement assez bonne à la base de la série lithostratigraphique Ra (D1 et ID) et faible à moyenne vers le haut Ra (D2 et D3).**

**Par ailleurs, les cartes en iso-perméabilité montrent des valeurs beaucoup plus importantes qui peuvent atteindre 160 md. Vers le Sud de la zone d'étude, les valeurs de la perméabilité restent faibles.**

### **III. DIAGENESE DES GRES**

**L'étude diagénétique réalisée sur les faciès gréseux du réservoir cambrien de Hassi Messaoud (puits : MD24 et OMP11) a permis de distinguer trois stades :**

#### **A. Cimentation**

**Les faciès étudiés se distinguent principalement par la présence d'une matrice siliceuse et argileuse. Notons parfois la présence d'une matrice carbonatée ou anhydritique.**

#### **B. Dissolution et porogénèse**

**Alors que la dissolution affecte préférentiellement le ciment siliceux, deux types porosités ont été observés dans certains échantillons. Il s'agit de la porosité primaire (liée à**

**la lithification précoce) et de la porosité secondaire (liée à la dissolution et à la fracturation).**

