

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



**Mémoire de Master Professionnel
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie pétrolière**

THEME

**Apport les études structurale et pétrophysique
du Secteur Sud Ouest de La zones 23 (Hassi
Messaoud), à l'implantation des puits Short
Radius**

Présenté par


BOUDOUDA Amira

Soutenu publiquement le: 04/ 06 / 2017

Devant le jury :

| | | |
|--------------|--------------------------|-----------------------|
| Président : | Dr. BELAKSIR Mouhamed | M. A. B Univ. Ouargla |
| Promotrice : | Dr. HAMMAD Nabila | M. A. B Univ. Ouargla |
| Examineur : | Mr. ZAIMECHE AMEUR Ouafi | M. A. B Univ Ouargla |

Année Universitaire : 2016/2017



*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU *Allah*, notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.*

Toute mon infinie gratitude va à mon promoteur, Hammad Nabila pour son encadrement.

Je voudrais remercier vivement Mr. BELAKSIR Mouhamed, pour la direction de ce mémoire de fin d'étude, pour ses conseils.

Et Mr. Kadri Mohamed Mehdi, pour encouragements et ses orientations.

Mes vifs remerciements aux personnels de SH/DP/HMD, particulièrement Mr. BOUDOUDA Nour Eddine chef devisions ressource humains SONATRACH DP.

Mr. SALAH.B , Mr. FAROUK, B, Mr. ATMAN.Z,

Mr. Benasar, Mr. MABROUK, et Mr. HAMMA.T,

Mme FAYZA, Mme Ahlam, Mme Linda

Pour leur soutien et leur aide précieuse.

Je remercie aussi l'ensemble des membres de jury qui m'ont fait l'honneur d'accepter de juger mon travail.


Monsieur BELAKSR Mouhamed, Maître-assistant classe (B), qui m'a fait l'honneur de présider le jury.

Monsieur AMEUR ZAIMECHE Ouafi, Maître-assistant classe (B) pour avoir accepté de faire partie du jury et d'apporter son avis et ses critiques.

À tous ceux qui de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce Mémoire.

Mes profonds remerciements vont également à l'ensemble de la famille Enseignante de Département des Sciences de la Terre et de l'Univers de L'Université d'Ouargla.

Enfin, j'exprime toute ma gratitude à mes collègues et amis pour leurs Encouragements lors de la réalisation de ce travail.



Dédicace

**Je dédie ce travail*:*

**A l'être le plus cher de ma vie ; Ma mère **

**A qui m'a toujours aidé et soutenu, vous m'avez transmis
l'amour de la science et le savoir ; A Mon père.*

** A mes frères Badis, Anis, Abdellah, Ghofran. A ma sœur
Roumaïssa.*

**A toutes les familles *BOUDOUDA* et *CHENTTI*
sans exception et toute qui connu Moi.*

** A tous mes amis.*

** A toutes promos Géologie Pétrolière*.*

BOUDOUDA AMIRA



Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. | 4 |
| Figure 2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud | 5 |
| Figure 3: Coupe stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud | 6 |
| Figure 4: Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud..... | 8 |
| Figure 5: Cadre de zonation du champ de Hassi Messaoud | 10 |
| Figure 6: Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la structure tectonique faillée du champ de Hassi Messaoud | 11 |
| Figure 7: Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi Messaoud..... | 12 |
| Figure 8: piges stratigraphiques | 13 |
| Figure 9: Région du champ d’huile de Hassi Messaoud section dans le paléozoïque..... | 14 |
| Figure 10: Zones et numération des puits | 17 |
| Figure 11: Carte de position des puits de secteur d’étude SW-Zone 23 | 17 |
| Figure 12: Carte de position des puits de secteur d’étude SW-Zone 23 | 21 |
| Figure 13: Sismique réflexion 2D..... | 24 |
| Figure 14: Schémas d’outil CAST-V (Rapport d’imagerie..... | 25 |
| Figure 15: Schémas de la corde d’outil d’OMRI (LHS) et d’une garniture simple d’OMRI..... | 26 |
| Figure 16: Présentation de la composition de l’outil OBMI..... | 27 |
| Figure 17: présentation de la composition de l’outil UBI..... | 28 |
| Figure 18: Schéma récapitulatif explique défèrent Outils d’Imagerie..... | 28 |
| Figure 19: Schéma récapitulatif explique les étapes de l’étude statistique | 33 |
| Figure 20: interface de PETREL 2015..... | 35 |
| Figure 21: Schéma récapitulatif explique les étapes de la modélisation du secteur d’étude | 40 |
| Figure 22: Classification des puits horizontaux..... | 43 |
| Figure 23: Architecture d’un Short Radius..... | 49 |
| Figure 24: La carte en isobathes (2D) de la discordance hercynienne DH..... | 56 |
| Figure 25: Carte en isobathes (2D) au toit du Ri – Supérieur..... | 57 |
| Figure 26: L carte en isobathes (2D) au toit du Ri – Inferieur..... | 58 |

| | |
|---|-------|
| Figure 27: La carte en isobathes (2D) au toit du D4..... | 58 |
| Figure 28: La carte en isobathes (2D) au toit du D3..... | 59 |
| Figure 29: Profils sismiques (A et B) des puits MD330, MD639, MD629, MD264 etMD447 | 62 |
| Figure 30: section sismique (C et D) passant par le MD612, MD629 et MD621 | 62 |
| Figure 31: section sismique passant par les puits MD284 et MD629..... | 63 |
| Figure 32: corrélation enter les puits de secteur (Petrel 2015) | 66-69 |
| Figure 36: Carte de polygone du secteur d'étude (Petrel 2015) | 67 |
| Figure 37: Carte position des failles dans le secteur d'étude (Petrel 2015)..... | 71 |
| Figure 38: Carte position des failles modélisées en 2D (Petrel 2015)..... | 72 |
| Figure 39: réseaux des failles modélisées en 3D Affectant le secteur d'étude (Petrel 2015)..... | 72 |
| Figure 40: Griding (modèle géo cellulaires) en 3D (Petrel 2015). | 72 |
| Figure 41: Make horizons (DH, R2ab) (Petrel 2015) | 73 |
| Figure 42: Horizon DH en 3D (Petrel 2015) | 73 |
| Figure 43: Make zones (Petrel 2015)..... | 73 |
| Figure 44: Modèle en 3D des drains (Petrel 2015) | 74 |
| Figure 45: Carte structurale au toit du Ri-inf (Petrel 2015)..... | 75 |
| Figure 46: carte structurale au toit du D4 (Petrel 2015) | 75 |
| Figure 47: La Coupe géologique des puits MD284, MD685, MD621, MD635de direction (ENE-WSW) (Petrel 2015)..... | 76 |
| Figure 48: La Coupe géologique des puits : MD647, MD685, MD621, MD635, MD6460..... | 77 |
| Figure 49: La Coupe géologique des puits : MD284, MD647, MD612 de direction (NW-SE)..... | 77 |
| Figure 50: La Coupe géologique des puits : MD647, MD685, MD621, MD635 de direction (NE-SW)..... | 78 |
| Figure 51: La Coupe géologique des puits : MD629, MD621, MD646 de direction (NW-SE).... | 79 |
| Figure 52: La Coupe géologique des puits : MD634, MD629,MD621, MD646 de direction (NW-SE)..... | 79 |

| | |
|---|----|
| Figure 53: Lying (Make Layers) (Petrel 2015) | 80 |
| Figure 54: découpage en layers des différents drains (Petrel 2015)..... | 80 |
| Figure 55: petrophysical Modeling (Petrel 2015)..... | 80 |
| Figure 56: Modèle en 3D de la Porosité (Petrel 2015)..... | 81 |
| Figure 57: Carte en isoporosité au toit du Ri-inf (Petrel2015)..... | 82 |
| Figure 58: Carte en isoporosité au toit du D4 (Petrel 2015)..... | 88 |
| Figure 59: Carte en isoporosité au toit du D3 (Petrel 2015)..... | 89 |
| Figure 60: Modèle en 3D de la Perméabilité (Petrel 2015)..... | 83 |
| Figure 61: Carte en isoperméabilité au toit du Ri-inf (Petrel 2015)..... | 84 |
| Figure 62: Carte en isoperméabilité au toit du D4 (Petrel 2015)..... | 85 |
| Figure 63: Carte en isoperméabilité au toit du D3 (Petrel 2015)..... | 85 |
| Figure 64: L’histogramme de répartition de la porosité de Ri-sup (Petrel 2015)..... | 86 |
| Figure 65 : L’histogramme de répartition de la perméabilité de Ri-sup (Petrel 2015)..... | 87 |
| Figure 66: L’histogramme de répartition de la porosité de Ri-arg (Petrel 2015)..... | 87 |
| Figure 67: L’histogramme de répartition de la perméabilité de Ri-arg (Petrel 2015)..... | 88 |
| Figure 68: L’histogramme de répartition de la porosité de Ri-inf (Pétrel 2015)..... | 88 |
| Figure 69: L’histogramme de répartition de la perméabilité de Ri-inf (petrel 2015)..... | 89 |
| Figure 70: L’histogramme de répartition de la porosité de D4 (Petrel 2015)..... | 89 |
| Figure 71: L’histogramme cumulé de répartition de la perméabilité de D4 (Petrel 2015)..... | 90 |
| Figure 72: L’histogramme de répartition de la porosité de D3 (Petrel 2015)..... | 90 |
| Figure 73: L’histogramme de répartition de la perméabilité de D3 (Petrel 2015)..... | 91 |
| Figure 74: Corrélacion entre la porosité et la perméabilité de PPH ouvert MD612 (Petrel 2015)... | 91 |
| Figure 75: Corrélacion entre la porosité et la perméabilité de PPH fermé MD646 (petrel 2015).... | 92 |
| Figure 76: Profil du SR N°01 de puits MD284..... | 96 |
| Figure 77: carte structurale au toit du Ri-inf..... | 97 |
| Figure 78: carte structurale au toit du D4..... | 97 |
| Figure 79: carte isoporosité au toit du Ri-inf..... | 98 |
| .Figure 80: carte isoperméabilité au toit du Ri-inf..... | 98 |

| | |
|--|-----|
| Figure 81: coupe de perméabilité pour le puits MD284 en Short Radius..... | 99 |
| Figure 82: coupe de porosité pour le puits MD284 en Short Radius..... | 100 |
| Figure 83: LOG COMPOSITE de puits MD284..... | 101 |
| Figure 84: La carte structurale au toit du Ri – Inferieur(MD636)..... | 103 |
| Figure 85: carte isoperméabilité au toit du Ri-inf..... | 104 |
| Figure 86: carte isoperpéabilité au toit du D4..... | 104 |
| Figure 87: carte isoporosité au toit du Ri-inf..... | 105 |
| Figure 88: carte isoporosité au toit du D4..... | 105 |
| Figure 89: coupe de perméabilité pour le puits MD636 en Short Radius..... | 106 |
| Figure 90: coupe de porosité pour le puits MD636 en Short Radius. | 107 |
| Figure 91: LOG COMPOSITE du puits MD636 | 108 |

Liste des tableaux

| | |
|---|-----|
| Table 1: l'intervalle des puits carottés dans le secteur d'étude | 23 |
| Table 2: les épaisseurs et les découpages (nombre des couches) des différents drains utilisés dans la modélisation | 36 |
| Table 3: Derniers jaugeages des puits du secteur d'implantation..... | 55 |
| Table 4: l'imagerie des puits de secteur d'étude | 64 |
| Table 5: Comparaisons les résultats des corrélations de la porosité et la perméabilité de quelque puits de secteurs avec les résultats des carottes..... | 93 |
| Table 6: Caractéristiques pétrophysique de réservoir cas du puits MD284..... | 95 |
| Table 7: Caractéristiques pétrophysique du réservoir cas du puits MD636..... | 102 |

Liste des abréviations

2D : deux dimension.

3D : trois dimension.

D: drin.

DH: Discordance Hercynienne.

GOR: gaz oil ration.

GR: Gamma Ray.

HMD: Hassi Messaoud.

Q : Porosité

K: Perméabilité.

mD : milli Darcy.

N : Nord. **W** : Ouest. **E** : Est. **S**: Sud.

R : Réservoir.

Ra : Réservoir anisométrique.

Ri : Réservoir isométrique.

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

SLB: Schlumberger.

TD : Total Depth.

NPHI : porosité neutron.

QH : Quartzite Hamra

GEA : Grés El Atchan

AEG : Argile d'El Gassi

Z-ALT : Zone Alternance

ID : Inter Drais

Z-PSG : Zone de passage.

TVD : Total vertical depth

Sommaire

| | |
|----------------------------------|----------|
| Introduction général..... | 2 |
|----------------------------------|----------|

Chapitre I : cadre géologie régionale et locale de secteur d'étude

| | |
|--|-----------|
| 1. Présentation du champ de Hassi Messaoud | 4 |
| I. Situation géographique..... | 4 |
| II. Situation géologique | 5 |
| III. Stratigraphie du champ | 5 |
| III.1 Socle cristallin | 7 |
| III.2 Infracambrien..... | 7 |
| III.3 Paléozoïque..... | 7 |
| III.3.1 Cambrien | 7 |
| III.3.2 Ordovicien..... | 8 |
| III.3.3 Mésozoïque | 8 |
| III.3.4 Cénozoïque | 10 |
| IV. Aperçu structural du Champ de Hassi Messaoud..... | 10 |
| V. Aspect pétrolier du Champ de Hassi Messaoud | 11 |
| V.1. Roche mère..... | 11 |
| V.2. Roche couvertures..... | 12 |
| V.3. Pièges..... | 12 |
| V.4. Migration des hydrocarbures..... | 15 |
| VI. Description et caractéristiques du réservoir | 15 |
| 2. Présentation du secteur d'étude | 16 |
| I. Introduction | 16 |
| II. Au plan stratigraphique..... | 18 |
| III. Au plan structural | 19 |
| III.1. Description du réservoir de champ Hassi Messaoud | 19 |
| III.2. Description des drains du réservoir Cambrien de secteur SW de la zone 23..... | 19 |
| III.3. L'aspect structural de secteur d'étude..... | 20 |
| IV. Au plan productif..... | 21 |

Chapitre II : Méthodologie et moyens utilisés

| | |
|--|----|
| I. Introduction | 22 |
| II. Principe et moyens utilisés | 22 |
| II.1. L'étude structurale | 22 |
| II.1.1. Données de Forage..... | 22 |
| II.1.2. Macroscopique..... | 22 |
| II.1.3. Sismique..... | 23 |
| II.1.4. Imagerie..... | 24 |
| II.1.4.1. Avantages de L'imagerie | 24 |
| II.1.4.2. Les différents outils d'imagerie | 25 |
| a. CAST-V..... | 25 |
| b. OMRI..... | 26 |
| c. OBMI..... | 26 |
| d. UBI..... | 27 |
| II.1.4.3. L'utilisation de l'imagerie sur les carottes | 28 |
| II.2. Etude pétrophysique | 29 |
| II.2.1. Introduction..... | 29 |
| II.2.1.1. La porosité..... | 29 |
| II.2.1.2. La perméabilité | 29 |
| II.2.1.3. Etude pétrophysique par drains..... | 29 |
| II.2.2. Issus par diagraphies | 29 |
| II.2.2.1. Le Gamma Ray | 30 |
| II.2.2.2. Le Log Neutron | 30 |
| II.2.2.3. La Résistivité..... | 30 |

| | |
|--|----|
| Paramètres Pétrophysique par diagraphie..... | 30 |
| II.2.3. Approche statistique..... | 31 |
| II.2.4. Modélisation..... | 34 |
| II.2.4.1. Les principaux objectifs de la modélisation..... | 34 |
| II.2.4.2. Modélisation de secteur SW de la zone 23 | 35 |
| II.2.4.3. Construction du Modèle Géologique..... | 37 |
| II.2.4.4. Moyens utilisées..... | 37 |
| a. Modèle Structural..... | 38 |
| b. Modèle Pétrophysique..... | 39 |
| III. Application et évaluation de Short Radius..... | 41 |
| III.1. Introduction de forage horizontal..... | 41 |
| III.1.1. Applications des puits horizontaux..... | 42 |
| III.1.2. Classification des puits horizontaux | 43 |
| III.1.3. Sélection des Puits | 47 |
| III.1.4. Choix des drains à cibler | 47 |
| III.1.5. Choix de l'azimut | 48 |
| III.1.6. Architecture d'un Short Radius..... | 49 |

Chapitre III : Résultats et discussions

| | |
|---|----|
| 1. sismique | 50 |
| 1.1. L'interprétation des cartes structurales des drains de secteur d'étude | 50 |
| 1.2. Interprétation des résultats des puits forés | 56 |
| 1.3. Description Macroscopique | 59 |
| 1.4. Etude structurale L'interprétation les données | 62 |
| 1.5. L'interprétation les données d'imagerie des puits de secteur..... | 64 |
| 2. Etude pétrophysique..... | 65 |

| | |
|---|------------|
| 2.1. L'interprétation les données diagraphies | 65 |
| 2.2. Modélisation..... | 70 |
| 2.3. Analyse l'approche statistique..... | 86 |
| 3. Les puits candidats en SHORT RADIUS | 95 |
| Conclusion | 110 |
| Bibliographie | |
| Liste des figures | |
| Liste des tableaux | |
| Liste des abréviations | |
| Annexe | |

I N T R O D U C T I O N G E N E R A L E

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde, sa structure correspond au prolongement vers le Nord du mole d'Amguid el Biod, ce champ a subit d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distensives, d'autre part par la transformation diagénétique, dans le réservoir lors de son enfouissement au cours des temps géologique. Ce champ a connu une hétérogénéité en la distribution des paramètres pétrophysique et pétrographiques.

Le secteur Sud Ouest de la zone 23 située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud prend le même caractère et dont la distribution des paramètres pétrophysique semble être profondément influencée par l'histoire géologique de la région. L'ensemble des forages réalisés dans le secteur d'étude confirme cette complexité structurale et pétrophysique. Ce qui rend plus difficile un futur plan de développement au niveau de cette zone.

L'étude structurale et pétrophysique sont deux volets très importants dans une éventuelle caractérisation d'un réservoir pétrolier. Ils contribuent directement dans sa rentabilité et son taux de production.

L'étude pétrophysique devrait permettre les variations des paramètres pétrophysique tel que porosité et perméabilité afin d'estimer les performances de productions des différents drains traversant le réservoir ainsi que les directions favorables à l'exploitation.

Dans ce sens, les gens de Sonatrach, division de production, base IRARA nous ont proposé un travail d'une caractérisation structurale et pétrophysique des réservoirs cambro-ordovicien dans le secteur Sud-ouest de la zone 23.

Pour atteindre l'objectif de ce travail, certaines données sont mises à notre disposition (sismique diagraphies) qui fait l'objet de multiples analyses et interprétations. Nous envisageons également de sélectionner quelque puits à faible potentialité en hydrocarbures qui devrait être repris en Short Radius.

Plan du mémoire

Ce présent mémoire s'article sur l'étude structurale et pétrophysique par la modélisation du secteur Sud Ouest de la zone 23 est subdivisé en quatre (04) chapitres :

Introduction

1) Cadre géologique régional et local : ou on décrit le contexte de l'étude à travers une synthèse bibliographique sur le champ pétrolier d'Hassi Messaoud. Ainsi que le secteur d'étude (SW de la zone 23).

2) Méthodologie et moyens utilisés, partagé en deux :

- Etude structurale : Données de Forage, étude Macroscopique (description des carottes), Sismique, Imagerie.

- Etude pétrophysique : Diagraphie, Modélisation (modèle structural et pétrophysique), Approche Statistique et la méthode d'implantation des puits en Short Radius.

3) résultats et discussion.

4) Conclusion générale avec des recommandations.

Introduction

1. Présentation du champ de Hassi Messaoud

I. Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud est un gisement important d'hydrocarbures dont la superficie s'élève à 2000 km², il est situé à 800 km au Sud-Sud- Est d'Alger, à 350 km de la frontière algéro-tunisienne et à 80 km à l'Est de Ouargla. (**Figure.1**)

Ses coordonnées Lambert sont : **X**= 790.000 - 840.000 Est, **Y**= 110.000 - 150.000 Nord.

Ce qui correspond aux coordonnées géographiques : longitudes 5° 40' et 6° 35' Est et aux latitudes 31° 30' et 32° 15' Nord.

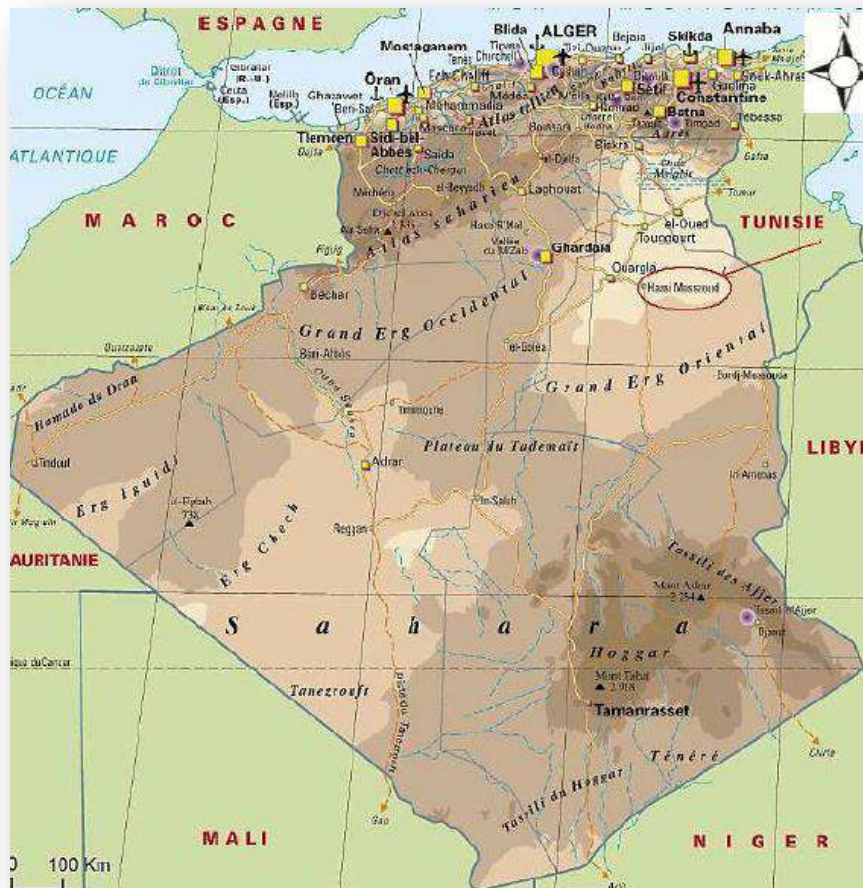


Figure.1 : situation géographique de Hassi Messaoud (WEC-2007)

I. Situation géologique :

Le gisement de Hassi Messaoud se situe dans la partie Nord-est du Sahara Algérien (**Figure.2**), sa structure correspond au prolongement vers le Nord de la mole d'Amguid el Biod, qui constitue la partie centrale de la province triasique. Il est limité :

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

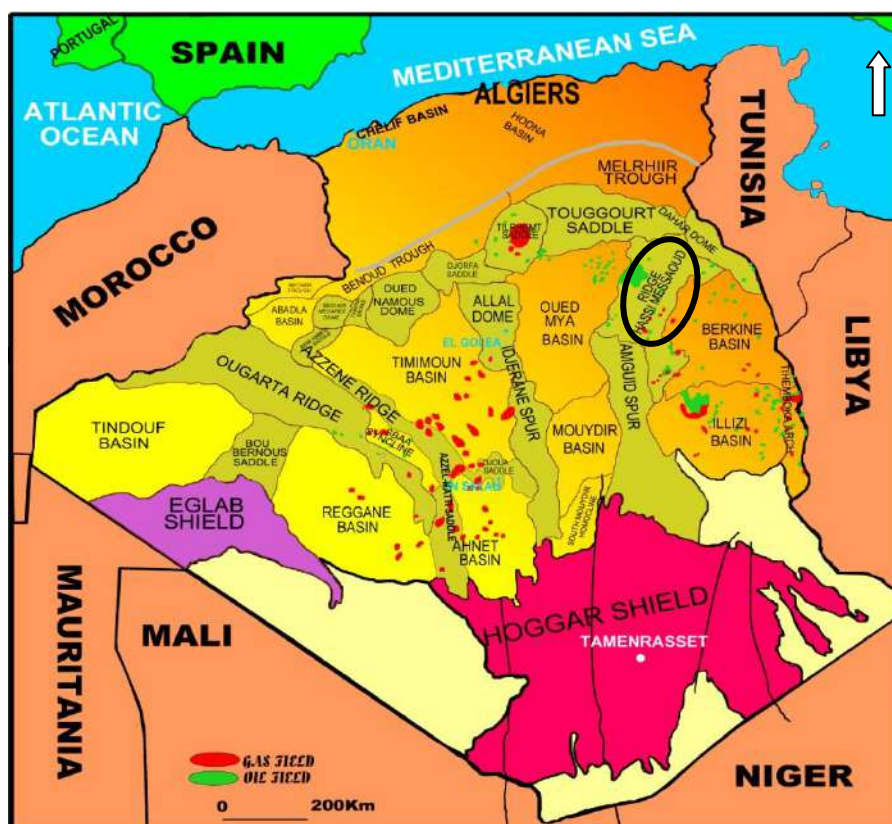


Figure.2 : Situation géologique de Hassi Messaoud (In: CFPA-SN REPAL/ TILOUS-1963)

II. Stratigraphie du champ :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont des dépôts du paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

Elle est représentée de la base vers le haut par : **(figure.3)**

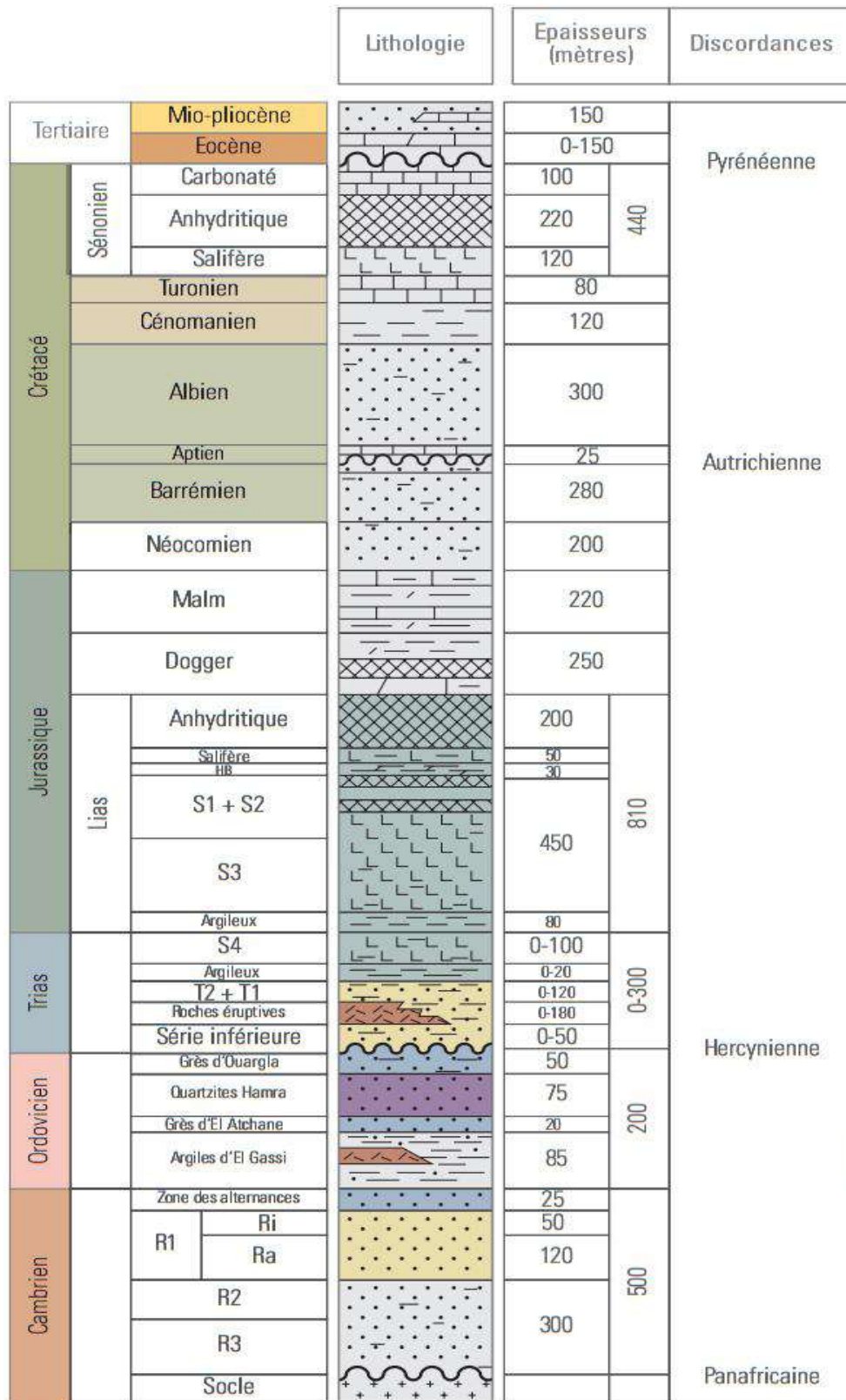


Figure.3: Colonne litho stratigraphie du champ de Hassi Messaoud (WEC, 2007).

III.1. Socle cristallin : Il est formé essentiellement de terrains métamorphiques traversé par de nombreuses intrusions magmatiques. Il fut observé au niveau des puits MD2 à 3658m et OM81 à 5333m.

III.2. Infracambrien : Il est reconnu par le forage OMG47 à une profondeur de 4092m et il est composé de grés argileux de couleur rouge de 45 m d'épaisseur.

III.3. Paléozoïque : les termes postérieurs à l'ordovicien à savoir ; le silurien, le dévonien, le carbonifère et le permien sont absents dans la partie centrale de la structure alors que sur la périphérie du champ la série est la plus complète

III.3.1. Cambrien : il est constitué essentiellement de grés hétérogène, fins à très grossier entrecoupé de passées de silt argilo-micacé. Il est composé de trois lithozones R3, R2, R1.

On distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3 (**Figure.4**)

- **Lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370 m. Il se compose de grés Feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100m. Il se compose de grés moyens à grossier micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125m. Il se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Lithozone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42m. Il se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

| TYPE DE CORELATION | | | CFPA | | SN REPAL | | |
|--------------------|----------------------------|-----------|-----------|--------|----------|----------------|--|
| | | | DIAGRAPHE | PETRO- | SED. | DIAG. | |
| LE CAMBRIEN | Isométriques Grès | R1 | R70 | D5 | | | |
| | | | R95 | | | | |
| | R1 (CFPA) Ra (SN REPAL) | Réservoir | R100 | D4 | Ra sup. | Y ₀ | |
| | | | R130 | D3 | Ra moy | M ₇ | |
| | | | R140 | D2 | | M ₆ | |
| | | | R150 | | | M ₅ | |
| | | | R160 | ID | Ra | M ₄ | |
| | | | R170 | | | M ₃ | |
| | R2 (CFPA) | R2 | R180 | D1 | | M ₂ | |
| | | | R190 | | | M ₁ | |
| | R200 | | | | | | |
| R3 | | R300 | | | | | |

Figure.4 : Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud (In : CFPA-SN REPAL / Tillous et al - 1963).

III.3.2. Ordovicien : se trouve généralement à la périphérie du champ, il est composé par des alternances de grès et d'argile. Il est subdivisé en plusieurs unités, de bas en haut on distingue :

- **Zone des Alternances :** elle est constituée de nombreuses passés d'argile indurés alternante avec des bancs de quartzite à grains fins isométrique, sa fraction minérale comporte de la glauconie et de la sidérite. Leur épaisseur moyenne est de 20m.
- **Argile d'El- Gassi :** se sont des argiles silteuses indurés de couleur noir ou verte carbonaté ou glauconieuse, leur épaisseur moyen est de 50m.
- **Grès d'El-Atchane :** son épaisseur varie de 12 à 25m, cette formation est constituée de gré fin à très fin, et d'une couleur gris-beige à gés sombre.
- **Quartzites de Hamra :** son épaisseur varie de 12 à 75m se sont des grés quartzitiques fins, à rare intercalations d'argiles.

III.3.3.Mésozoïque : il est subdivisé comme suit :

- **Trias :** il repose en discordance sur le cambrien au centre et sur l'ordovicien sur les flancs de la structure. Il est subdivisé en trois unités :
- **Trias Gréseux :** son épaisseur varie de 0 à 75m. Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités.

- **Trias Argileux** : son épaisseur moyenne est de 113m. Il est constitué d'argile plus ou moins silteuse, brun rouge, dolomitique et anhydritique.
- **Trias Salifère** : épais de 340m en moyenne. Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile dolomitique.
- **Jurassique** : son épaisseur moyenne est de 844m. Le jurassique est un ensemble argilogréseux à intercalation de calcaires au sommet (Malm) et à alternance de faciès lagunaire et marin à la base (Dogger et Lias)
- **Lias** : son épaisseur moyenne est de 300m. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B, qui est subdivisé en cinq niveaux bien distinct.
- **Dogger** : d'une épaisseur moyenne de 320m. Le dogger est subdivisé en deux formations ; le dogger lagunaire à la base et le dogger argileux au sommet.
- **Malm** : son épaisseur moyenne est de 225m. Il se caractérise par les dépôts d'argiles et de marne intercalés de bancs de calcaire et de dolomie accompagné de quelque trace d'anhydrite.
- **Crétacé** : d'une épaisseur moyenne de 1620m. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :
 - **Néocomien** : son épaisseur est de 182m. Il comprend deux niveaux à la base un terme gréseux constitué de grés et de quelques passés d'argiles. Le terme supérieur est argileux.
 - **Barrémien** : d'une épaisseur moyenne de 280m. Il est formé de grés fin à moyen carbonaté alternant avec des niveaux d'argile gréseux et dolomitiques.
 - **Aptien** : son épaisseur est de 25m. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.
 - **Albien** : d'une épaisseur moyenne de 350m. Il est constitué de grés et de sables fins avec des intercalations d'argile silteuse. L'albien forme une immense nappe aquifère d'eau douce.
 - **Cénomaniens** : son épaisseur moyenne est de 145m. Il est constitué par l'alternance d'anhydrite et d'argile brune-rouge, de marnes grises et de dolomies.
 - **Turonien** : son épaisseur varie entre 70 et 120m. Il est constitué par l'alternance du calcaire argileux, du calcaire dolomitique et du calcaire crayeux. Le turonien constitue une nappe d'eau salé.

- **Sénonien** : d'une épaisseur moyenne de 450m. Il est constitué à la base d'une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel, alors qu'au sommet par une série carbonatée présentant des bancs de calcaires dolomitique argileux.

III.3.4.Cénozoïque : d'une épaisseur moyenne de 360m. Il est constitué de calcaire dolomitique, d'âge Eocène recouvert par des sables Mio-pliocène. (Derouiche and al ; 2013).

IV. Aperçu structural :

La structuration du champ de Hassi Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dit et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grès cambro-ordoviciens. Le paléo-môle de Hassi Messaoud présente une topographie très marquée soumise à l'érosion pendant une très longue période qui a :

- Fait disparaître les unités supérieures des réservoirs dans les parties les plus hautes au centre du gisement.
- Largement entaillé les réservoirs par le creusement de vallées profondes et étroites à la faveur des failles majeures .ces zones topographiquement basses sont remplies par des roches volcaniques.

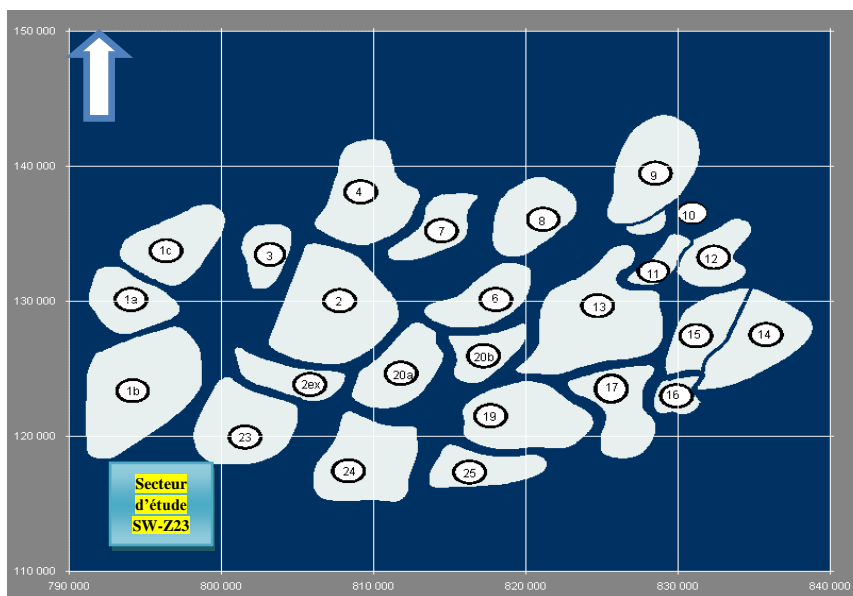


Figure.5 : Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud (Document Sonatrach)

Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles très complexes dont les directions sont :

- Nord Est-Sud Ouest à Nord Nord Est- Sud Sud Ouest pour les failles régionales (échelle du champ).
- Est-Ouest, Ouest Nord Ouest- Est Sud Est, Nord Nord Ouest - Sud Sud Est pour les failles de plus faible échelles.

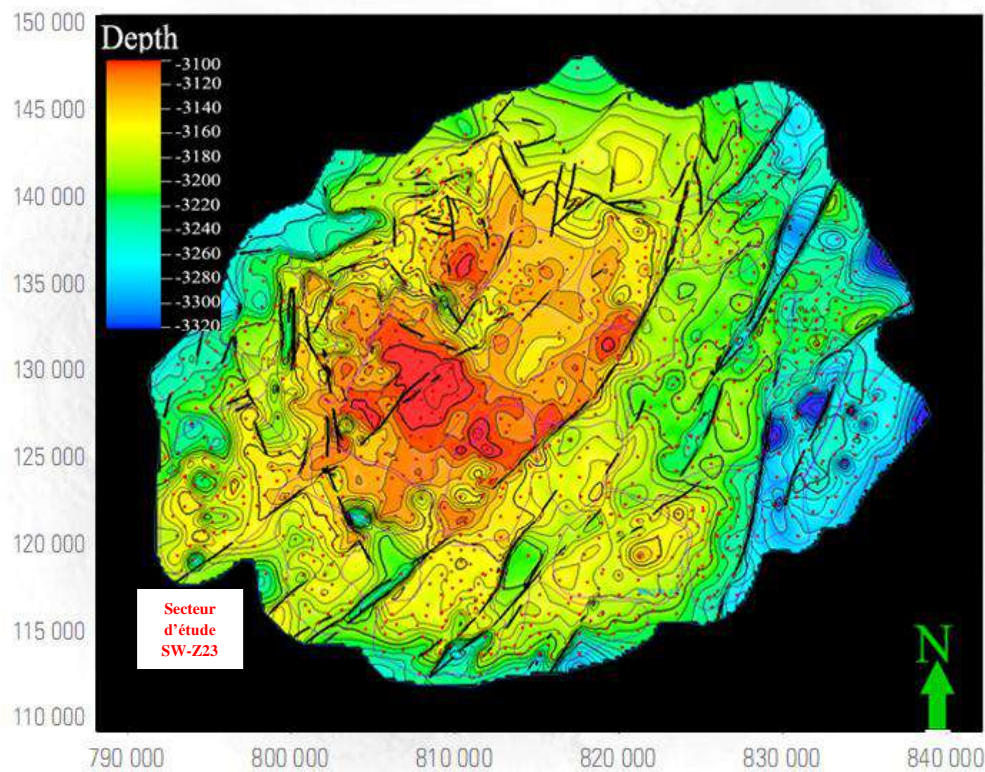


Figure.6 : Carte des isobathes à la discordance hercynienne montrant la structure tectonique faillée du champ de Hassi Messaoud (BEICIP FRANLAB 2006).

V. Aspect pétrolier

V.1- Roche mère

Qui est représenté principalement par les argiles du silurien, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne. Ces argiles sont noires, carbonatés, radioactifs très riche en matière organique d'une épaisseur qui varie de 20 à 70m. Le silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest dans le bassin d'Oued M' ya, au Sud Ouest dans le bassin de Mouydir et à l'Est dans le bassin de Berkine.

V.2- Roche couvertures

Le gisement de Hassi Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès. Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparti sur toute la plate forme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzite de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel. Les couvertures les

plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaaporitiques du Trias et du Lias. (WEC, 2007).

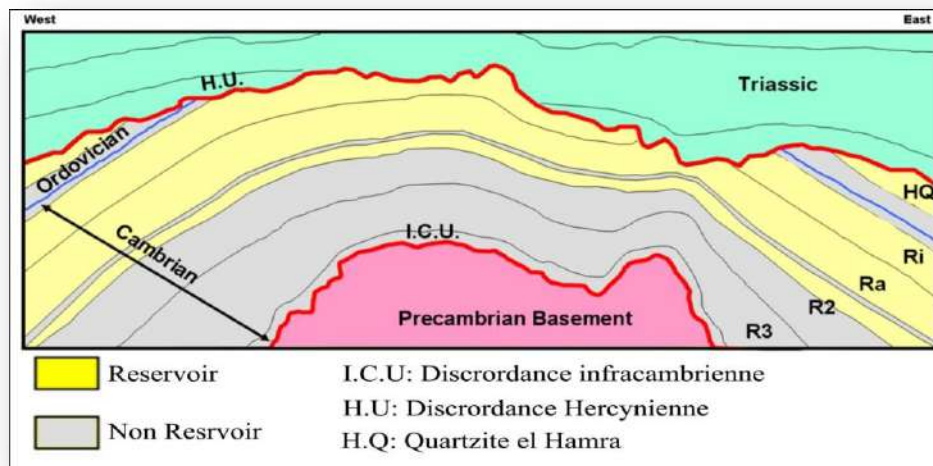


Figure.7 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi Messaoud.

V.3-Pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mère, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler.

Il existe trois types de pièges : **(Figure.8)**

- **Pièges structuraux**

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

- **Pièges stratigraphiques**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux.

- **Pièges mixtes**

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

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

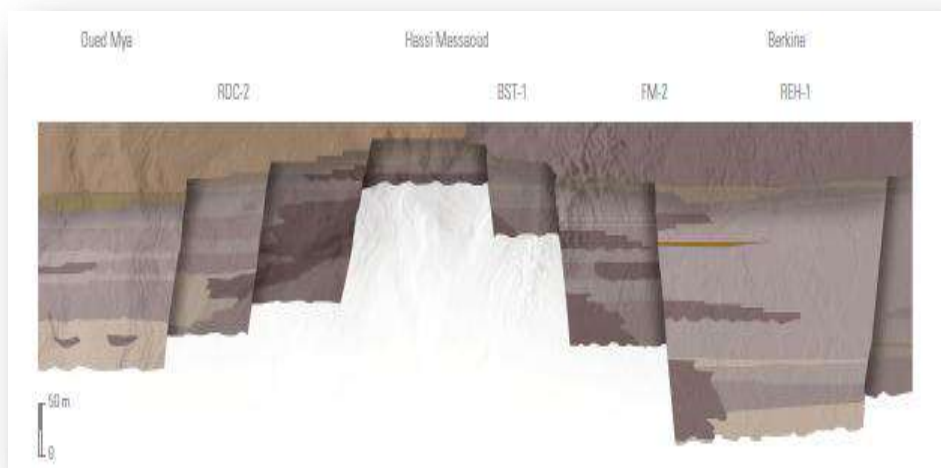


Figure.8 : Pièges stratigraphiques (WEC2007)

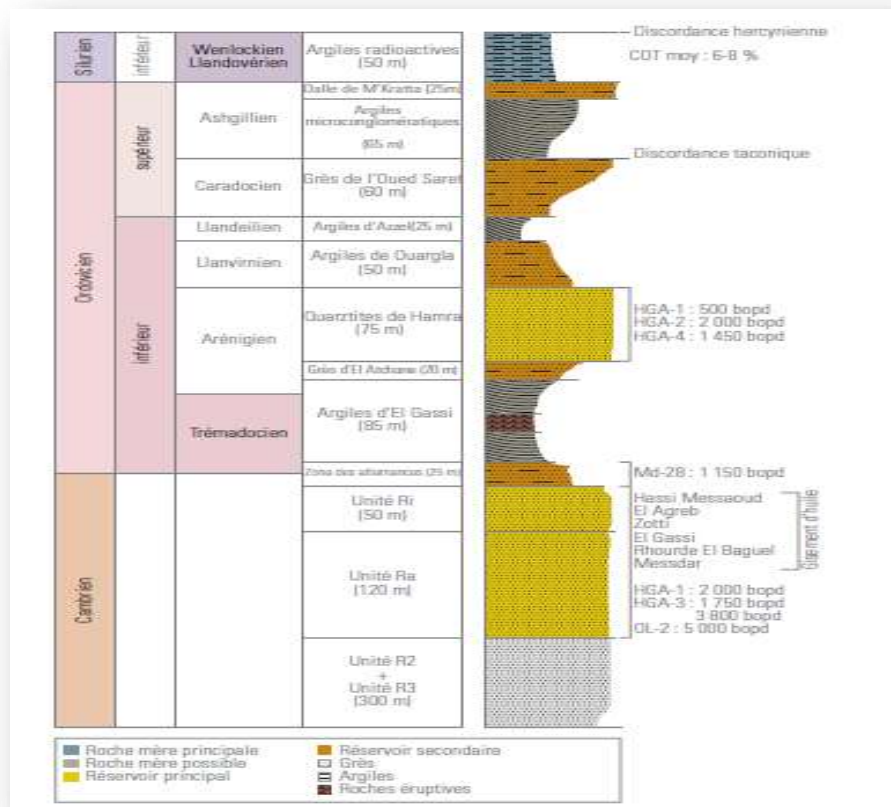


Figure.9: découpage sédimentologique du champ Hassi Messaoud dans le paléozoïque

(WEC 2007)

V.4-Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Berkine et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest. La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance Hercynienne (Migration secondaire). Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grès triasiques et la surface d'érosion au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

IV. Description et caractéristiques du réservoir :

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias. L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et à une masse volumique de 1,21 g/cm³ ; Sa viscosité est de 0,45 Cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380m ($S_w = 100\%$), il a envahi partiellement une bonne partie du R2. L'aquifère n'est pas actif.

Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysique, elle est la plus productive du Réservoir Cambrien situé environ de 3300m à 3500m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur une verticale et sur un plan.
- La porosité est faible de 5 à 10 %.
- La perméabilité est très faible de moyens 1 –2 mD.

L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45°API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz :

- La viscosité est d'environ 0.2 c p.
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum.
- La saturation critique en gaz est de l'ordre en 08%.
- La pression de gisement est variable de 120 à 400 kg/cm².
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118° C.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m maximum mais peut également être nulle.

2. Présentation du secteur d'étude :

I. Introduction :

Le secteur d'étude est très complexe (hors zone) en structure et réservoir, dont il est situé au Sud-ouest de la zone 23 du champ de Hassi Messaoud, où l'effet de la discordance Hercynienne (érosion) est très sévère. Il est limité :

- Au Nord par la zone productrice 1b.
- Au Sud par la limite sud du champ.
- A l'ouest par la limite Ouest du champ.
- A l'Est par la zone productive (23).

Le secteur étude est limitée par les coordonnées suivantes en (UTM et LSA) : **(figure.11)**

- (UTM) **X min:** 765809.75 - **X max :** 770400.76
Y min : 3498110.74 - **Y max :** 3500883.37
- (LSA) **X min :** 794453.4609 - **X max :** 799031.1323
Y min : 114866.5794 - **Y max :** 117656.7853

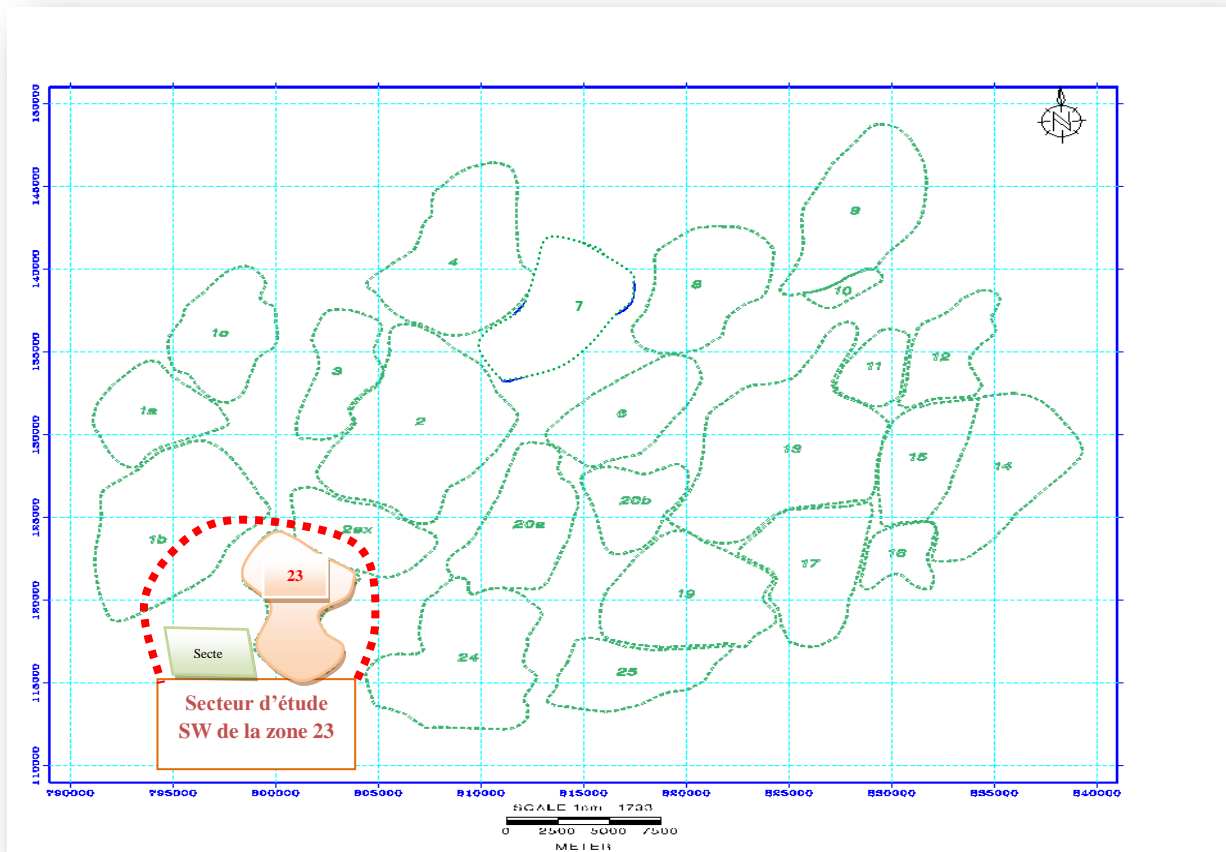


Figure.10 : Zones et numérotation des puits (Document Sonatrach).

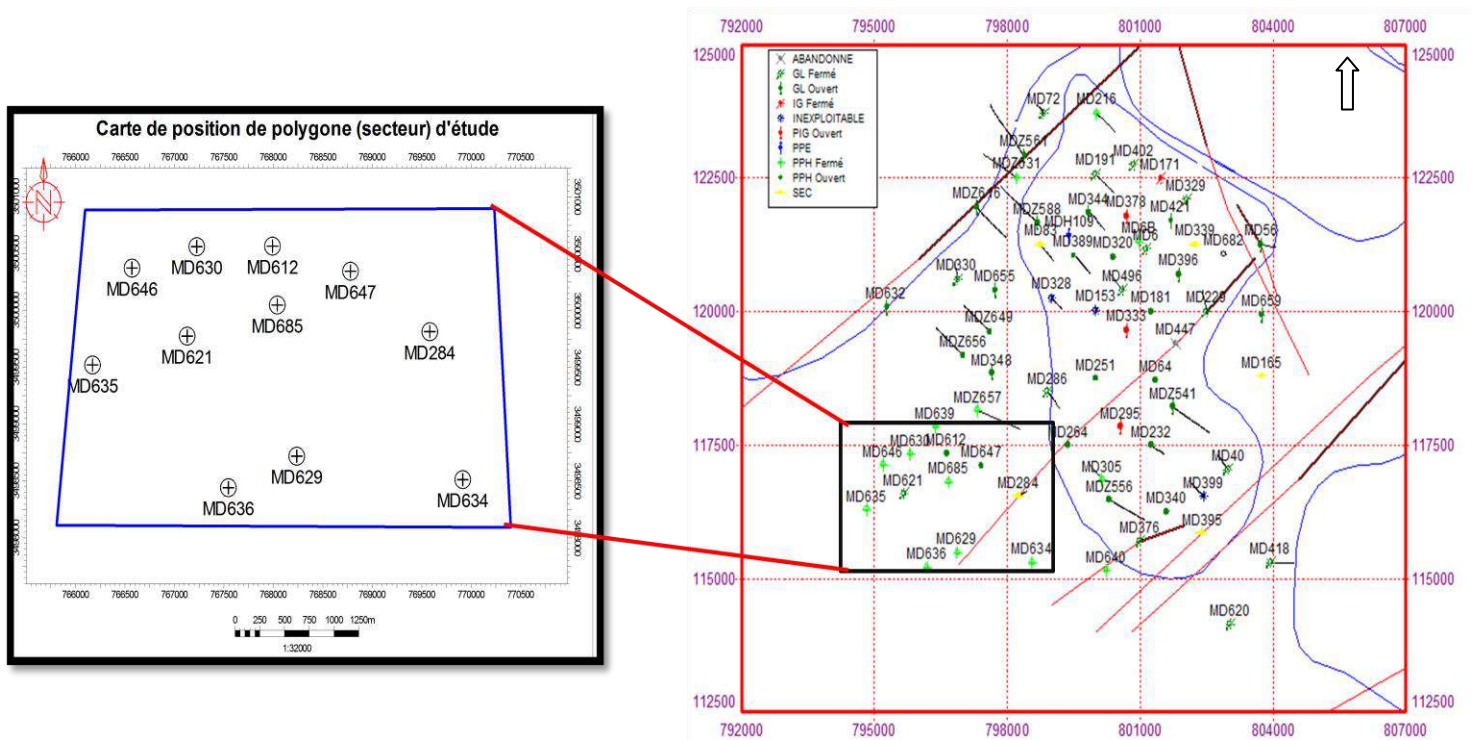


Figure.11 : Carte de Position des puits de secteur d'étude SW_ zone 23 (HMD-Sud).

II. Aspect stratigraphique

La lithologie du réservoir Cambro-ordovicien se présente comme un milieu hétérogène tant verticalement que latéralement, ceci s'explique par le mode de dépôt des grés qui le constituent, compliqué par les effets diagénétique subis après un enfouissement très important.

Le R- isométrique et la zone des alternances sont également se présentent intégralement sur le secteur, sauf au puits MD634. Le Ri présente une épaisseur de l'ordre de 45 m.

Les argiles d'El Gassi sont érodées sur le secteur au niveau les puits MD636, MD646, MD647.

Les grés d'El Atchane érodées sur le secteur au niveau les puits MD635, MD646, MD647, par contre la série de quartzite de Hamra est absente au niveau des puits MD685, MD646, MD647.

D'après les fiches technique et stratigraphiques de réservoir qui coupé par 11 puits sont : MD612, MD621, MD629, MD630, MD634, MD635, MD636, MD646, MD647, MD284, MD685.

Epaisseurs des âges géologiques comme suite :

-Moi-pliocène : son épaisseur entre 25-258m.

-Eocène : son épaisseur entre 133 et 357m.

-Sénonienne carbonaté : son épaisseur entre 62 et 98m. au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux.

-Sénonienne anydritique : sont épaisseur entre 211 et 249m ce sont des dolomie et d'argile grise.

-Sénonienne salifère : son épaisseur entre 111 et 154m. a la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel.

-Turonien : son épaisseur entre 108 et 152 m ce sont des Alternance de calcaire dolomitique et calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

-Cénomaniien : son épaisseur entre 134 et 154 m Alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomaniien-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

-Albien : son épaisseur entre 393 et 416 m constitué de grés et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

-Aptien : son épaisseur entre 25 et 26 m. il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre Calcairo-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

-Barrémien : son épaisseur entre 260 et 298 m. il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

-Néocomien : son épaisseur entre 185 et 220 m à la base un terme gréseux constitué de grés et de quelques passées d'argile avec des passées de grés. Au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

-Malm : son épaisseur entre 207 et 230 m. il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

Dogger argileux : son épaisseur entre 103 et 129 m.

Dogger lagunaire : 175 et 206 m.

III. Aspect structural

III.1. Description du réservoir de champ Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âges Cambriens respectivement de bas en haut R3, R2 et R1 (Ri+Ra). Le réservoir Ri (R isométrique) situé au dessus du Ra se trouve dans quelques secteurs du champ. Il a été érodé dans la plus grande partie du gisement (la partie centrale).

Les puits produisent à partir du Ra qui est le seul à posséder des caractéristiques pétrophysique aptes à la production.

Le réservoir R2 ne produit pas directement dans les puits qui sont généralement forés jusqu'à son toit mais il alimente le réservoir Ra par un flux vertical d'huile.

III.2. Description des drains du réservoir Cambrien de secteur SW de la zone 23

De bas en haut, nous avons :

- **Lithozone R2** : il n'a pas traversé par tous les puits de secteur, il est constitué des grés grossiers à micro-conglomératique, sub-anguleux, à ciment argileux de type illitique abondant avec des stratifications généralement obliques.

- **Lithozone R1** :

- **Drain D1** : son épaisseur moyenne est de 30m. il est constitué de grés grossiers à stratifications obliques arquées dominantes, bien marquées et souvent micro conglomératique à la base.

- **Inter-Drain (ID)** : il n'a pas traversé par tous les puits de secteur. Son épaisseur moyenne de 28m. C'est un passage très progressif entre le D1 et le D2, niveau plus mince et une plus grande abondance de niveau silteux avec présence locale des traces de tigillites.

- **Drain D2** : il est constitué de grés grossiers bien classés à stratification obliques tabulaires dominantes et marqué par une intercalation de niveaux de silts à fins bioturbations. Son épaisseur moyenne est de 24m.

- **Drains D3** : l'épaisseur moyenne est de 24m. il est constitué de grés fins à moyen, bien classe, caractérisé par une abondance de passées de silts et de bioturbations. Les stratifications sont plutôt subhorizontales rarement obliques.

- **Drains D4** : correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grés à stratification obliques tabulaire.

- **Drains D5** : il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra, ainsi qu'une présence de bioturbation de type Tigillites très fréquentes. Les stratifications sont souvent horizontales.

III.3. L'aspect structural de secteur d'étude

Le secteur d'étude présente une structure complexe et une tectonique très variable avec des jeux de failles et l'érosion tous ça compliquant la géométrie du réservoir Ra.

Les principaux traits structuraux caractéristiques sont : il correspond à un monoclinal de pendage NE-SW, affecté par failles dont on peut distinguer deux types :

- L'une est de direction NE-SW.
- La seconde de direction NW-SE.

Une érosion progressive en partant de la périphérie SW vers le centre. Les séries ordoviciennes n'étant bien préservées que sur la bordure Ouest.

IV. Aspect productif

Secteur compte 11 puits foré dans les formations Cambro-ordoviciennes. Dans notre étude le réservoir principal est le Cambrien, donc sur ces 11 puits, il y a un seul puits en short radius (MD284) et pas des puits horizontaux.

Dans ce secteur nous comptons :

- 01 puits injecteur gaz lift à l'état fermé (MD621).
- 06 puits producteurs huilent à l'état fermé (MD630, MD634, MD635, MD636, MD629, MD646).
- 03 puits producteurs huilent à l'état ouvert (MD647, MD612, MD685).

- 01 puits ses (MD284 déjà fait en SR).

La carte ci-dessous permet de voir l'état de production des puits, il apparaît clairement que les meilleurs puits sont situés au centre de la zone et orientés selon l'axe SW-NE qui représente un axe de chenal de meilleur faciès pétrophysique.

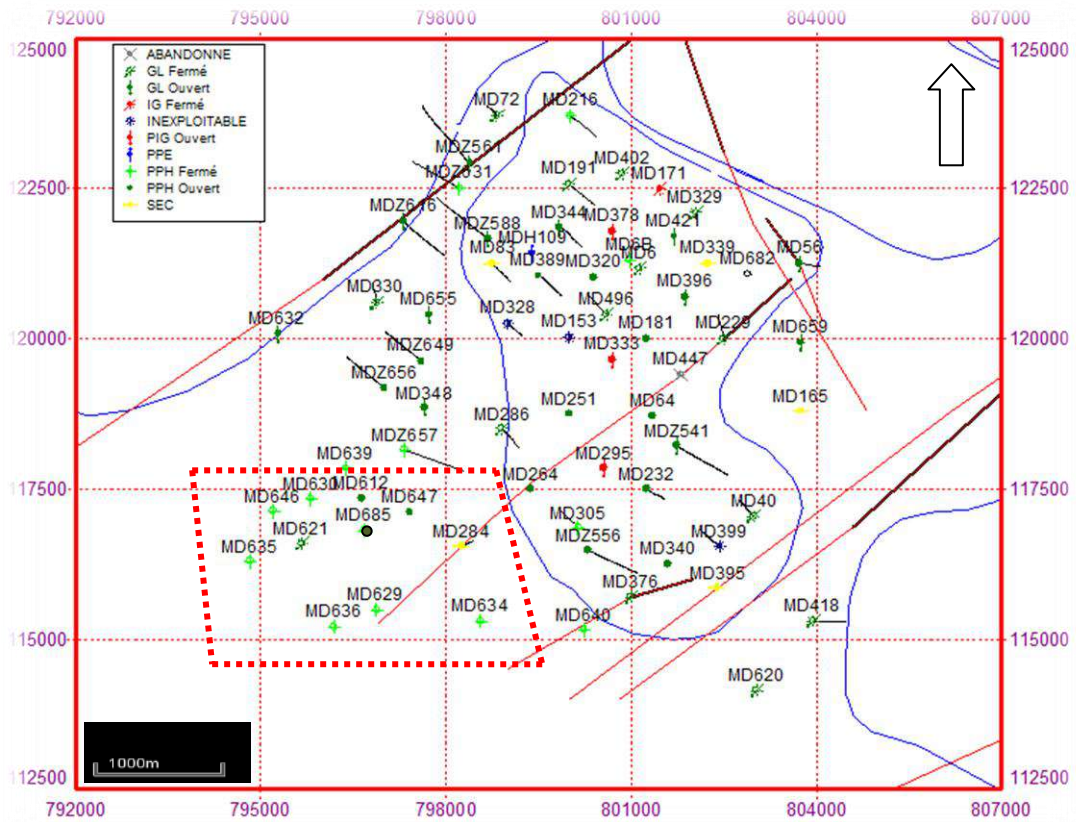


Figure.12 : Carte de Position des puits de secteur d'étude SW_ zone 23 (HMD-Sud)

CHAPITRE II

MATERIEL ET METHODES

I. Introduction :

L'analyse et l'interprétation des données géologiques sur le secteur Sud Ouest de la zone 23 sont nécessaires à la reconstitution de l'étude structurale et pétrophysique. Cette analyse comporte une approche d'un modèle structurale et modèle pétrophysique basant sur les données sismiques, des carottes, l'imagerie et diagraphies, cette modélisation s'appuyer sur le logiciel Pétrel, les résultats obtenus de cette modélisation permet une caractérisation claire du réservoir afin de retrouver une évaluation des puits pourront être convertis en Short Radius qui vont être repris dans notre secteur d'étude.

II. Principe et moyens utilisés :

II.1. L'étude structurale : est faite à la base des données 11 puits couvrant le secteur d'étude, et l'interprétation est faite par :

II.1.1. Données de Forage

L'existence et la nature des hydrocarbures sont confirmées et assurés grâce aux forages pétroliers qui permettent de vérifier les hypothèses des géologues et géophysiciens. Lors des forages, il est possible d'analyser la nature des terrains traversés par l'examen des débris de roches, par le prélèvement d'échantillons (carottage), ou bien en faisant appel au logging.

II.1.2. Macroscopique

Les carottes constituent un échantillon de bonne valeur duquel une grande partie d'information pourra être obtenue. Les données des carottes de cinq puits (MD647, MD636, MD621, MD612, MD284) ont été utilisées pour construire les modèles de porosité et de perméabilité.

Tableau 1 : l'intervalle des puits carottés dans le secteur d'étude.

| Nom de puits | N° de carotte | Cotes | Etages |
|--------------|---------------|---|---|
| MD647 | N°1 | 3459m-3464m 3465m-3492m 3492m-3505m | Cambrien Ri+Ra Cambrien Ra Cambrien R2 |
| MD636 | N°2 | 3450.8m-3486m 3586m-3505m | Z-ALT+D5 Cambrien Ri |
| MD621 | N°3 | 3350m-3355.8m 3462m-3472.5m 3472.5m-3478.5m 3505m-3522m | QH Cambrien Ri Cambrien Ri Cambrien Ra |
| MD612 | N°4 | 3439m-3462m 3462m-3485m 3485m-3512m 3514m-3526m | Cambrien Ri Cambrien Ri+Ra Cambrien Ra Cambrien Ra |
| MD284 | N°5 | 3349m-3358m 3380m-3389m 3405.5m-3414m 3469m-3485m 3485m-3495m | GEA Z-ALT AEG Cambrien Ri+Ra Cambrien |

II.1.3. Sismique

La sismique permet également de prédire la présence de réflecteurs ou de zones anomaliques à l'avant du forage, c'est-à-dire sous le puits pour un forage vertical et à l'avant du front de taille d'un tunnel pour un forage horizontal.

Le profil sismique permet de visualiser les variations latérales d'épaisseurs des différentes séries, de montrer l'influence des accidents sur la sédimentation et sur la structuration et de donner une image assez précise de la structure profonde des différents niveaux de la série Stratigraphique (Boudjema ; 1987).

Une campagne de géophysique a été effectuée pour faire la sismique 3D du gisement de Hassi Messaoud. Ses résultats à savoir les failles affectant le réservoir, ont été exploitées dans notre étude dans le but de bien caractériser la structure et les déformations discontinues de notre réservoir.

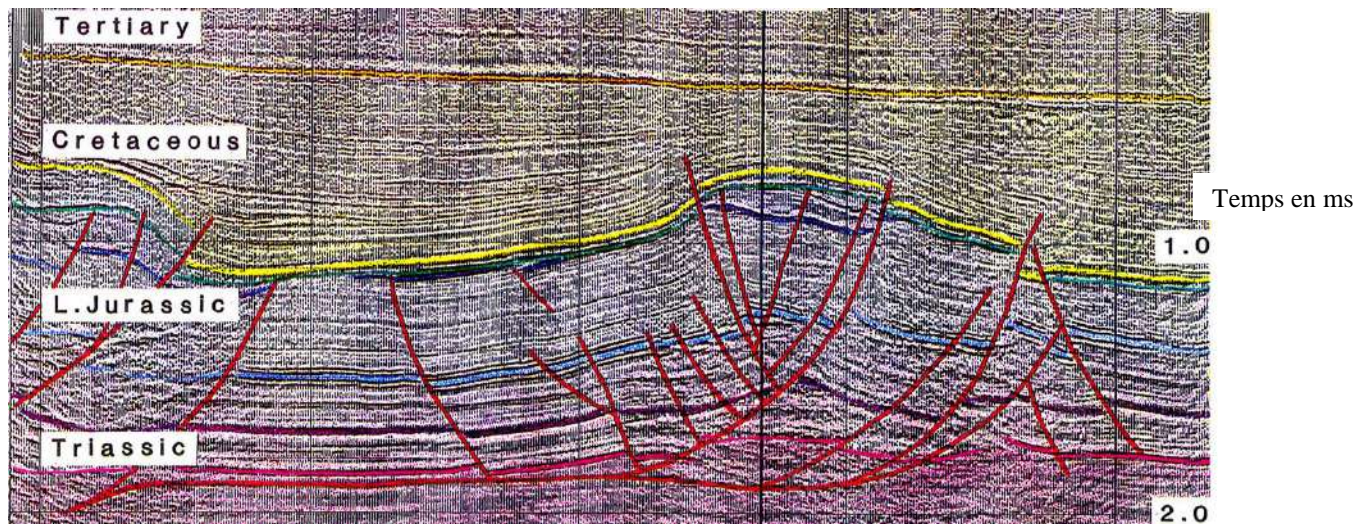


Figure. 13: Sismique 2D (IFP Training 2009).

D'après l'analyse des profils sismique ; il apparaît que le secteur d'étude a subit plusieurs failles présentant de forts rejets.

- on a deux Profils sismiques de direction N/S passant par les puits MD330, MD639 et MD629 et de direction E/W passant par les puits MD629, MD264 et MD447.

-Trois sections sismiques passant par les puits MD612, MD29, MD621 et MD284.

II.1.4. Imagerie :

L'imagerie de parois de puits a été introduite par Schlumberger au milieu des années 80. Obtenue par des mesures de résistivité très finement échantillonnées, l'imagerie représentait un saut technologique par rapport aux pendages mètres antérieurs. Elle a grandement amélioré la caractérisation géologique des réservoirs et est devenue rapidement indispensable dans les puits d'exploration, de délimitation et même dans beaucoup de puits de développement.

II.1.4.1. Avantages de L'imagerie :

L'imagerie de fond permet d'obtenir une image complète et orientée de la paroi de trou, chose qui n'est pas obtenue par la diagraphie classique.

L'avantage principal de l'image est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au nord magnétique, cette orientation permet.

- ✓ La représentation complète du trou par image 360°.
- ✓ Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- ✓ La détection de la contrainte tectonique et leurs changements au cours du temps.

- ✓ L'orientation et la détermination des failles et les fractures (ouverte, fermées ou colmatées).
- ✓ La détermination de la limite gré/argile, des intervalles de stratification minces.
- ✓ La détermination de la contrainte actuelle par la détection des zones de faiblesse « Breakout ».

II.1.4.2. Les différents outils d'imagerie :

a. CAST-V (Circumferential Acoustic Scanning Tool)

- Principes de base et caractéristiques

- ✓ un capteur ultrasonique monté sur une tête tournante, qui enregistré de 360 degrés.
- ✓ OH - le temps d'amplitude des signaux sont employés à produire une image ultrasonique des formations traversées par le forage.
- ✓ CH - mesure le temps de passage et analyse les formes des ondes acoustiques enregistrés employés pour dériver l'information de la géométrie de puits.

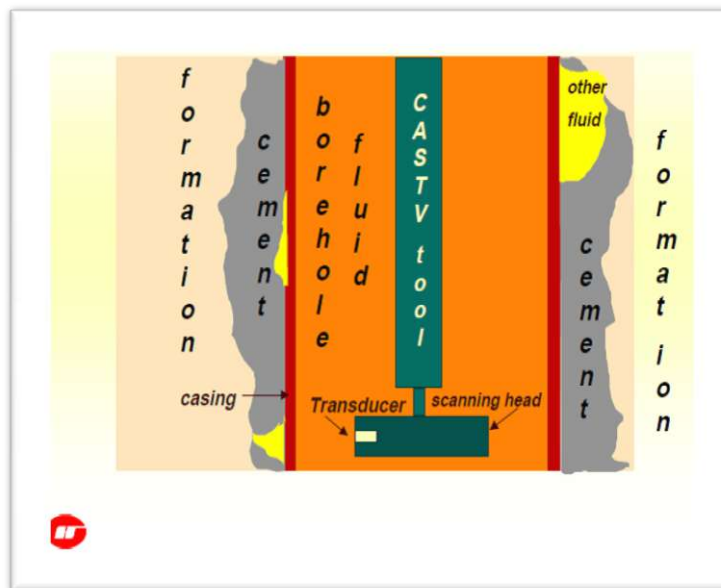


Figure.14: Schémas d'outil CAST-V (Rapport d'imagerie).

b. OMRI (Oil Mud Reservoir Imager)

C'est un outil développé pour acquérir des images à boue non-conductrice, constituée à six bras, les bras 1-3-5 sont en haut tandis que 2-4-6. Chaque bras finit dans une garniture d'approximativement, deux électrodes d'émetteur à chaque extrémité avec 6 paires de surveiller des électrodes à placé symétriquement entre elles. La qualité d'image d'OMRI est bon (le trou ne doit pas être trop), le rendement de signal est très petit (en raison de l'environnement isolant), le diamètre d'outil est minimum de 5.5" lui faisant une compression serrée dans un trou de 6" donc on a un grand risque du collage d'outil.

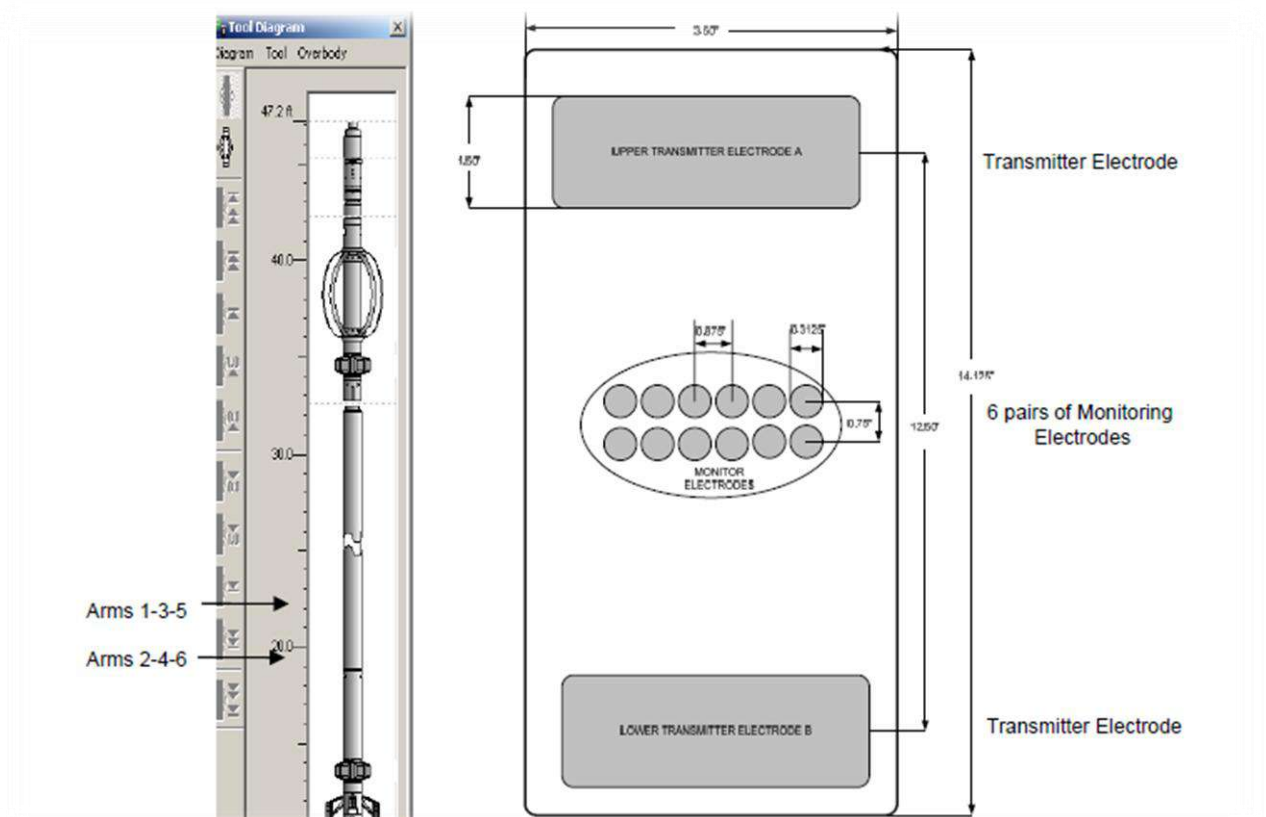


Figure.15 : Schémas de la corde d'outil d'OMRI (LHS) et d'une garniture simple d'OMRI (Rapport d'imagerie).

c. OBMI (Oil-Base Micro Imager)

C'est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagnie internationale Schlumberger, fournit des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice. Cet outil donne des images de micro résistivité assurent une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale

de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large couverture de la paroi du puits à plus de 80% dans un trou de diamètre de 8 ½ pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes.

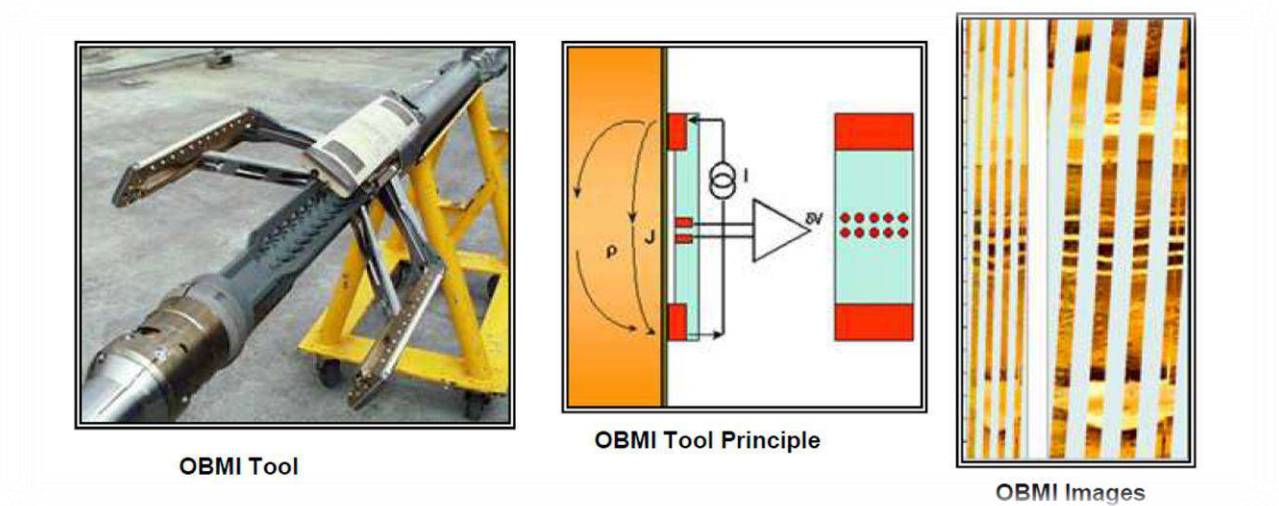


Figure.16: présentation de la composition de l'outil OBMI.

d. UBI (Ultrasonic Borehole Imager)

L'UBI de la compagnie internationale Schlumberger, est caractérisé par un transducteur à grande résolution qui pourvoit des images acoustiques en trou ouvert (openhole) même en boue à huile où les mesures de micro-résistivités ne peuvent pas être enregistrées. Les informations sur la stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil. L'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur. Il envoie 156 pulses par rotation et fait 7 RPS (rotations par seconde) assurant ainsi une couverture de 100% de la paroi du trou.

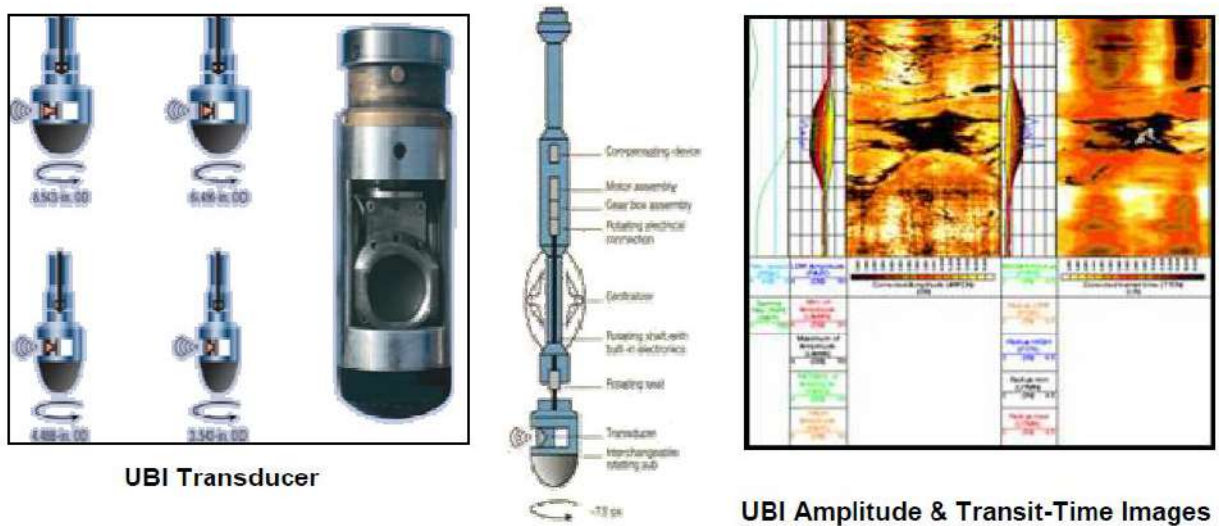


Figure.17 : présentation de la composition de l’outil UBI

1.4.3. L’utilisation de l’imagerie sur les carottes :

L’image acquise du fond d’un puits permet de détecter les différents types de fractures, mais aussi de déterminer, et leurs inclinaison et orientation. Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales. L’inclinaison de la fracture contrôle l’amplitude de la sinusoïde sur l’image ; si cette inclinaison est importante, l’amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal mais, si elle est faible, l’amplitude de son empreinte sera faible dans un puits vertical et forte dans un puits horizontal. Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres ; par contre les fractures colmatées ont une couleur claire.

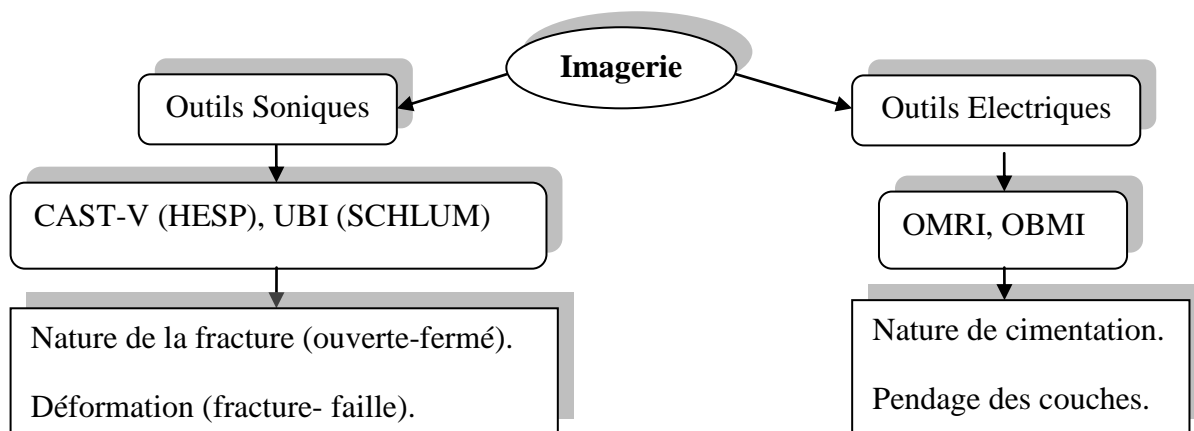


Figure 18: Schéma récapitulatif explique défèrent Outils d’Imagerie

II.2. Etude pétrophysique :

II.2.1. Introduction

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité de réservoir des niveaux productifs doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétrophysique les plus importantes à étudier sont la perméabilité et la porosité.

II.2.1.1. La porosité

- La porosité (Φ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.
- la porosité utile ($\Phi\mu$), c'est-à-dire la porosité correspondant aux vides reliés entre eux ou volume des vides susceptibles d'être occupés par des fluides.
- La porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction.

II.2.1.2. La perméabilité

- Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.
- La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser.
- Si le fluide est homogène, et n'a aucune action importante sur le milieu encaissant, la perméabilité (k) est dite absolue. Elle se déduit de la loi de Darcy, ou plus souvent en milliDarcy (mD).

II.2.1.3. Etude pétrophysique par drains

La méthodologie adoptée pour entamer cette étude est la porosité et de la perméabilité appuyée par un support cartographie. Par leur épaisseur et leur présence à travers le secteur d'étude, les drains choisis comme base d'étude sont : D5 (Ri-sup, Ri-arg-Ri-inf), D4, D3.

II.2.2. Issus par diagraphies :

Dans cette étude on fait appel à la diagraphie, alors Les diagraphies font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires et électriques ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide. Les plus couramment utilisés sont : le gamma ray,

qui est une mesure de la radioactivité naturelle, le log gamma-gamma ou log densité et le log neutron- neutron qui sont des mesures de radioactivité provoquée.

II.2.2.1. Le Gamma Ray :

Le gamma ray permet de mesurer la radioactivité naturelle des roches au cours du forage. Son principe consiste à descendre dans le forage une sonde mesurant la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. Cet enregistrement apporte des informations lithologiques. Il met bien en évidence les charbons, comme les niveaux d'argiles (radioactivité élevée) qui constituent souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol. D'autre part, le log gamma ray permet d'estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses.

II.2.2.2. Le Log Neutron :

Diagraphie de radioactivité provoquée qui fournit, après calibration, un indice d'hydrogène qui peut être directement relié à la porosité. Il nous permet de faire un découpage lithologique très précis.

II.2.2.3. La Résistivité :

C'est la Capacité d'un matériel à s'opposer au passage du courant électrique, exprimée en ohm.m, inverse de la conductibilité exprimée en mho/m. Cet enregistrement permet de détecter la présence d'une faille si on reçoit une contradiction sur une même zone traversée.

- **Paramètres Pétrophysique par diagraphie**

a. Diagraphie Gamma Ray (GR):

C'est un enregistrement de radioactivité gamma naturelle des formations. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont le potassium, l'uranium et le thorium .Pour les formations sédimentaire son enregistre une radioactivité importante dans :

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique peuvent concentrer l'uranium.
- Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichies en minéraux lourds.

b. Diagraphies Neutron (NPHI):

Des neutrons à grandes vitesses (**10000**Km/s) et hautes énergies entre **4et6** MeV, sont émis par une source radioactive, généralement, Américium (Am) Béryllium (Be), pour bombarder les formations traversées par le sondage. A chaque collision, ces neutrons perdent de leurs énergies pour atteindre, dans un premier temps, le stade épi thermique (**0.1 –100**ev) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ **0.025**ev).

➤ Application :

1. Evaluer la porosité des roches de réservoir.
2. Identifier la lithologie grâce à la combinaison avec d'autres outils.
3. Evaluer la densité des hydrocarbures.
4. Bon critère de corrélation de puits à puits.

➤ **La perméabilité (K):** La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permet l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ces pores sont reliés entre eux, on dit alors qu'il est perméable.

➤ **La porosité (phit):(Φ ou f)** correspond au volume total occupé par les vides de roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction.

II.2.3. Approche statistique :

Vu l'hétérogénéité du réservoir Cambrien de Hassi Messaoud, l'étude du réservoir nécessite un traitement statistique qui pourrait mieux évaluer la qualité du réservoir. Les caractéristiques fondamentales des roches réservoirs s'expriment principalement en termes de porosité et perméabilité, dont les caractéristiques et les relations entre eux sont fondamentales pour l'étude du réservoir.

Pour la sélection des puits en Short Radius et des meilleurs drains à visés, une étude des paramètres pétrophysique contrôlant les caractéristiques du réservoir est primordiale.

La statistique étudie les problèmes posés par des variables mesurés dans la nature telles que l'épaisseur d'une couche géologique...etc. On distingue ces variables par leur caractère aléatoire. Ainsi cette science a vu le jour dans différents domaines y compris le domaine pétrolier.

La statistique peut utiliser tous les types de données disponibles, données de puits de diagraphies (profondeur, porosité, perméabilité, codes de facies,... etc.) et les données sismiques.

Cette science peut être utilisée à toutes les étapes de caractérisation des réservoirs, modélisation structurelle (conversion de profondeur), modélisation de facies, modélisation pétrophysique et analyse des incertitudes.

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysique caractérisant le réservoir de secteur d'étude, nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des diagrammes de corrélations. D'autre part, réaliser des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité.

Le secteur d'étude qui correspond à Sud Ouest de la zone 23, à été choisi par rapport à leur perspective de développement en tenant compte de sa complexité géologique, et le but d'affiner l'étude de la répartition des paramètres pétrophysique, nous avons jugé utile de compléter l'analyse classique par la statistique.

Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser les drains constituant le réservoir de Cambrien, le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

Remarque :

Les résultats de l'étude statistique de notre étude de cas, sont relativement non corrects, vue des petites erreurs au niveau des histogrammes. Comme j'ai fait mon possible pour récupérer les résultats de la Sonatrach DP, pour les rectifier et les corriger et régler le problème à travers les Data bruts, mais malheureusement j'ai pu les ramener, pour cela j'ai fait juste une petite Approche statistique.

Pour cela on suit les étapes suivantes :

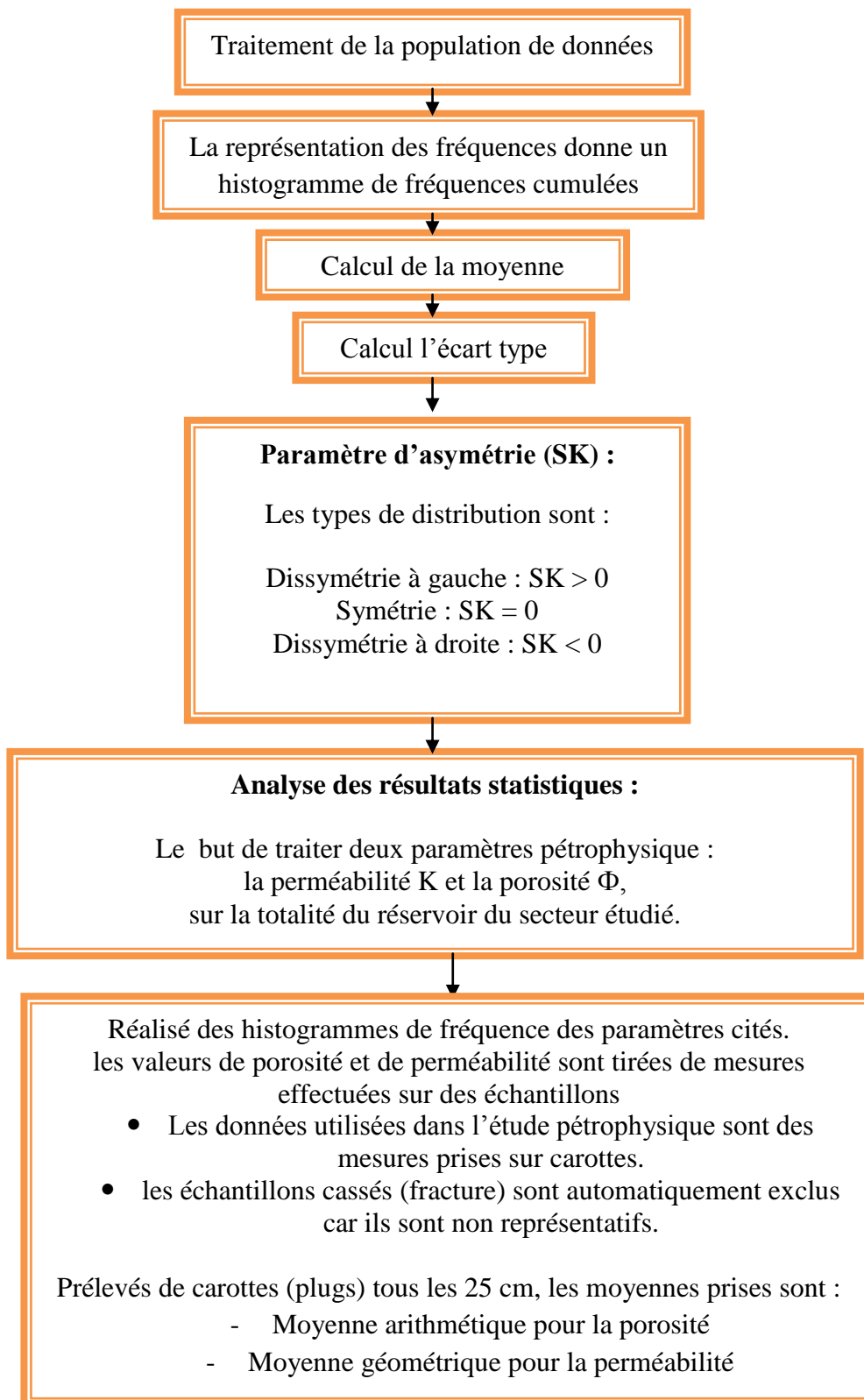


Figure 19: Schéma récapitulatif explique les étapes de l'étude statistique.

II.2.4. Modélisation :

Pour représenter proche de la géologie de secteur d'étude, nous allons élaborer un modèle ce model permet de formaliser des images graphique pour un environnement en trois dimension. La compagnie de service pétrolier **Schlumberger** a développé un logiciel de grande performance appelé **Pétrel** basé sur Windows pour la visualisation en 3D, de la cartographie en 2D et en 3D, la modélisation et la simulation des réservoirs en 3D.

II.2.4.1. Les principaux objectifs de la modélisation :

- L'acquisition des données (diagraphique, structurale et pétrophysique).
- Traitement des données structurales et pétrophysique (carotte, imageries, profils sismique, logs et données de production).
- Modélisation du secteur d'étude en 3D (modèle structurale et pétrophysique).
- L'établissement et l'analyse corrélation diagraphique des puits.
- Réalisation des coupes de différentes directions et des cartes structurales, cartes pétrophysique.
- Choix des puits qui pourront être candidat en short Radius et proposition de leurs paramètres de reprise.

a. La modélisation de réservoir : se fait par ces deux types :

- ✓ **Modèle géologique** : il intègre la géométrie du réservoir et les propriétés pétrophysique. Il prend en compte les données statiques qui permettent la modélisation des hétérogénéités clés. Il doit impérativement tenir compte des données dynamiques, par l'identification des failles principales qui influent sur l'écoulement des fluides et les barrières stratigraphiques.
- ✓ **Modèle de réservoir** : ce modèle correspond à une grille de cellules qui permet de gérer et de représenter les hétérogénéités clés (principales unités de flux), la cohérence de la distribution du litho-faciès et des propriétés pétrophysique.

b. avantages principaux :

- ✓ Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.

- ✓ Les possibilités de fortes visualisations vous donnent le control de qualité instantané de toutes les données en 3D.
- ✓ Des modèles peuvent être mis jours immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- ✓ Le logiciel Pétreil à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défaut refait, et stockage des modèles...etc.

Il facilite l'utilisation et l'apprentissage (2015).

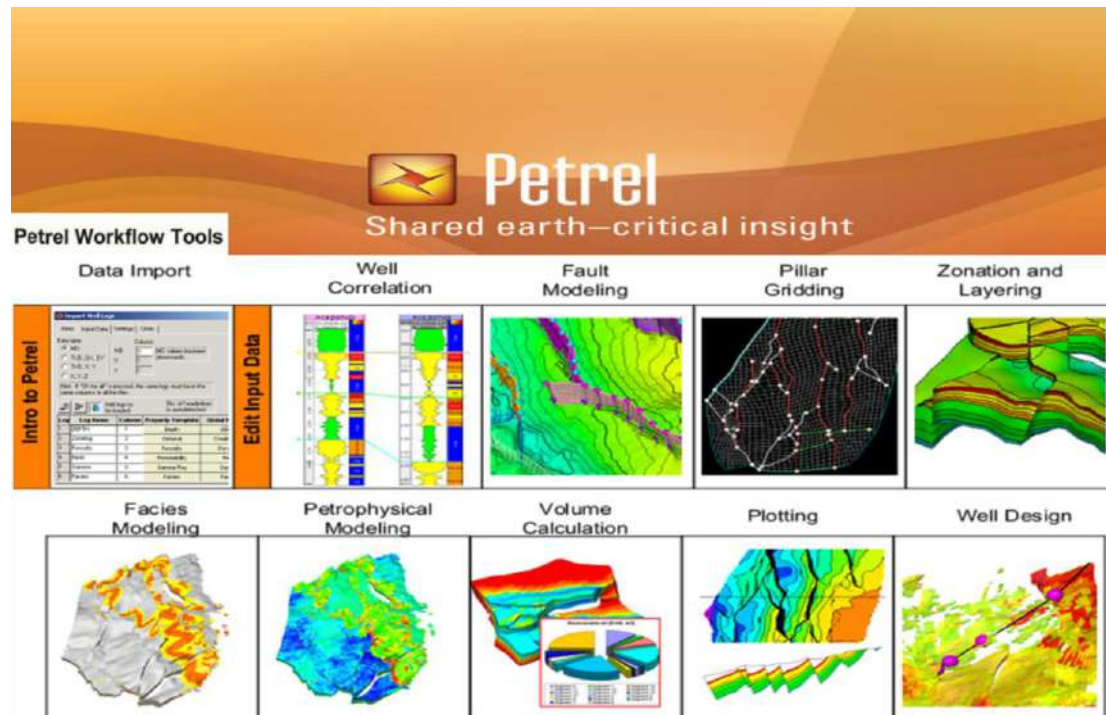


Figure.20 : interface de PETREL 2015

II.2.4.2. Modélisation de secteur Sud Ouest de la zone 23 :

Le terme modélisation correspond toujours à un modèle statique qui est une simplification d'un environnement spatial tridimensionnel. La modélisation du réservoir Cambro-ordovicien de secteur d'étude SW de la zone 23 sur pétrel consiste des étapes suivantes:

a. Surface Quadrillée

Le quadrillage des surfaces se fait sur la base des données de l'interprétation sismique des cartes structurales et des failles. Dans cette étude le quadrillage des surfaces a été fait sur les tops des drains : D5 (Ri sup - Ri arg - Ri inf), D4, D3, D2, ID, D1, Z-PSG et R2 dans les modèles pétrophysique.

b. Création des Zones

Cette étape nous a permis de créer les différentes zones (drains) constituant le réservoir Cambrien, de secteur d'étude tel que le, D5 (Risup - Riarg - Riinf), D4, D3,D2,ID, D1, Z-PSG et R2.

c. Découpage en Drains

On a utilisé les échelles 2m, 3m, et 5m pour subdiviser les drains ; D5 (Risup - Riarg - Riinf), D4, D3, D2, ID, D1, Z-PSG et R2 en couches (layer) égales. **Tableau 2** : Les épaisseurs et les découpages (nombre des layers)

Des différents drains utilisés dans la modélisation.

Tableau 2: les épaisseurs et les découpages (nombre des couches) des différents drains utilisés dans la modélisation

| drains | épaisseurs | layers |
|---------------|------------|--------|
| D5 : | | |
| Ri-sup | 14 m | 1 |
| Ri-arg | 19 m | 3 |
| Ri-inf | 12 m | 1 |
| D4 | 36 m | 2 |
| D3 | 25 m | 5 |
| D2 | 24 m | 5 |
| ID | 30 m | 5 |
| D1 | 23 m | 5 |
| Z-PSG | 6 m | 1 |
| R2 | 35 m | 5 |

II.2.4.3. Construction du Modèle Géologique

Les étapes qu'on a suivies pour la construction du modèle géologique du réservoir cambrien de secteur SW de la zone 23 au champ pétrolier d'Hassi-Messaoud sont :

- Acquisition et traitement des données brutes.
- Chargement des données.
- Modélisation structurale.
- Modélisation des propriétés.

a. Acquisition et Traitement des Données Brut

La première étape dans la construction du modèle géologique est de préparer et traiter toutes les données nécessaires à savoir, la localisation des puits, les tops des formations, les résultats des diagraphies, la sismique, des carottes, et l'imagerie. Les données de chaque puits ont été organisées selon des formats spécifiques et acceptés par l'outil de modélisation.

b. Chargement des Données

Les données des puits de la stratigraphie et des failles sont chargées selon des formats spécifiques :

1. Well Data: well data contient 3 catégories; les suivants:

-Well Headers ce fichier contient les informations identifiant les puits telles que ; le nom, les coordonnées X, Y et Z table, le fond du puits.

-Well Path/ Deviation: dans cette étape on peut importer les data puits par puits ou bien tout les puits dans le même fichier. Pour chaque puits dévié, son chemin est découpé en un nombre suffisant des points caractérisant son déviation, dont chaque point est défini par: Measured Depth, Inclinaison, Azimuth, Total Vertical Depth.

-Well Logs: le traitement des fichiers de diagraphie ; **Edi** et **Elan** nous a permis d'obtenir le fichier well logs d'un format spécial ; LAS. Le fichier **Edi** contient les data ; Depth, Gamma ray, neutron porosité, résistivité lointain A90, densité globale de la formation. Alors que le fichier **Elan** renferme les données ; porosité, perméabilité saturation en eau et aussi volume d'argile.

2. Well Tops : en basant sur les informations recueillies des forages réalisés, le toit et le mur des différents drains constituant le réservoir sont définis dans un fichier ; well tops.

3. Fault Data Zmap + lines : d'après la campagne sismique 3D effectuée, les failles affectant le réservoir ont été importées avec un format spécial Zmap + lines.

II.2.4.4. Moyens utilisés :

La compagnie de service pétrolier **SCHLUMBERGER** a développé un logiciel de grande performance « **PETREL** » considéré comme un outil de travail efficace et indispensable pour toute étude géologique. Son utilisation a rendu effectif pour le travail présenté dans ce mémoire.

Le logiciel **PETREL**, avec les différents modules qu'il contient, peut nous aider à faire toute sorte de modélisations sur notre réservoir, et permettre une visualisation **3D et 2D** (cartes, coupes ...etc.).

Les modélisations qui vont ont réalisées :

- Modélisation structurale
- Modélisation des facies.
- Modélisation pétrophysique

Les données exploitées pour réaliser le modèle sont :

- Les données de **11** puits forés jusqu'au réservoir, un puits verticale repris en short radius (MD284) et **10** puits verticaux (coordonnées (x, y, kb), diagraphie, mesures des carottes) et les données des failles.
- Les données de diagraphie contiennent les courbes (GR, NPHI...)
- Les mesures de carottes (perméabilité CKH, porosité CPOR)
- Données extrais du Data Bank (SONATRACH Division Production)

a. Modèle structural

Après le chargement des données dans le pétrel, l'étape suivante est la modélisation de la structure et la construction du maillage géologique du réservoir cambrien de secteur d'étude. La définition du modèle structural est la première étape dans la construction du modèle géologique. La méthodologie de modélisation structurale sur pétrel est unique. Elle est subdivisée en 3 processus :

1. Fault Modeling

La modélisation des failles dans le modèle géologique est la base pour générer la grille 3D. La définition du modèle de faille montre que le réservoir de secteur d'étude est recoupé par des failles normales d'orientation diverses délimitant des compartiments différents dont les rejets sont variables.

2. Pillar Gridding

La génération de la grille représente la base de toute modélisation. La géométrie de la grille peut être défini au cours du processus de sorte qu'il est facile de générer deux grilles à partir du même modèle de faille. Dans cette modélisation on a utilisé une grille de (50m*50m).

3. Création des Horizons

Cette étape permet de générer les horizons géologiques du réservoir, à partir des coordonnées entrée X, Y, Z. pour générer des horizons supplémentaires par rapport aux horizons existant, on utilise le processus make zones. Et pour plus de détail, le processus layering.

4. Modèles des Propriétés

La modélisation des propriétés est le processus de remplissage des cellules de la grille avec des propriétés discrètes (faciès) ou discontinus (pétrophysique). Le modèle structural du réservoir cambrien de secteur d'étude établi précédemment va être habillé par les différentes données pétrophysique.

b. La modélisation des faciès

Dans cette section, le processus de construction d'un modèle de faciès de base conditionné à des observations et à l'aide de SIS. Le type de variogramme, varie, et l'azimut pour chaque faciès est fourni pour vous. Ceux-ci sont normalement conçus pour correspondre à des observations géologiques extrêmes (typiquement observée dans une bonne section), et nécessitent peu d'expérimentation pour créer les effets désirés.

Modélisation Objet permet aux utilisateurs de remplir un modèle de faciès discret avec différents organismes de diverses géométries, le code du faciès et fraction. Toutes les entrées géométriques contrôle la forme du corps (largeur, épaisseur, etc.) sont définies par l'utilisateur.

4.1. Scal Up Well Logs

Lors de la modélisation des différentes propriétés, le secteur modélisé est divisée en générant une grille 3D. Chaque cellule a une valeur unique pour chaque propriété. Cette étape permet de définir les cellules qui ont été pénétrées par les puits et de calculer la moyenne de chaque propriété au sein de chaque cellule en utilisant la méthode des moyennes disponible dans le pétrel.

À savoir ; l'arithmétique, l'harmonique, Les moyennes utilisées dans notre étude sont :

-La moyenne arithmétique n'est correcte que pour la perméabilité horizontale qui est constante à l'intérieur de chaque couche dans le modèle.

-La moyenne harmonique donne la perméabilité verticale effective si la perméabilité est constante dans chaque couche.

4.2. Analyse des Données

Dans cette étape on a effectué l'analyse des données discrète et continue caractérisant le réservoir Ra sur pétrel. Ce logiciel fait appel à différentes lois mathématiques et la statistiques pour établir un histogramme représentant chaque paramètre a permet de suivre la distribution vertical et latéral des différents paramètres pétrophysique.

c. Modèle Pétrophysique

Le modèle pétrophysique c'est l'interpolation des données continues telles que la porosité et la perméabilité. Le but de la modélisation pétrophysique est de distribuer les propriétés entre les puits de telle sorte qu'il conserve de façon réaliste l'hétérogénéité du réservoir de secteur étudié et correspond aux données disponibles. deux modèles pétro-physiques du réservoir cambrien de secteur d'étude ont été réalisés dans cette étape qui sont ; la porosité, la perméabilité.

1. Modèle de Porosité**2. Model de Perméabilité**



Figure 21 : Schéma récapitulatif explique les étapes de la modélisation du secteur d'étude.

III. Application et évaluation de Short Radius

Dans ce chapitre, seront présentés la technique du forage short radius, les critères de sélection des puits proposés à Hassi Messaoud.

III.1. Introduction de forage horizontal :

Le forage horizontal est réellement né en juin 1980 avec le forage du puits ELF aquitain Laque-90 dans le sud de France. Il est probable que quelques puits avait été forés avant cette date, entre autre en Russie, mais sans réel succès jusqu'aux années 80.

A la fin des années 80 des centaines puis des milliers des puits horizontaux étaient forés chaque année.

Un tel succès ne s'explique que par des résultats excellents obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout au début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements.

- Développement des outils de mesure en temps réel.
- Développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- Evolution des fluides de forage et développement de nouveaux équipements de contrôle de solide.
- Meilleure compréhension du comportement du train de tiges.

III.1.1.Applications des puits horizontaux

Dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

Les applications des puits horizontaux sont très nombreuses et nous ne mentionnons ici après que les plus intéressants :

III.1.1.1-Réservoirs fracturés

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

III.1.1.2-Réservoirs multicouches

Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

III.1.1.3-Réservoirs à basse perméabilité

Le forage horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

III.1.1.4-Formations non consolidées (contrôle des sables)

La production des sables non consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi

Un drain horizontal forer dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

III.1.1.5-percée de gaz et de l'eau :

Les puits horizontaux aident énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau, et aussi en améliorent la productivité en dispersant le soutirage donc qui fait que la vitesse d'écoulement soit faible. Et le même principe pour la venue de gaz.

III.1.2 .Classification des puits horizontaux

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100° . Parmi les types de puits horizontaux qui peuvent être distingués on cite :

III.1.2.1.Les puits à long rayon

Ces puits ont un rayon de courbure $>200m$, et permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnelles, forage avec rotary, carottage, tubage, etc....et ceci avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. La longueur de ces puits peut atteindre plus de 1000m.

II.1.2.2. Les puits à moyen rayon

Ces puits ont un rayon de courbure entre 50m et 200m, et nécessitent des équipements adaptés tels des moteurs de fond coudés et ajustables en surface. Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée).

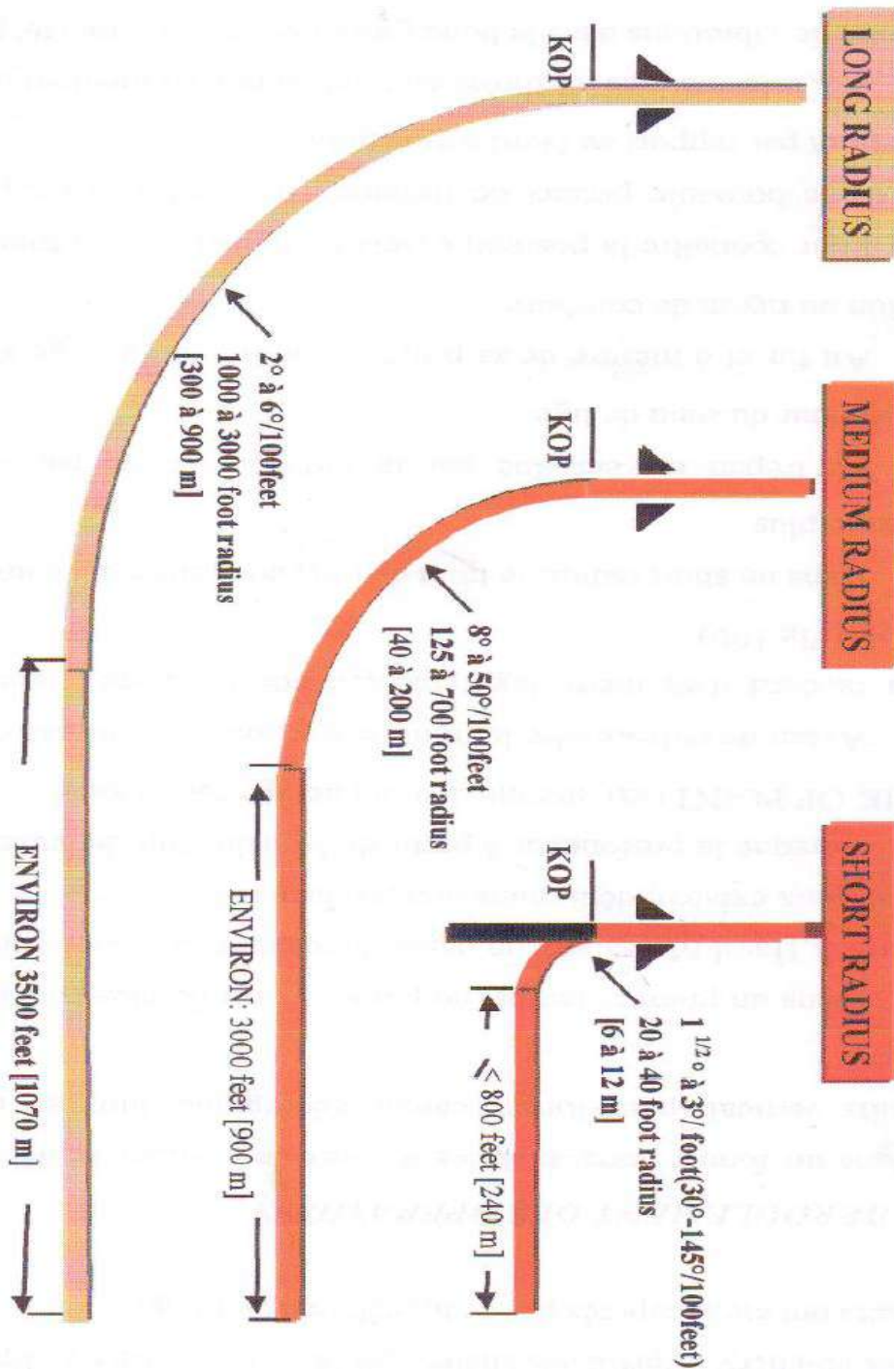


Figure. 22: Classification des puits horizontaux

Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée).

III.1.2.3. Les puits à rayon court ou ultra court

Ces puits ont un rayon de courbure < 50 m et peuvent atteindre même 5 m, et nécessitent des équipements spécifiques tels que des moteurs articulés et des garnitures articulées. En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter, limitant l'utilisation de cette technique.

III.1.2.4. Les puits en réentrée (short radius)

Ces puits sont une autre séquelle du forage horizontal et consiste à repartir d'un puits déjà existant qui est alors abandonné et bouché afin de forer un drain latéral se terminant à l'horizontal.

III.1.2.5. Les puits multilatéraux

La technique du puits multilatéral consiste à forer plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou même horizontal.

III.1.2.6. Les puits en Short Radius

III.1.2.6.1. Introduction

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté ainsi que la remonté du plan d'eau et les percés de gaz. La quantité des hydrocarbures restante empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques de haute précision.

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique à Hassi Messaoud. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures.

III.1.2.6.2. Historique du short radius

Cette technique a été appliquée pour la première fois en Algérie au champ de Hassi Messaoud. Le premier puits repris est le MD218 en 1995, La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir vient par la suite d'un programme détaillé d'une équipe pluridisciplinaire ou se côtoie l'ingénieur réservoir, le géologue, le producteur, le foreur, et le prestataire de service pour les équipements de mesure.

III.1.2.6.3. Définition du Short Radius :

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique A HASSI MESSAOUD. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétrophysique.

Des études géologiques et de réservoir ont été faites et se font encor, pour les puits secs ou à faible production afin de bien choisir les puits candidats, la position idéale pour les drains cibles et l'orientation favorable à leur donner

Les puits en short radius ont une inclinaison très rapide 1.5° à 3° par 0.3 m. Ils peuvent atteindre 90 ° pour 2 - 3 m.

Sonatrach a adopté le technique short radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain rapidement et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (anciens puits).

III.1.2.6.4. Intérêt du Short Radius a Hassi Messaoud :

Les buts essentiels de la reprise des puits en short radius sont :

- ✓ Remédier aux problèmes de percé d'eau ou de gaz.
- ✓ Optimiser le nombre des puits de développement.
- ✓ Baisser la pression d'abandon.
- ✓ Augmenter la récupération totale.
- ✓ Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétro physiques
- ✓ Produire à débit plus élevé pour un même ΔP (faible draw down).

Les puits reconvertis en short radius doivent obéir aux conditions suivantes :

- ✓ Eviter le plan d'eau.
- ✓ Eviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz
- ✓ Eviter les rayons de zone sèche.
- ✓ Eviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau.
- ✓ Eviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR (Gaz Oil Ration).

III.1.2.6.5-Critères de sélection des puits en short radius :

Cette sélection se fait à partir des études géologiques et tient en compte trois critères :

- 1) Sélection des puits candidats
- 2) Choix des drains à cibler
- 3) Choix de l'azimut (l'orientation à donner aux drains).

III.1.3.Sélection des Puits : Pour reprendre un puits en Short Radius il doit obéir aux conditions suivantes :

- Etre un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire)
- Etre loin des puits injecteurs (eau et gaz)
- Etre dans une zone à faible GOR.
- Être dans une zone où l'activité tectonique est faible (éviter les failles).
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible.

III.1.4.Choix des drains à cibler :

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétro physiques (Φ , K et SW) le long du réservoir afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable, ce choix du drain dépend aussi à des paramètres propres à la formation traversée par le forage, ce sont :

- L'épaisseur du réservoir (au moins 5m).
- La saturation en huile.
- Le rapport K_v / K_h (perméabilité verticale/perméabilité horizontale :ce rapport doit être le plus petit possible).
- Le niveau du plan d'eau pour éviter les percé.
- La présence d'un gaz cap.

III.1.5.Choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétrophysique correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Les caractéristiques pétrophysique de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits.

D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes et l'orientation des structures sédimentaires ; on développera ce côté ultérieurement.

Concernant l'orientation des structures sédimentaires, sa détermination reste difficile. Après la reprise d'un certain nombre de puits la direction N135-N315 semble la plus favorable.

Cependant, la complexité du champ ne peut permettre la détermination d'une variation préférentielle systématique pour tous les puits.

Cette direction est imposée par l'orientation générale des caractéristiques petro physiques.

Ainsi il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales.

D'un autre côté, l'azimut dépend des paramètres intra puits et des paramètres extra puits.

*** les paramètres intra puits**

Il faut que le forage soit dirigé perpendiculairement à la direction des perméabilités horizontales maximales.

*** les paramètres extra puits**

- ✓ Présence de barrière de perméabilité latérale (faille, changement latéral de faciès)
- ✓ Présence de puits injecteurs de gaz ou d'eau.

III.1.6. Architecture d'un Short Radius

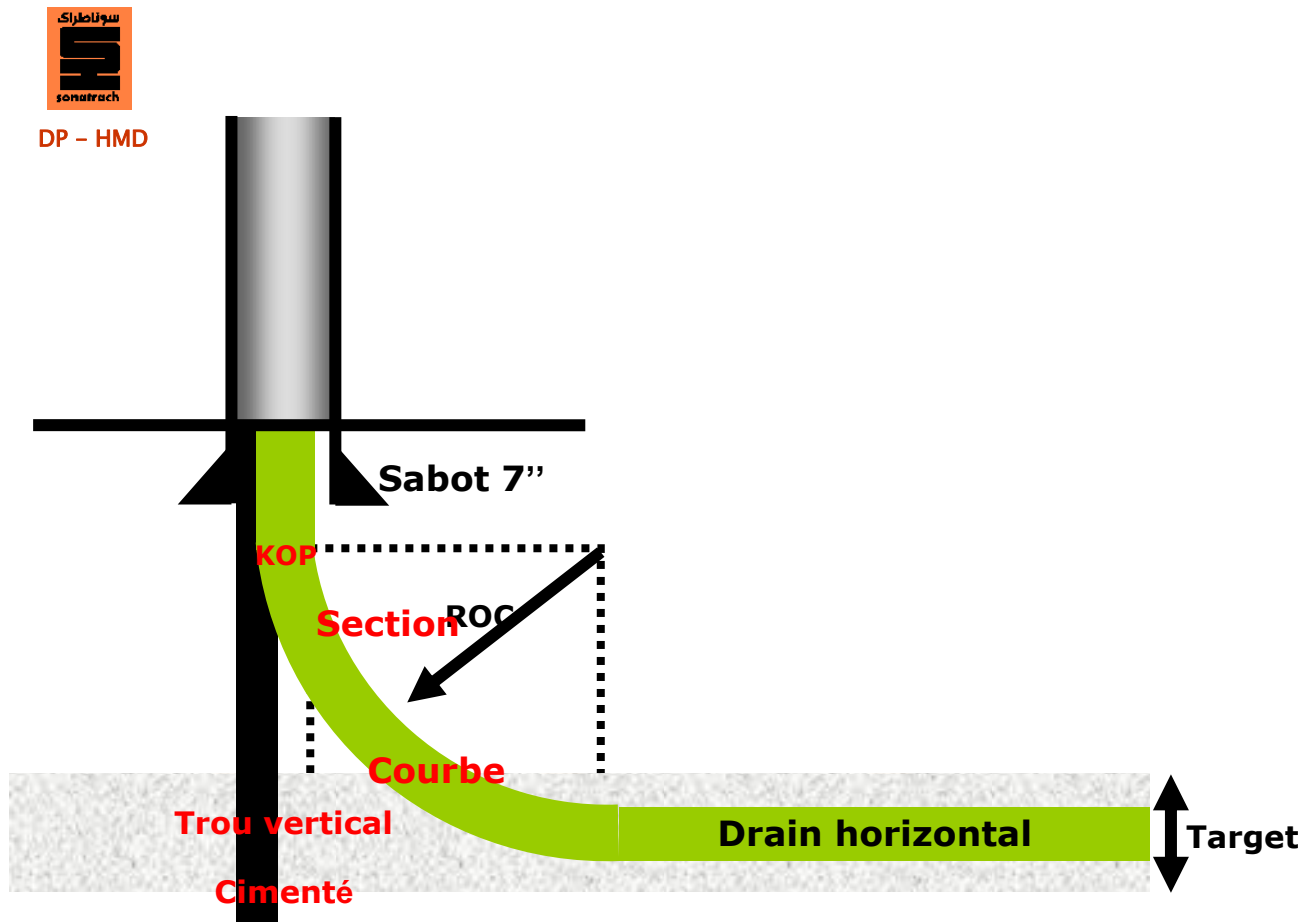


Figure.23: Architecture d'un Short Radius.

KOP : point d'amorce de la déviation en générale pris 10m sous le sabot 7''.

Section courbe : (longueur de 60 à 70 m) c'est la partie incliné du puits (Inclinaison 0° à 90°).

ROC : rayon de courbure (± 40 m).

BUR : taux de monté en inclinaison (7 à 15° /10m).

Drain horizontal: (L de 300 à 500 m) c'est l'objectif du Puits il est foré horizontalement à

L'intérieur du drain cible avec une tolérance déterminée en profondeur Verticale appelée :

Target.

CHAPITRE III

RESULTATS ET DISCUSSIONS

1. Etude structurale

1.1. L'interprétation les données sismique :

D'après l'analyse des profils sismique ; il apparaît que le secteur d'étude a subit plusieurs failles présentant de forts rejets.

Dans le but d'établir un schéma structural au toit de Cambrien, il est nécessaire d'interpréter de nombreuses sections sismiques pour mener à bien cette tache. Nous avons des profils sismiques touche les puits de secteur, pour confirmer la présence des faille limitées NE-SW.

Quand on observe les profils sismiques avec précision on voit la trace des la failles, tel que on remarque un décalage dans les couche.

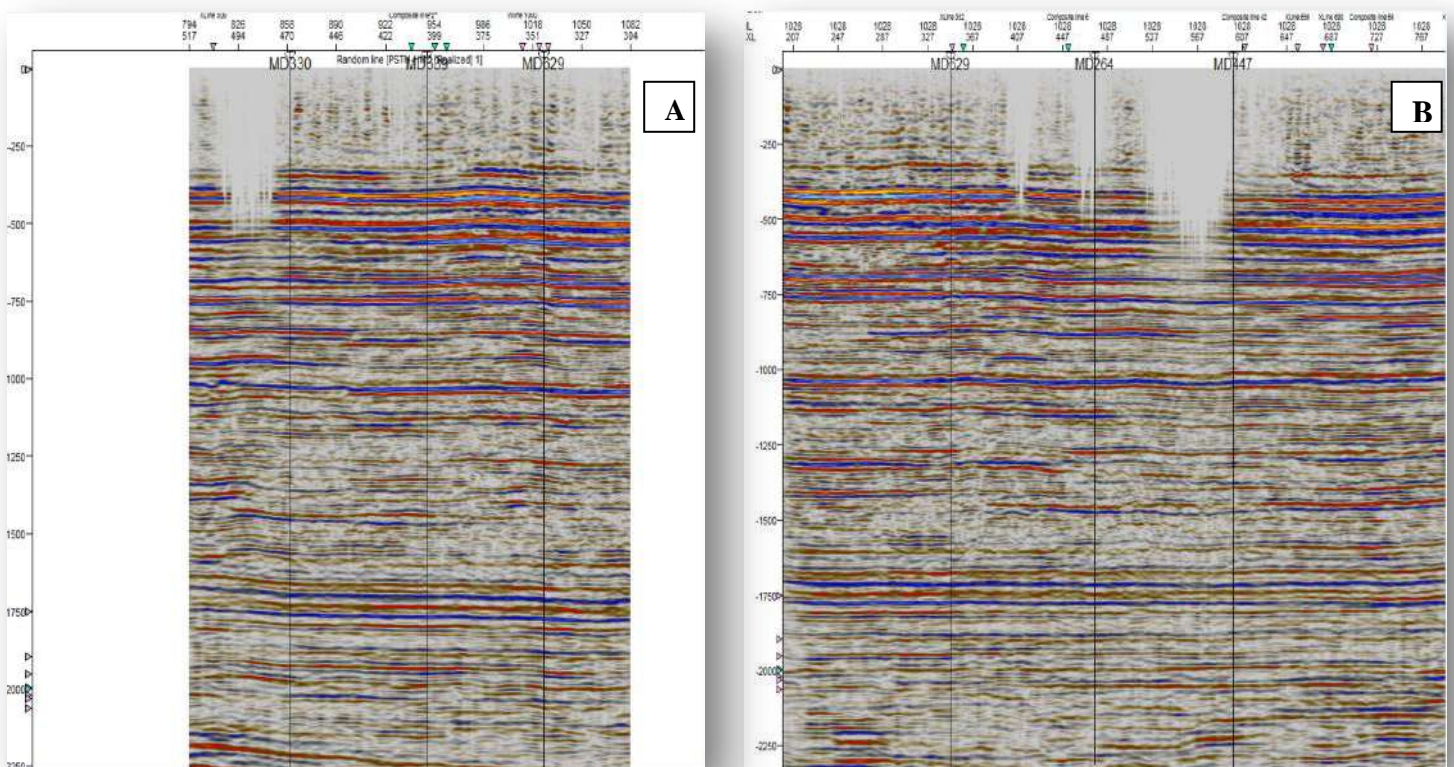


Figure.24: Profils sismiques (A et B) des puits MD330, MD639, MD629, MD264 etMD447.

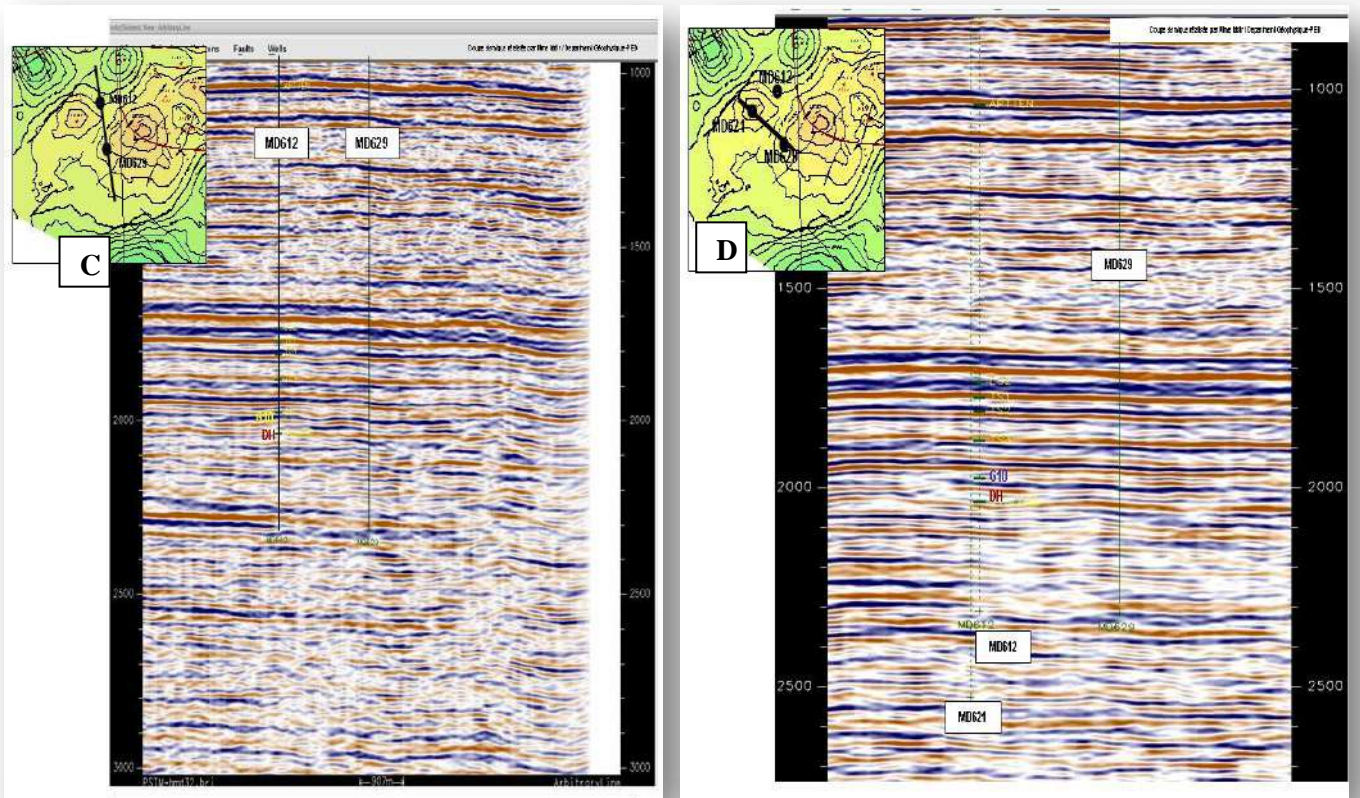


Figure 25: section sismique (C et D) passant par le MD612, MD629 et MD621.

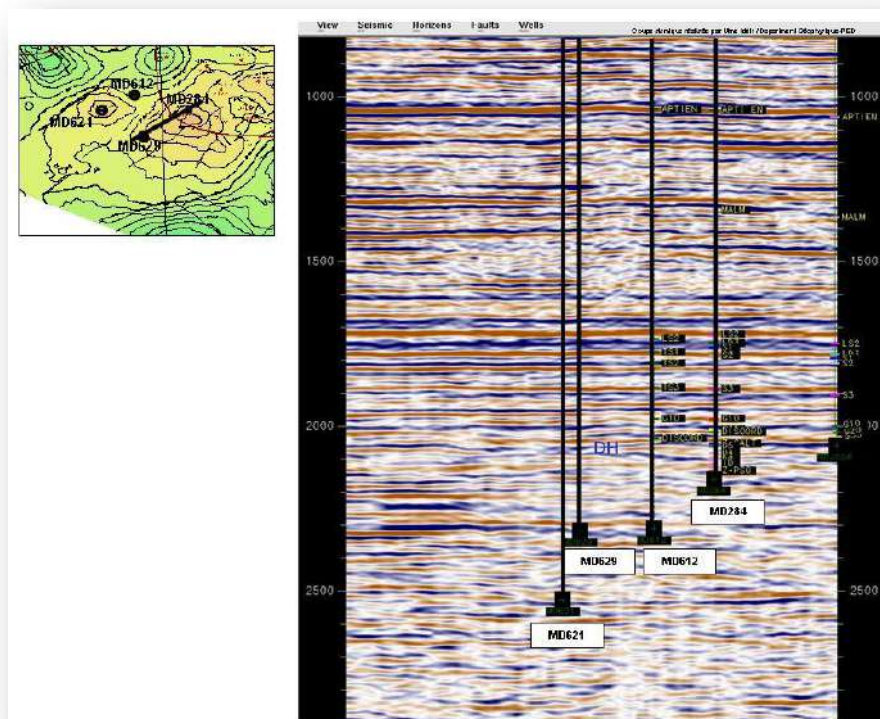


Figure.26: section sismique passant par les puits MD284 et MD629.

L'interprétation de la sismique 2D montre une zone structurellement stable qui s'approfondie vers le sud au toit de la DH où elle est limitée par deux failles d'orientation NNE-SSW. Au toit du R2, la sismique montre une pente légère vers le Sud du puits MD284.

1.2. L'interprétation des cartes structurales des drains de secteur d'étude :

Comme Le secteur SW à la zone 23 qui se trouve à la bordure Sud-ouest de l'anticlinal qui constitue le gisement, il présente une structure monoclinale, avec un pendage faible.

Ce secteur est conditionné par 5 failles majeures qui partagent le bloc en 06 parties.

Vers l'Est, le secteur est séparé de la zone productive 23 par une faille majeure d'orientation NE-SW qui traverse le puits MD284, elle est parallèle à une autre faille qui traverse le puits MD634 (**Faille n° :1 et 2**).

Au Nord, le secteur se trouve plus haut d'une dizaine de mètres que la zone productrice 1b, en raison de la présence de deux failles d'orientation NE-NW (**Failles n° : 3 et 4**), traverses la périphérie nord de secteur d'étude.

Au centre du secteur, il n'y a pas une faille.

Vers l'Ouest, la séparation avec la limite Ouest du champ est marquée par une faille majeure inclinée vers le sud-ouest. (**Faille n° : 5**).

Les cartes structurales sont réalisées par les tops des formations des puits forés.

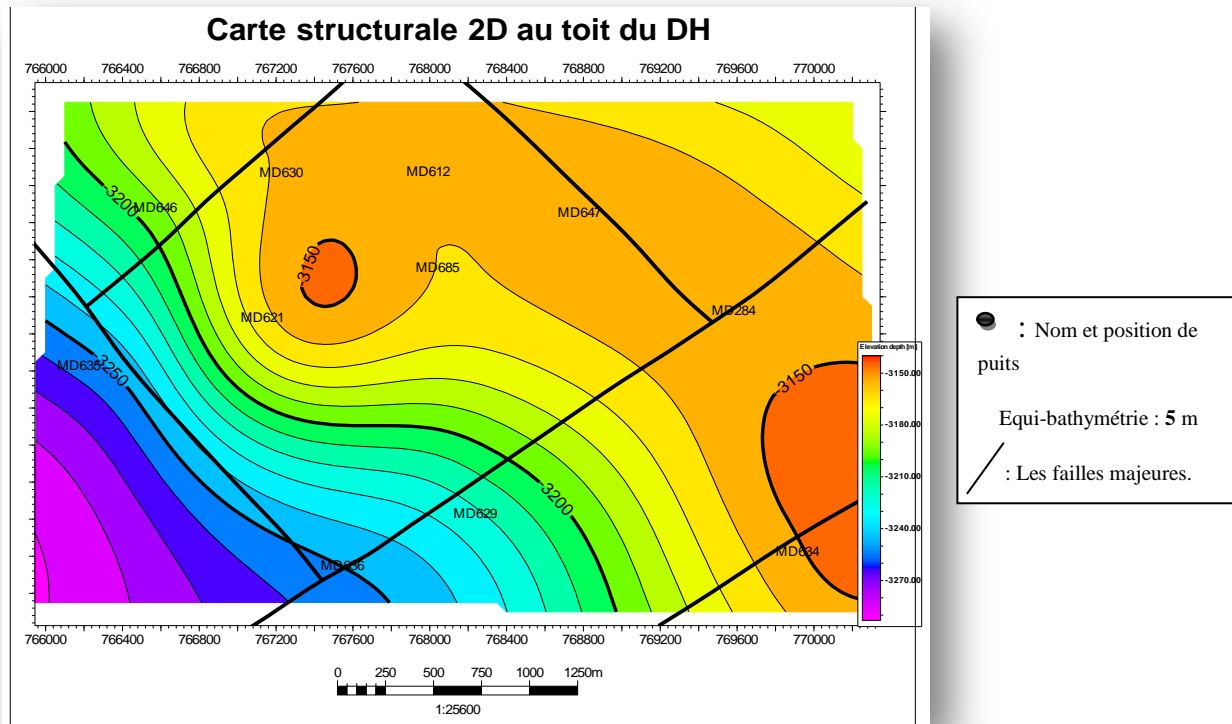


Figure.27: La carte en isobathes (2D) de la discordance hercynienne DH.

-La discordance hercynienne représente une surface de pénéplaine sur laquelle a eu lieu des transformations morphologiques importantes affectant une partie des réservoirs. Représente une structure monoclinale orientée vers le Sud-ouest. La carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m. Le jeu des failles a divisé le secteur en compartiments.

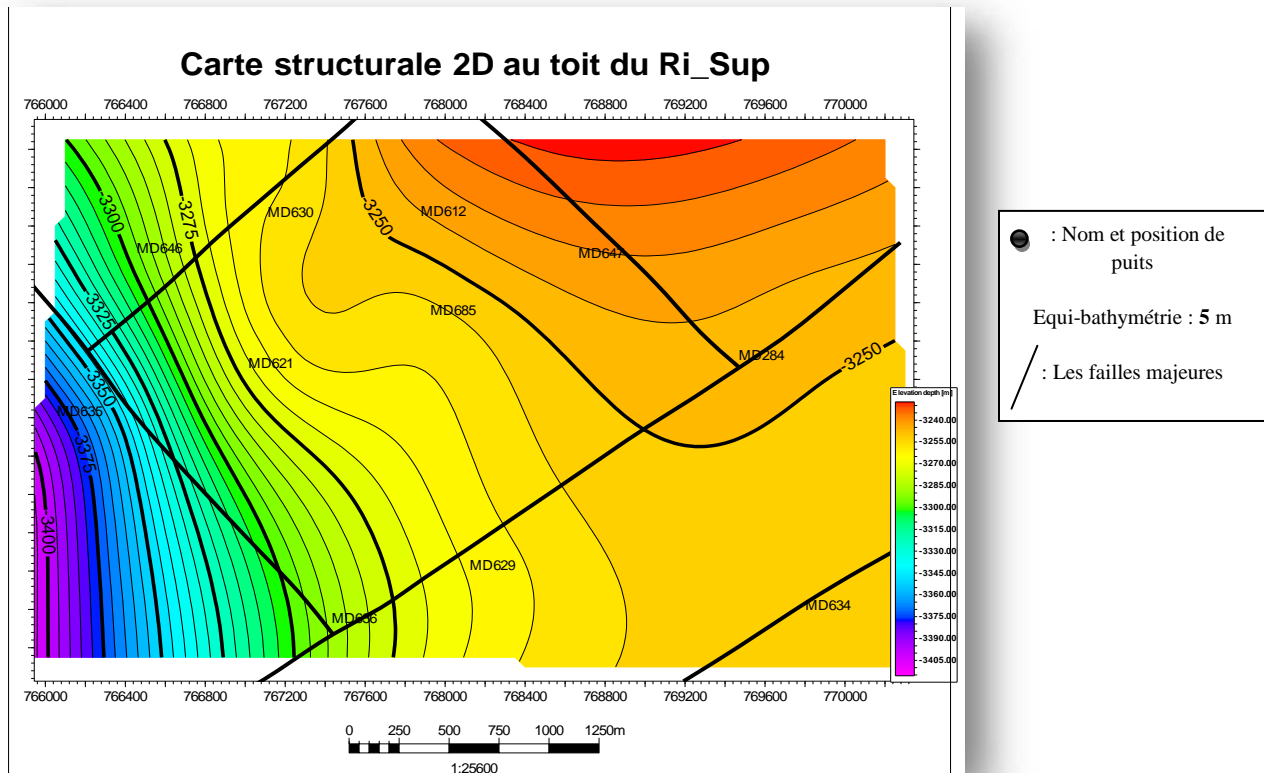


Figure.28: Carte en isobathes (2D) au toit du Ri – Supérieur

-La carte en isobathes montre la présence d'une structure monoclinale qui plonge vers Est-Ouest. Structuralement, on a une basse position structurale au niveau du puits MD635 (Ouest de la zone) par rapport à l'Est ou on a une haut position structurale au niveau du puits MD629. L'érosion est bien marquée vers NE qui confirme cette position structurale. La carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m. Le jeu de failles a divisé le secteur en compartiments.

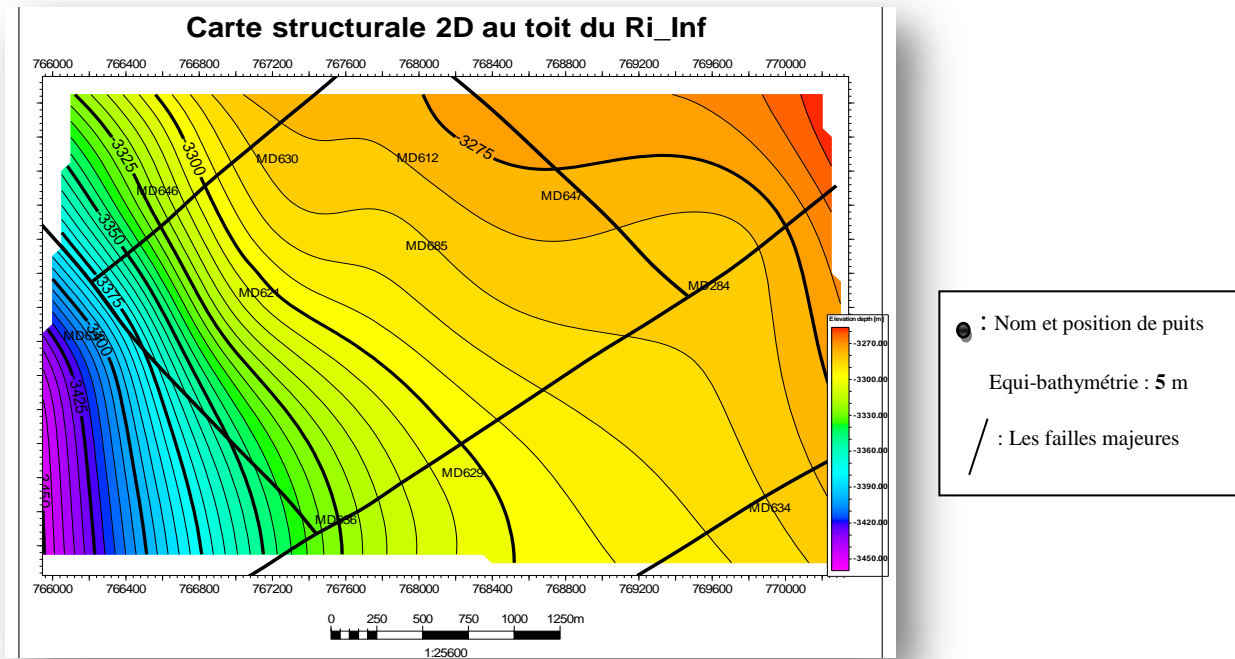


Figure.29: L carte en isobathes (2D) au toit du Ri – Inferieur.

-Représente une structure monoclinale qui plonge vers le Sud-ouest, la carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m.

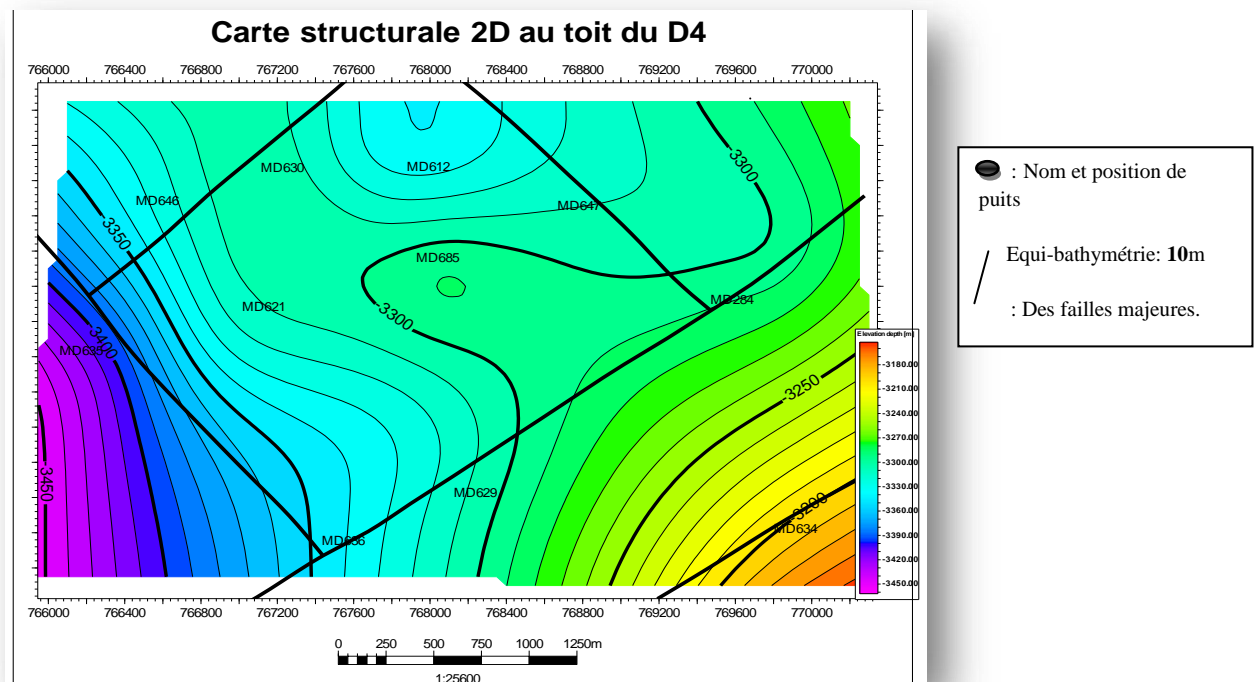


Figure.30: La carte en isobathes (2D) au toit du D4.

-Représente une structure monoclinale orientée vers le Sud-ouest. La carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m. La structure est élevée vers le Sud-est et plonge vers l'Est et le NW.

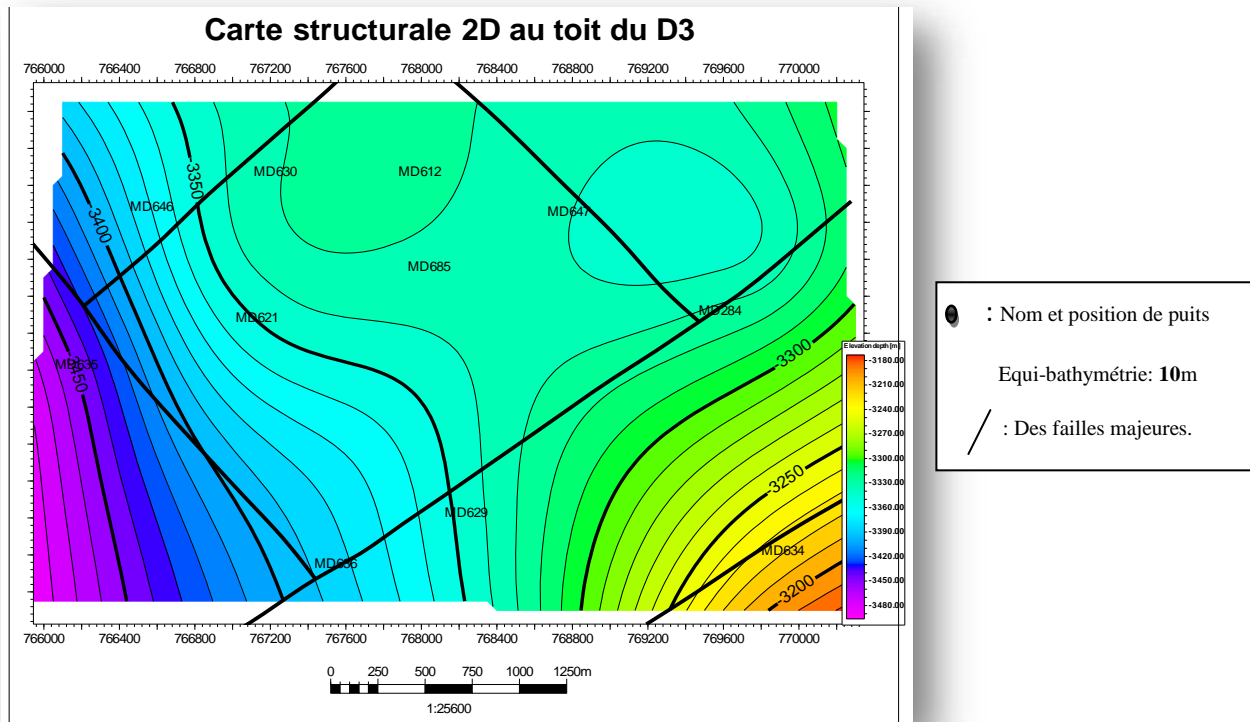


Figure.31: La carte en isobathes (2D) au toit du D3

-La carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m. La structure est élevée vers le Sud-est et plonge vers l'Est et le NW.

1.3. Interprétation des résultats des puits forés

1.3.1. Puits MD284 :

1.3.1.1. Commentaire sur les aspects structural et tectonique : par rapport à ses voisins immédiats, MD284 situé à l'extrême sud du champ, est trop bas au toit du réservoir principal.

On a une faille possible en Ordovicien (zone alternance) et pas d'anomalie d'éruptif (sill ou dyke corrélativement parlant avec les puits voisins). (D'après BEICIP).

1.3.2. Puits MD629 :

1.3.2.1. Commentaire structurale : le puits MD629 se trouve dans la périphérie sud-ouest du vaste anticlinal au champ de Hassi Messaoud. Une structure locale plongeant vers l'ouest, tectoniquement, le puits est à la limite d'une faille d'orientation NE-SW. Le rejet d'environ 30 m qui s'annule progressivement vers le sud. L'érosion Hercynienne à été moins intense dans cette partie du champ ou les dépôts du trias déposent en discordance sur les argiles d'El-Gassi. Aussi, il faudra noter la présence probable de roches volcaniques sur une épaisseur de 10m à 17m environ au dessus de la discordance hercynienne, vu que le puits MD612 à traversé 10m d'épaisseur.

Le puits MD629 traversera 301m du réservoir Cambro-ordovicien. Les quartzites de Hamra et les Grès d'EL Atchane seront carottés sur environ 30m d'épaisseur. Par contre le Cambrien sera totalement carotté du D5 jusqu'à 10m dans le R2 soit de la côte 3445m TVD jusqu'à la côte 3647m TVD.

1.3.3. Puits MD634 :

1.3.3.1. Anomalie géologique rencontre :

- Les argiles d'El-Gassi (AEG) reposent directement sur le Cambrien Ra (D4).
- Absence de la zone d'alternances (Z-ALT) et du Ri (D5). Se qui pourrait s'expliquer par la présence d'une faille normale traversée par MD634.

1.3.3.2. Aspect structural : le puits MD634 est implante dans la périphérie sud ouest du gisement de Hassi au sud de la zone 23, il est situe dans une zone ou le nombre de puits est bon, ce qui permet d'avoir un bon contrôle, en l'occurrence MD284 au nord, MD621 et MD612 au sud-ouest, MD376 au Nord-est et MD629 à l'Ouest. Du point de vue structural, ce

puits est localise dans un compartiment délimité par deux failles importantes de direction NE-SW. L'interprétation de la sismique 3D montre une zone structurellement stable qui s'approfondie vers le sud. Aussi, il faudra noter la présence probable de roches volcaniques sur une épaisseur de 40m environ au dessus de la discordance hercynienne, vu que les puits MD612 et MD376 en ont traversé respectivement 10m et 27 m d'épaisseur. Le trias repose directement sur le QH avec 6 m d'épaisseur, le puits MD634 présente 66 m de Cambrien Ra. L'absence de la zone des alternances et du Ri, ce qui pourrait s'expliquer par la présence d'une faille normale traversée par MD634.

1.3.4. Puits MD635 :

1.1.4.1. Commentaire structural : le puits MD635 se trouve dans la périphérie Sud-ouest du vaste anticlinal du champ Hassi Messaoud. Une structure locale plongeant vers l'Ouest, tectoniquement, le puits est délimité au Sud-est par une faille d'orientation NE-SW à rejet d'environ 30 m qui s'annule progressivement vers le sud.

Occupe une position structurale sensiblement basse par rapport au puits voisins, MD612, MD630, MD621, MD629.

L'érosion hercynienne à été moins intense dans cette partie du champ ou les dépôts du trias se déposent en discordance sur les QH.

1.3.4.2. Commentaire sur le réservoir :

-Puits sec.

-Structurellement très bas.

-QH dégradée par les intrusions de roches volcaniques.

-La discordance Hercynienne à été topée à la cote 3408 m soit 55 m plus bas.

1.3.5. Puits MD647 :

1.3.5.1. Commentaire structural : le puits MD647 se trouve sur la périphérie Sud-ouest du vaste anticlinal du champ de Hassi Messaoud, tectoniquement, le puits est délimité Sud-est par une faille d'orientation NE-SW à rejet d'environ 30 m qui s'annule progressivement vers le sud. L'érosion Hercynienne à été moins intense dans cette partie du champ. Ou les dépôts

du trias se déposent en discordance sur les dépôts ordoviciens (QH). Le puits à traverser sous la DH 11 m de QH, 16 m de GEA, 6m de Ri seulement.

A noter l'absence totale des Z-ALT, ce puits la réduction importante de l'épaisseur du Ri ainsi que l'absence de la Z-ALT indique que le puits a probablement traverser une faille normale vers 3453 m.

1.3.5.2. Commentaire sur le réservoir :

-Z-ALT non rencontrée.

-Cambrien Ri (D5) présent sur 6 m seulement puits traversant probablement une faille.

1.3.6. Puits MD612 :

1.3.6.1. Commentaire structural : le puits MD612 se trouve sur la périphérie sud-ouest de la veste anticlinale du champ de Hassi Messaoud. Une structure locale plongeant vers l'Ouest. Tectoniquement, le puits est délimité au Sud-est par une faille d'orientation NE-SW. A rejet d'environ 30 m qui s'annule progressivement vers le sud. Discordance hercynienne à été moins intense dans cette partie du champ ou le dépôt du trias se déposent en discordance le dépôt ordovicien (QH).

1.3.6.2. Commentaire sur le réservoir :

-Très bon réservoir avec un débit d'huile de 24,99 m³/h mais qui n'a pas cessé de chuter (Q = 12.72 m³/h) due au problème de sel rencontré sur ce puits.

-Chute de résistivité à partir de 3516 m (10 ohmm).

-plan d'eau à 3516 m (-3332 m).

1.3.7. Puits MD636 :

1.3.7.1. Commentaire sur le réservoir : le puits MD636 se trouve dans la périphérie Sud-ouest du vaste anticlinal du champ de Hassi Messaoud. Une structure locale plongeant vers l'Ouest, du point de vue structural, le puits est plus bas que les puits avoisinants.

L'érosion Hercynienne à été moins intense dans cette partie du champ ou les dépôts du trias déposent en discordance sur les argiles d'El-Gassi.

Il a rencontré 25 m d'AEG, 18 m de Z-ALT et 52 m de grès Cambrien Ri.

1.3.8. Puits MD621 :

1.3.8.1. Aspect structural : le puits MD621, situe au Sud-ouest de la zone 23 champs Hassi Messaoud. Il est situe dans la partie Hors zone sud, il est situe dans une zone on la densité des puits est faible, ce qui limité les points de contrôle à seulement un puits en l'occurrence MD612, structurellement, ce puits est situé dans un monoclinale calme plongeant vers Sud-ouest du champ. Tectoniquement, ce puits est localise dans un compartiment délimité par un réseau des failles important d'orientation NE-SW, le puits traverser le réservoir Cambrien-ordovicien sur une épaisseur de 202m.

1.3.9. Puits MD630 :

1.3.9.1. Commentaire structural : le puits MD630 se trouve dans une structure locale plongeant vers le Sud-ouest, tectoniquement, le puits est a la limite d'une faille d'orientation NE-SW a rejet d'environ 30 m qui s'annule progressivement vers le sud. Le sondage occupe une position structurale plus basse que MD629 et MD612 à l'Est et une position plus haute que MD621 au Sud en discordance sur les QH sur 13 m d'épaisseur.

Il est important de noter la présence probable de roches volcaniques sur une épaisseur d'environ 11m à 12 m au dessus de la Discordance Hercynienne. Le puits traversera le réservoir Cambro-ordovicien sur une épaisseur de 250m environ (GEA, AEG, Z_ALT, D5, D4, D3, D2, ID, D1) et R2. Il sera approfondi jusqu'à la reconnaissance du top R2. Le puits peut éventuellement rencontrer les Quartzites de Hamra sur une épaisseur qui ne dépassera pas une dizaine de mètre. Le sabot 7" sera posé à la côte 3415m TVD, -3242m TVDSS soit 3 mètres dans le Ri. La côte d'arrêt de ce puits est à 3612m de profondeur TVD, soit -3438 m TVDSS. Le plan d'eau prévisionnel est estimé -3339m TVDSS soit 3512 m TVD, d'après les derniers résultats de l'interprétation pétrophysique du puits vertical de référence récemment foré MD612.

1.3.9.2. Commentaire sur le réservoir :

L'implantation est proposée dans le cadre du développement et l'évaluation du potentiel de la structure haute se trouvant au sud-ouest de la zone 23, qui a été mise en évidence par la sismique 3D et confirmée par les derniers forages dans ce secteur Cette structure semble très prometteuse vu les bons résultats obtenus dans les puits déjà forés.

1.3.10. Puits MD646 :

1.3.10.1. Commentaire sur le réservoir : le puits MD646 est implanté au Sud-ouest de la zone 23 du champ de Hassi Messaoud. Dans la partie Hors zone Sud, le puits MD646 se trouve dans une structure locale plongeant le Sud-ouest, tectoniquement, le puits est à la limite d'une faille d'orientation NE-SW à rejet d'environ 30 m, qui s'annule progressivement vers le Sud. MD646 occupe une position structurale par rapport aux puits MD621 (S-E) et MD630 (N-E), haute par rapport au puits MD635 (S-W). L'érosion Hercynienne a été moins intense dans cette partie du champ où les dépôts du trias déposent en discordance sur les QH sur 13 m d'épaisseur.

1.3.11. Puits MD685 :

1.3.11.1. Commentaire sur le réservoir : Le puits vertical **MD685** est implanté dans l'interzone **23-1B** du champ de Hassi Messaoud dont l'objectif est le développement de cette partie du gisement du point de vue structural, ce puits est situé dans un compartiment délimité par deux failles de direction NW-SE et deux autres de direction NE-SW. La structure au toit du R2 plonge vers le sud-ouest par contre la Discordance Hercynienne a rencontré le réservoir ordovicien DH/Quartzites 3143m et le top R2 est 3430m. Ce puits aura pour Objectif le réservoir Cambro-ordovicien sur une épaisseur de 182 m environ (Quartzites el Hamra GEA, AEG, Alt, D5 et D4). On note que l'épaisseur totale du réservoir à traverser, qui est prévue jusqu'au top du D3 est estimée à 182m.

1.3.11.2. Caractéristiques pétrophysique du réservoir :

Le réservoir Ra dans le secteur d'implantation se compose de tous les drains. L'interprétation pétrophysique des puits voisins montre des propriétés moyennes à bonne, au niveau du drain D4 pour le puits MD612 et la partie inférieure du D5 et supérieure du D4 pour le puits MD621. Il faut noter qu'une chute de résistivité est observée dans le D3 indiquant le début de la zone de transition.

1.4. Description Macroscopique :

Il s'agit ici de décrire les différents faciès rencontrés en carottes. La description précise de ces faciès et leur interprétation en termes de régime hydrodynamique permet de déduire des associations de faciès et milieux de dépôts.

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

1.4.1. Le puits MD647 :

1.4.1.1. Description des carottes :

Grés quartzite gris clair, an isométrique, moyen à grossier, ciment siliceux compact à silico-bitumineux. Nombreuses passées de siltstone argilo-micacé et de joints stylolitiques, présence de tigillites courtes.

Fissuration horizontale à subhorizontale très développée vide, fissuration sub-verticale vide ou rarement colmatée de bitume.

1.4.2. Le puits MD612 :

1.4.2.1. Description des carottes :

-Lithologie du Ri : grés quartzite beige à gris sombre, isométrique fin à moyen, a ciment siliceux à silico-bitumineux, nombreuses de siltstone argilo-micacé, gris et verdâtre. Tigillites fréquentes courtes et longues présentant parfois les formes en feston fissuration subhorizontal abondante. Fissuration sub-verticale par nombreuse et peu développée, stratification inobservable à localement oblique.

-Lithologie du Ra : quartzite grés à grés quartzite gris beige à gris noir, rouge par endroit anisométrique, fin a moyen et grossier par endroit à ciment siliceux à silico-bitumineux nombreux passées de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre. Fissuration subhorizontale abondante, fissuration sub-verticale développée par endroit (3471 m à 3485 m) et (3529 m à 3529 m) et (3544 m à 3567 m). Stratification inobservable localement oblique.

Au vu de la fissuration observée sur carotte, les meilleurs drains sont : drain D2, la partie sommitale de l'ID et une partie du D4.

1.4.3. Le puits MD636 :

1.4.3.1. Description des carottes :

-Zone des Alternances : alternance de quartzite blanche, compacte et d'argile noire, micacée indurée. 7 passées « cm » et un « dm » de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre.

-Cambrien Ri : grés quartzite à quartzite grés, isométrique fin et moyen par endroits, gris sombre et gris clair a rarement blanc, compact.

-Cambrien Ra : grés quartzite à quartzite grés, isométrique fin et moyen par endroits, gris sombre et gris clair à parent blanc, compact. Ciment silico-bitumineux à siliceux, admettant 49 passées « cm » et 6 « dm » de siltstone argilo-micacée, et verdâtre. Nombreux films d'argile jaunâtres, tigillites abondantes, courtes et longues présentant parent des formes en feston, nombreux joints stylolitiques abondants. Nombreuses fissures subhorizontales vide, pares fissures sub-verticales fermées vides. Stratification inobservable, rarement oblique.

-De 3486 m à 3500 m : quartzite grés à grés quartzite, gris clair à gris sombre, isométrique, fin et moyen. Ciment siliceux à parent silico-bitumineux admettant 13 passées « cm » de siltstone argilo-micacée et plusieurs joints d'argile jaunâtre.

-De 3500 m à 3501.5 m : quartzite grés, anisométrique fin devenant grossier, blanc, compact, ciment siliceux.

1.4.4. Le puits MD612 :

1.3.4.1. Commentaire sur le réservoir :

-QH : Quartzite beige à ciment siliceux présentant une de « cm » de silistone, présentant de quelques fissures sub-verticales remplies par de la silice et de pyrite.

-Ri : grés quartzites isométrique compacts, fin à moyen à ciment siliceux à silico-argileux de couleur gris sombre à gris, compacte avec intercalation siliceuses. Joints stylolitique abondants colmatée par de l'argile par endroit, tigillites très fréquentes.

Quelques passées ce « cm » et « dm » de siltstone gris noir films argileux assez développée, quelques fissures sub-verticales vides ou colmatées par de la silice, fissuration horizontales fermées, stratifications obliques parfois inobservables.

-Ra : grés quartzite anisométrique, fin à moyen, gris sombre à gris clair, à grossier par endroit, ciment siliceux et silico-bitumineux, passées « cm » et « dm » de siltstone argilo-micacée gris et verdâtre nombreux films d'argile jaunâtre, apparition de quelques tigillites courtes sur des endroits apaise de la carotte. Fissures sub-verticales ouverte à vide ou colmatées pas de la silice ou du bitume stratification inobservable et subhorizontale par endroits et rarement entrecroise.

1.5. L'interprétation les données d'imagerie des puits de secteur :

Tableau.3: l'imagerie des puits de secteur d'étude.

| Noms des puits | L'imagerie des puits de secteurs |
|----------------|---|
| MD284 | Pas d'imagerie. |
| MD629 | l'OMRI : on a 37 fractures conductrices d'orientation (W-E), Ils rempli par un matériel argileux. CASTV : n'est pas enregistré. |
| MD634 | CASTV : on à 55 fractures observées au 3397-3502 m entre 3480-3500 m On a 44 fractures. Ils 'agit Souvent de fractures partielles de SW-NS. OMRI : de 3435-3512m, ces fractures probablement ouverts. |
| MD635 | CASTV : permis de observé peu de fractures dan 3347 à 3559m, ils concentré entre 3420-3452m de direction NE-SW correspondant à la direction de contrainte minimale. |
| MD647 | Pas imagerie. |
| MD612 | CAST-V : a identifiée des fractures dans l'intervalle: 3483m-3474m top du D4 orientées NW-SE avec un pendage 82°/044°-NE et qui sont probablement ouvertes. Les breakouts rencontrés du top au bottom (3582m-3444m) montrent que σ_{Hmax} orienté 320°-140° (NW-SE) donc σ_{hmin} est orienté NE-SW. |
| MD636 | Pas imagerie. |
| MD621 | interprétation non délivres. |
| MD630 | L'imagerie pas programme |
| MD646 | Pas imagerie |
| MD685 | OBMI a montré un seul pendage structural observé (7°/N227) orienté dans SW. Les breaksouts montrent que la direction de σ_h (contrainte minimale) est NE-SW et σ_H (contrainte maximale) orientée NW-SE (N140-N320) Fractures. UBI : 34 fractures à faible amplitude dominées par direction NW-SE. |

2. Etude pétrophysique

2.1. L'interprétation les données diagaphies :

Les diagaphies sont des outils très précieux, nous avons vu qu'elles pouvaient, par la mesure des caractéristiques physiques des roches traversées, apporter de multiples renseignements.

Comme pour toute méthode géophysique, il se pose le problème de traduction. Toute interprétation de diagaphies est une interprétation géologique, il importe donc de savoir traduire correctement les données géophysiques en résultats géologiques.

2.1.1. Corrélation diagaphique entre les puits de secteur d'étude :

1^{er} section : Corrélation entre les puits suivants : MD 634, MD629, MD636, MD646).

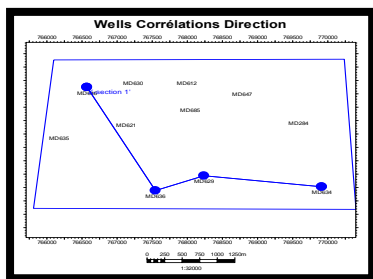
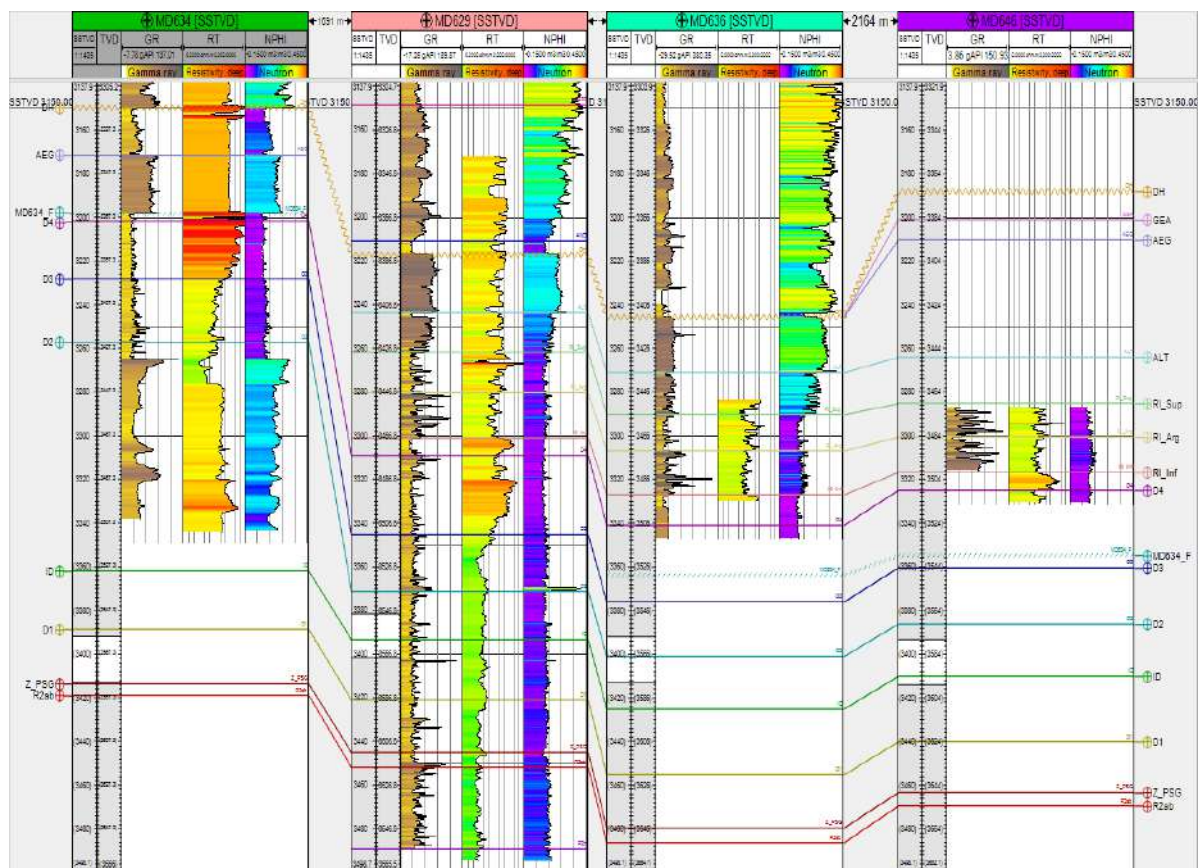


Figure 32: corrélation entre les puits de secteur

Dans Le puits **MD636** : le puits est plus bas que les autres puits. L'érosion Hercynienne à été moins intense ou les dépôts du trias déposent en discordance sur les argiles d'El-Gassi. Il a rencontré 25 m d'AEG, 18 m de Z-ALT et 52 m de grés Cambrien Ri.

Dans Le puits **MD646** : L'érosion Hercynienne à été moins intense ou les dépôts du trias déposent en discordance sur les QH sur 13 m d'épaisseur.

Le puits **MD629** traversera 301m du réservoir Cambro-ordovicien.

Dans Le puits **MD634** : Le trias repose directement sur le QH avec 6 m d'épaisseur, et 66 m de Cambrien Ra. L'absence de la zone des alternances et du Ri, ce qui pourrait s'expliquer par la présence d'une faille normale traversée par MD634.

2^{ème} section : (Corrélation entre les puits suivants : MD 647, MD612, MD685, MD 636).

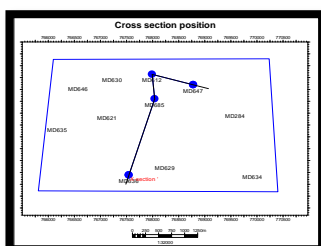
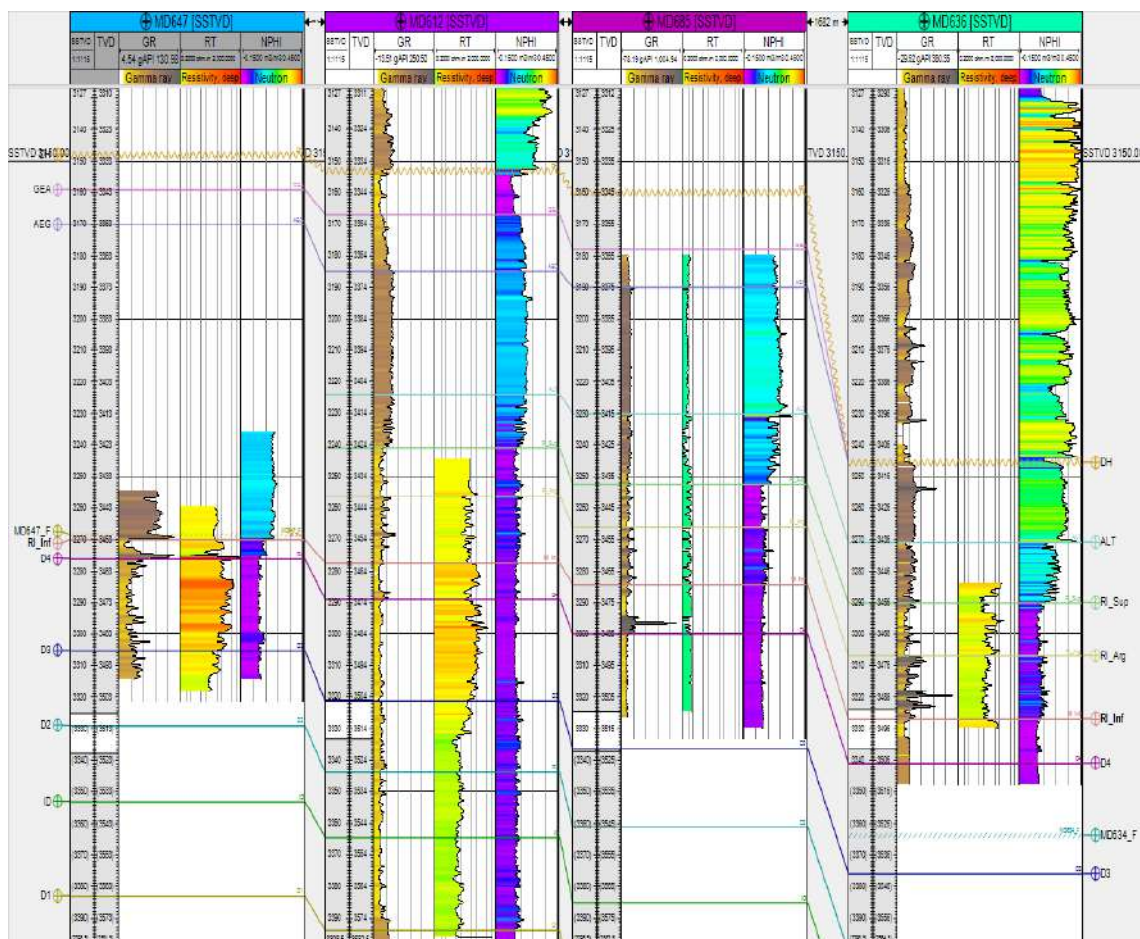


Figure 33: corrélation entre les puits de secteur

La discordance hercynienne commence par l'Ordovicien (QH) mais on remarque la disparition quasi-totale du Ri (il reste qu'une petite partie du Ri-inf) causé par la faille qui traverse le puits MD647 au Ri et au top du D4. On note l'absence de Z-ALT indique que le puits traversé une faille normal vers 3453m.

La série stratigraphie est complète mais ce puits MD612 lié au problème de présence de sel.

Absence des dépôts Supérieurs QH-GEA ou les dépôts du trias déposent en discordance sur les argiles d'El Gassi, il a rencontré 25m d'AEG, 18m de Z-ALT et 52m de grés cambrien RI dans le puits MD636.

Dans le puits MD685 la Discordance Hercynienne a rencontré le réservoir ordovicien DH/Quartzites 3143m et On note que l'épaisseur totale du réservoir à traverser, qui est prévue jusqu'au top du D3 est estimée à 182m.

3^{ème} section : (Corrélation entre les puits suivants : MD 284, MD612, MD621, MD635).

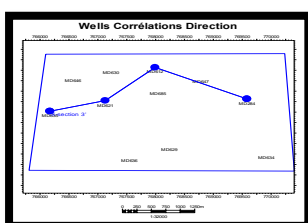
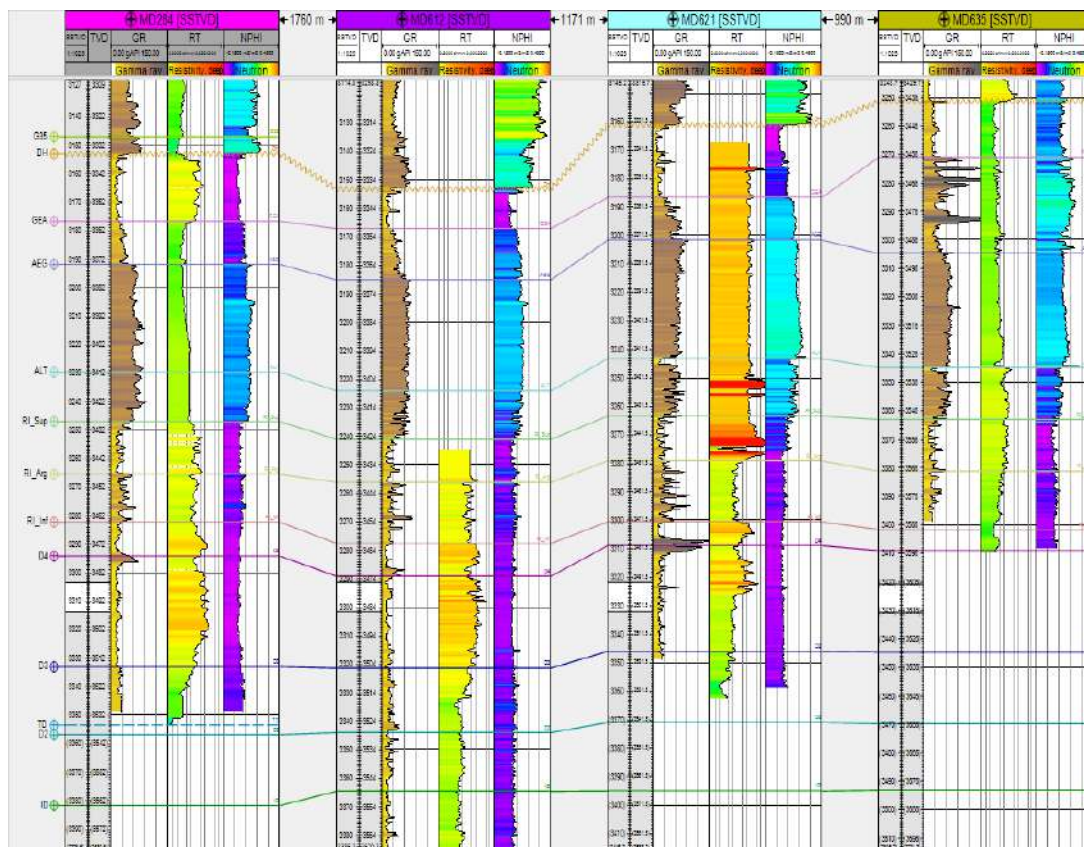


Figure 34: corrélation enter les puits de secteur.

Dans le puits **MD284** est trop bas au toit du réservoir principal. On a une faille possible en Ordovicien (zone alternance) et pas d'anomalie d'éruptif.

MD612 : La série stratigraphie est complète mais ce puits lié au problème de présence de sel.

MD621: le puits traverser le réservoir Cambrien-ordovicien sur une épaisseur de 202m.

MD635 : L'érosion hercynienne topée à la cote 3480 m soit 55m plus bas que prévu et les dépôts du trias se déposent en discordance sur les QH.

4^{eme} section : (Corrélation entre les puits suivants : MD 647, MD630, MD646).

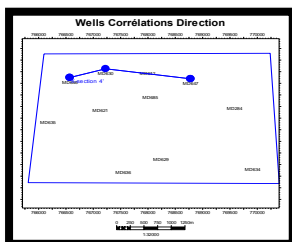
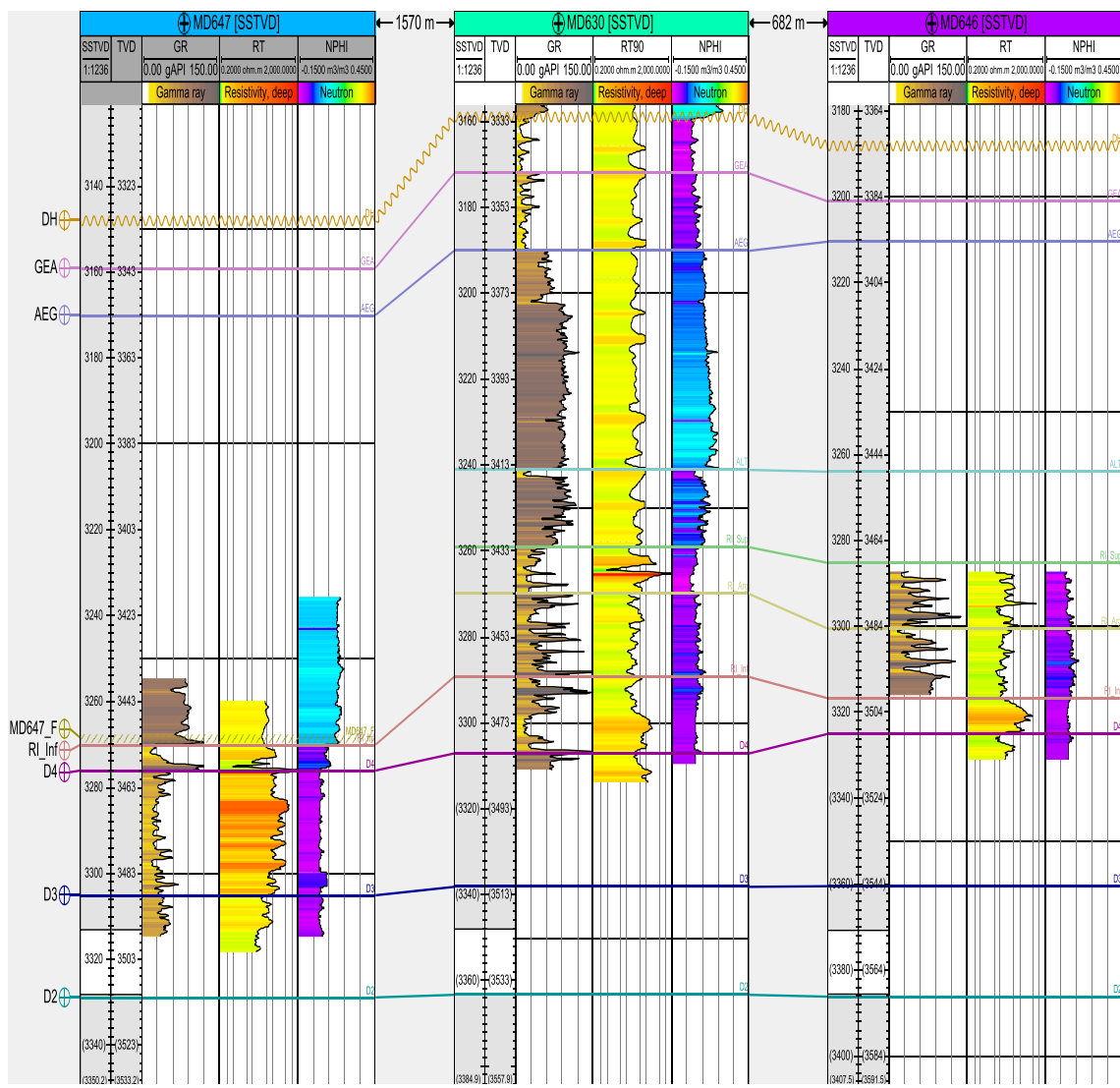


Figure 35: corrélation entre les puits de secteur

Dans Le puits **MD647** La DH commence par l'Ordovicien (QH) mais on remarque la disparition quasi-totale du Ri (il reste qu'une petite partie du Ri-inf) causé par la faille qui traverse le puits au Ri et au top du D4. On note l'absence de Z-ALT indique que le puits traversé une faille normal.

Le puits **MD630** traversera le réservoir Cambro-ordovicien sur une épaisseur de 250m environ. Le puits peut éventuellement rencontrer les Quartzites de Hamra sur une épaisseur qui ne dépassera pas une dizaine de mètre.

Dans le puits **MD646** la DH commence par le cambrien (Ri-sup) mais on remarque la disparition quasi-totale du l'ordovicien (il reste qu'une petite partie du Ri-sup) causé par la faille qui traverse le puits au Ri. Indique que le puits traversé une faille normal.

2.2. Modélisation :

Le logiciel **Pétrel** avec les différents modules qu'il contient peut nous aider à faire toute sorte de modélisation sur notre réservoir et permettre une visualisation 3D ou bien 2D (cartes, coupes) des résultats obtenus, les modélisations sont :

- La modélisation structurale.
- La modélisation des facies.
- La modélisation pétrophysique.

Deux étapes principales pour un Workflow de modélisation géologique :

1. Caractérisation qui sert à déterminer les modèles conceptuels de chaque thème, sélectionner les paramètres de modélisation appropriés et choisir la séquence de modélisation.
2. Modélisation c'est l'utilisation des paramètres issus de la caractérisation pour construire un modèle numérique.

a. Création d'un nouveau projet Pétrel et chargement de données :

Les premières données à être chargées sont celles des puits (coordonnées UTM, KB, TD), les toits (top) de formation traversées et les logs données des diagraphies.

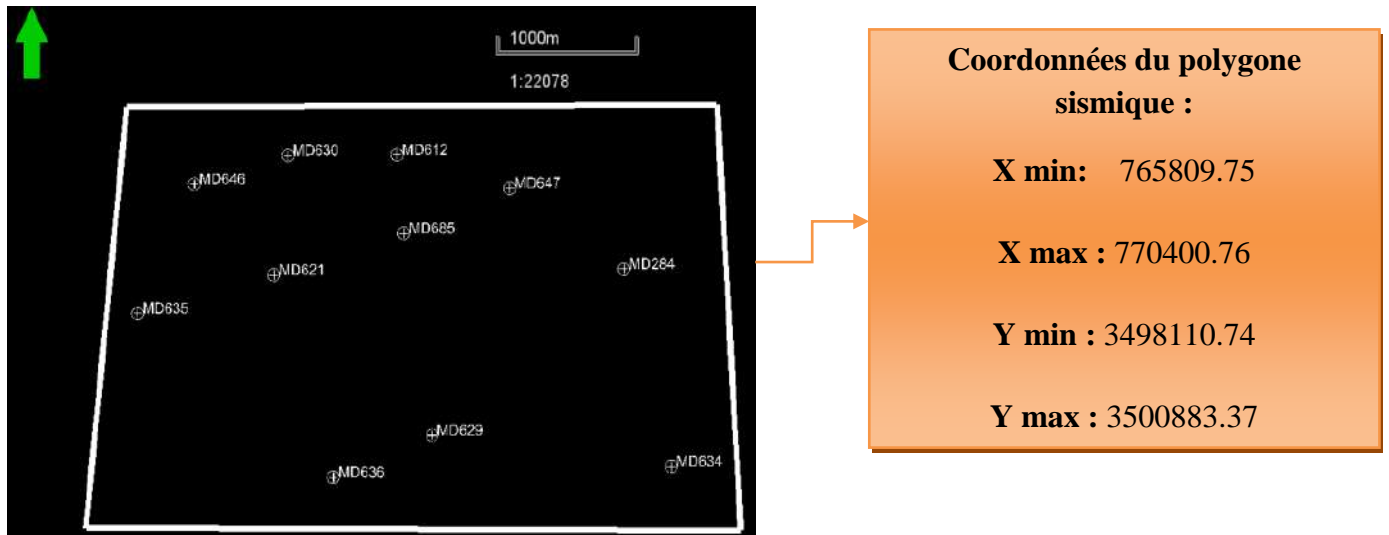


Figure.36: Carte de polygone secteur d'étude

b. Modélisation structurale

La modélisation structurale est l'une des parties les plus importantes, elle constitue l'assise à toute modélisation géologique.

1-Modélisation de failles (faults modeling) :

Il s'agit de modéliser des failles dans le modèle géologique en 3D qui servira de modèle de base et de socle pour générer des grilles ou maillage. Le résultat de la modélisation de faille s'appelle (fault sticks), c.-à-d : des failles en forme de bâtonnet ou barrettes 2D qui seront transformées en 3D

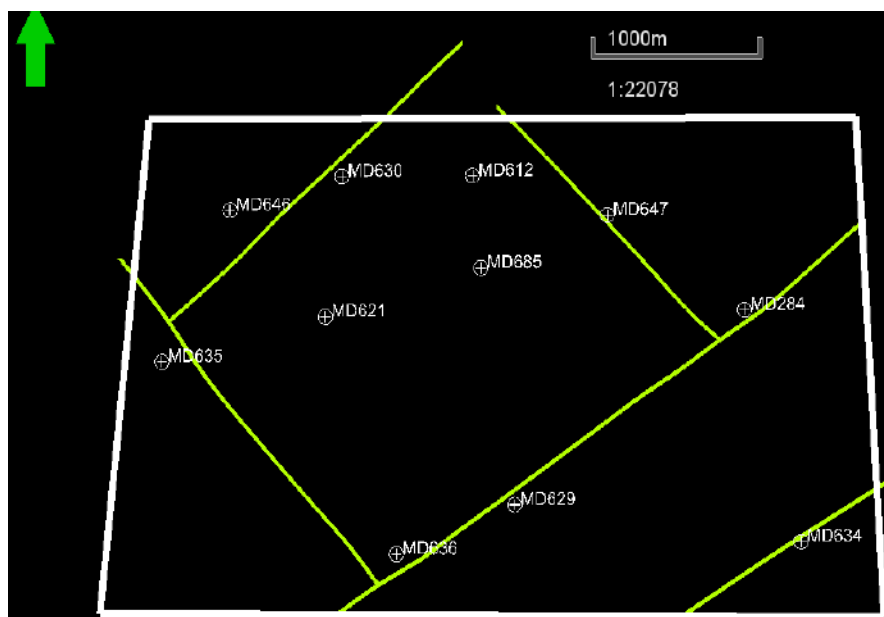


Figure.37: Carte position des failles dans le secteur d'étude.

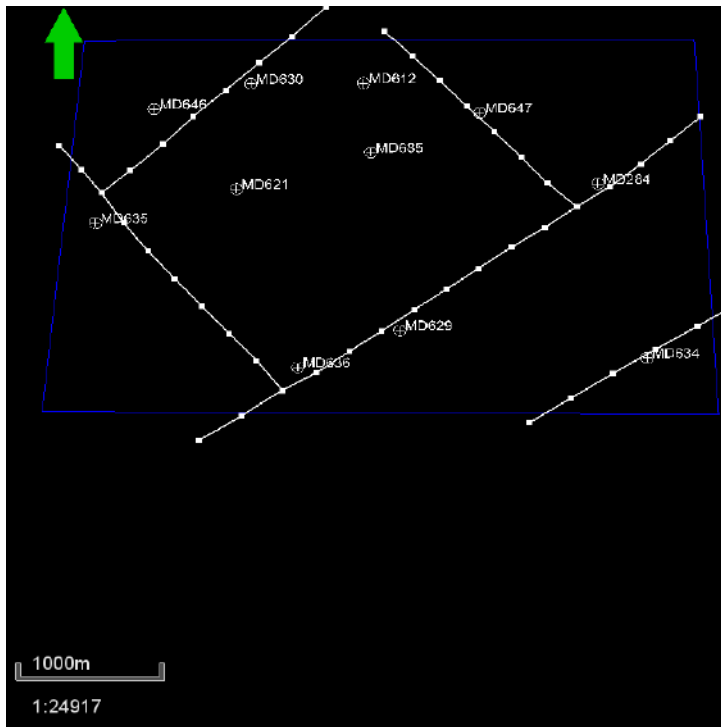


Figure.38 : Carte position des failles modélisées en 2D

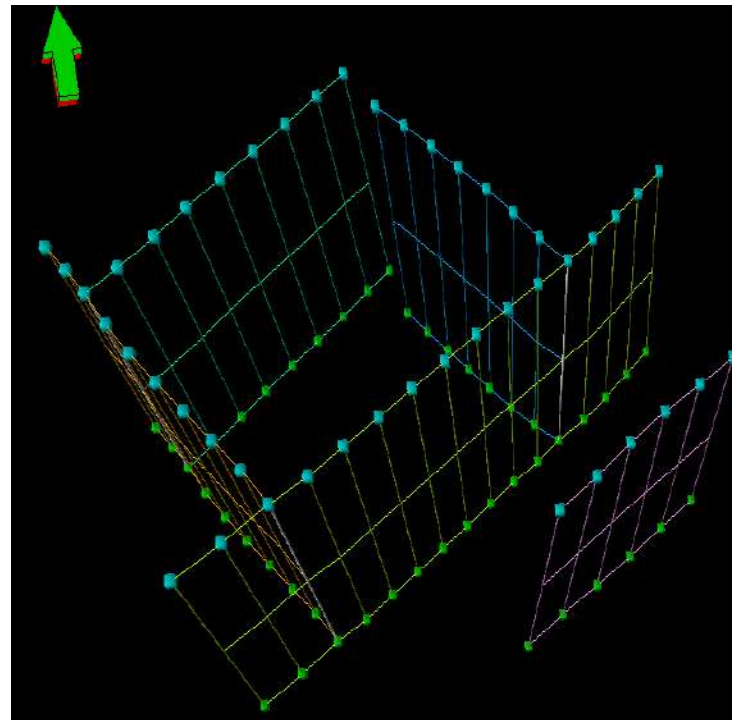


Figure.39: réseaux des failles modélisées en 3D Affectant le secteur d'étude

1- **La grille de pilier (pillar gridding) :** c'est une étape très importante dans la réalisation du modèle géologique 3D, où l'on utilise le plan des failles pour construire une grille composée de trois couches formant le squelette du modèle et susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude.

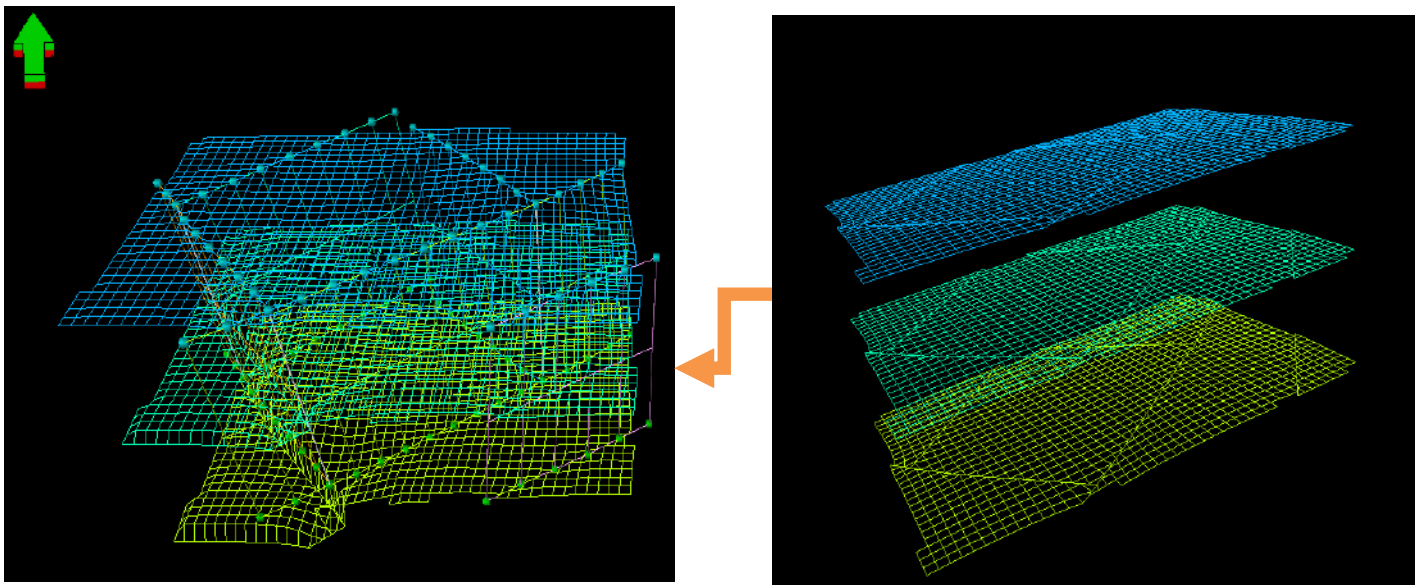


Figure.40: Gridding (modèle géo cellulaires) en 3D.

2- Construction des horizons (make horizons) :

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure.

Les horizons principaux sont générés à partir des surfaces principales déjà préparées ci-dessus (DH- D5 (Ri sup-Ri inf-Ri arg) -D4-D3-D2-ID-D1-ZPSG-R2ab). La DH est alors déclarée comme érosive et pouvant recouper n'importe quel drain sous-jacent et le contact entre les couches peut être érosif, discontinu ou bien contact de base.

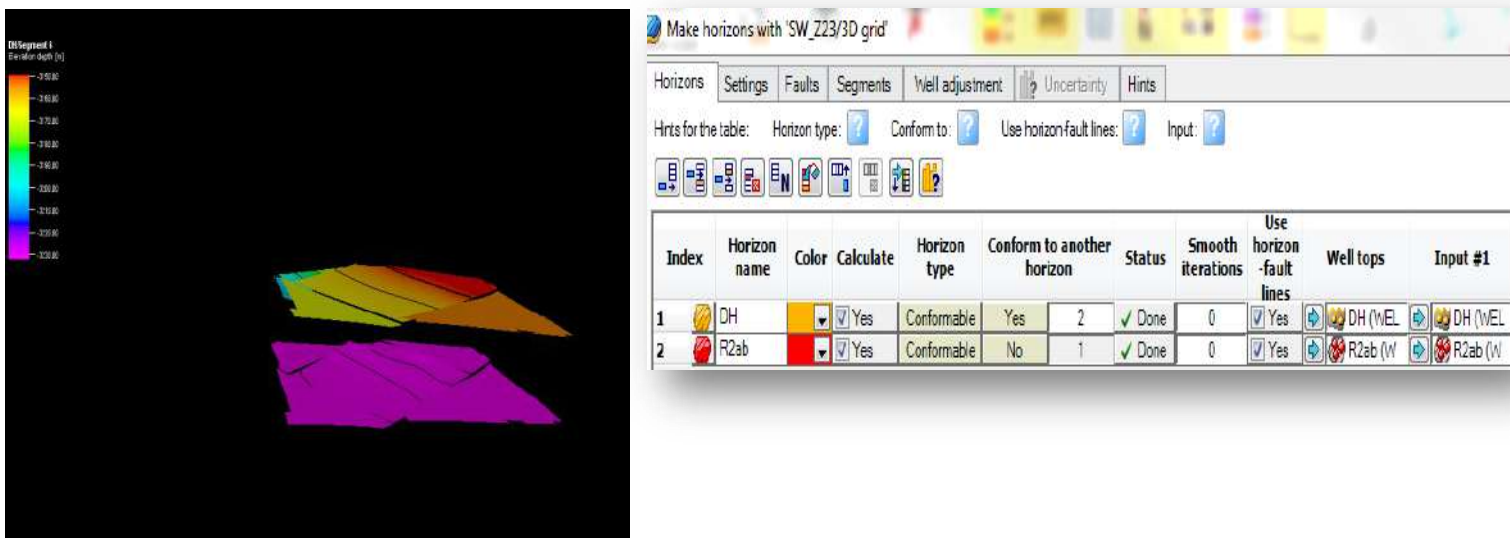


Figure.41: Make horizons (DH, R2ab).

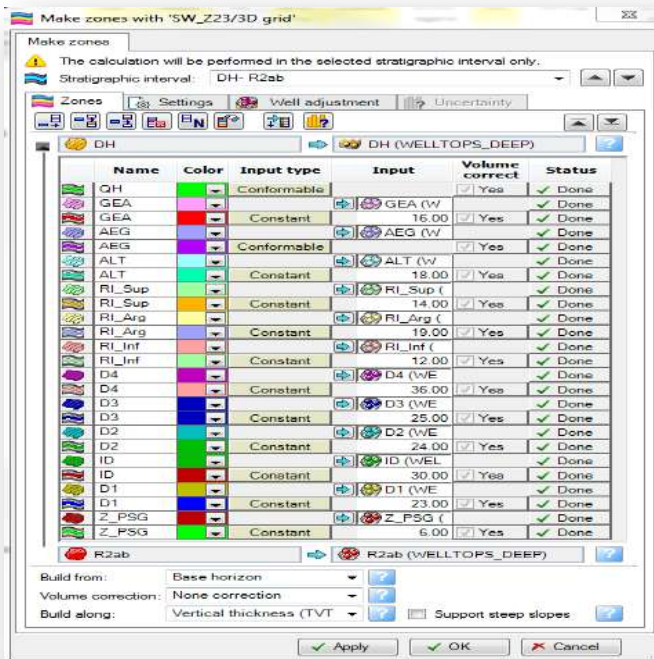


Figure.43: Make zones.

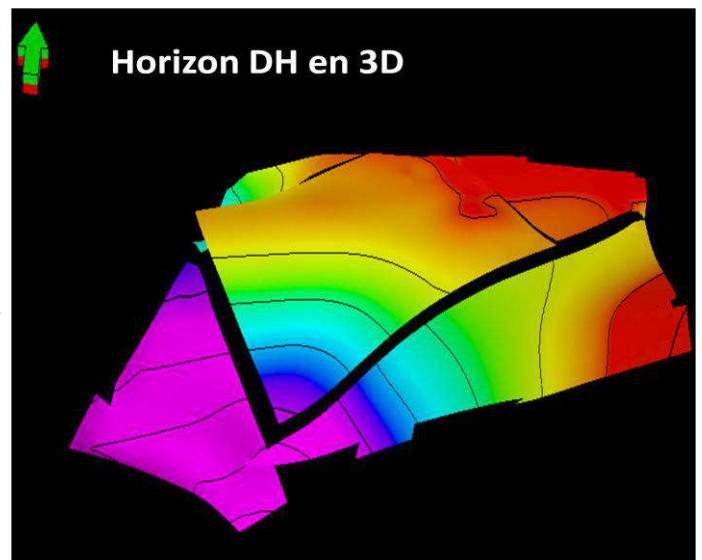


Figure.42: Horizon DH en 3D

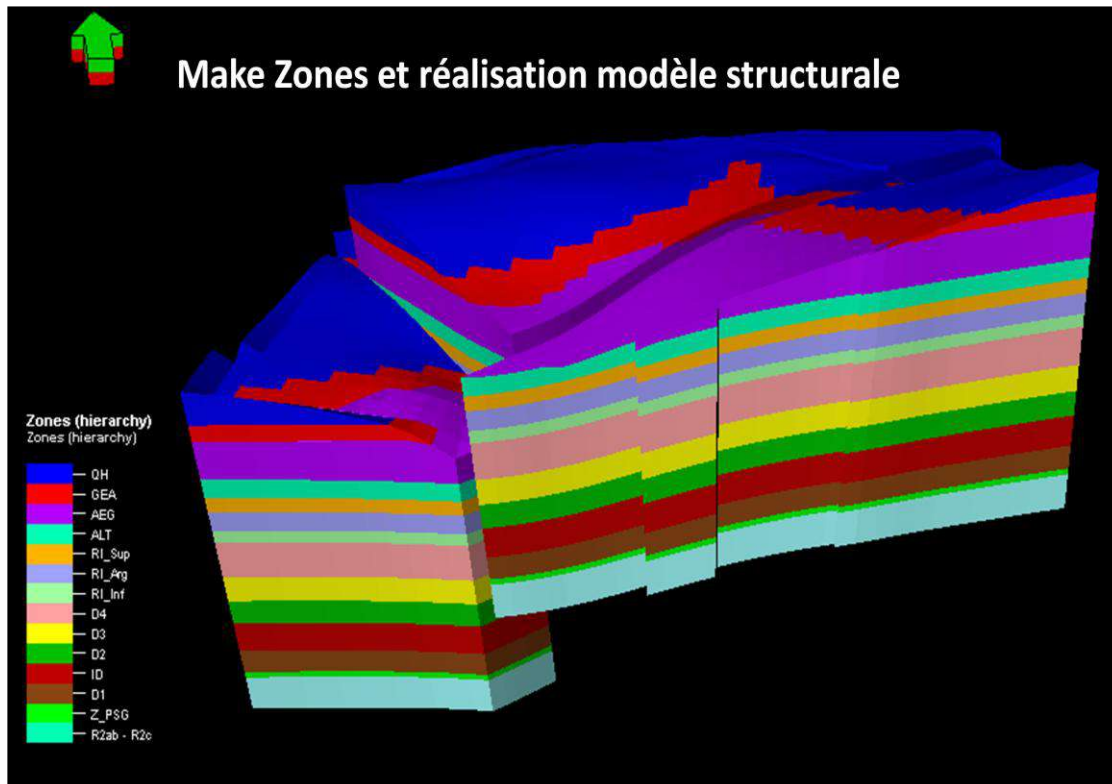


Figure.44: Modèle en 3D des drains

Un modèle structural 3D de secteur d'étude à partir duquel on peut extraire plusieurs informations : des cartes en isobathes réalisées au top des drains et l'écorché à la discordance hercynienne. Il est possible d'extraire aussi des informations concernant la continuité, l'érosion ou la disparition des drains, on remarque sur cette figure l'érosion est plus forte au Nord. Cette forte érosion est marquée par un amincissement de la série et le DH repose directement sur le D5, elle diminue en allant du Nord vers le Sud, où la série devient de plus en plus complète.

• Résultats obtenus par le Modèle structurale :

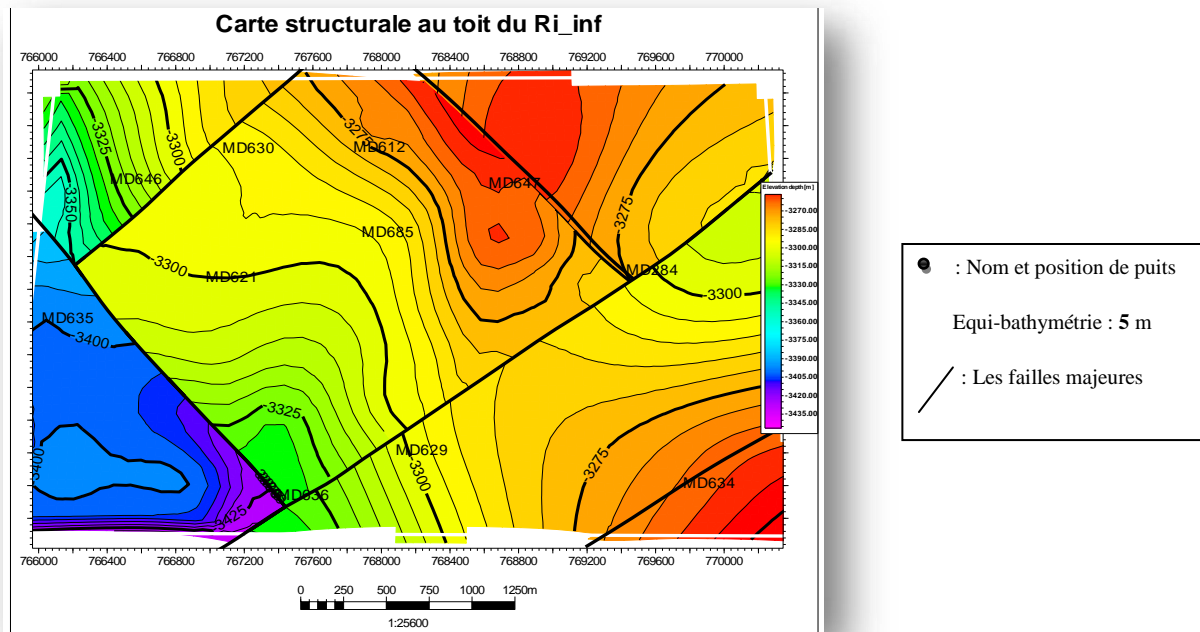


Figure .45: carte structurale au toit du Ri-inf

-Interprétation de carte en isobathes au toit du Ri-inf :

Représente une structure monoclinale qui plonge vers le Sud-ouest, la carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m.

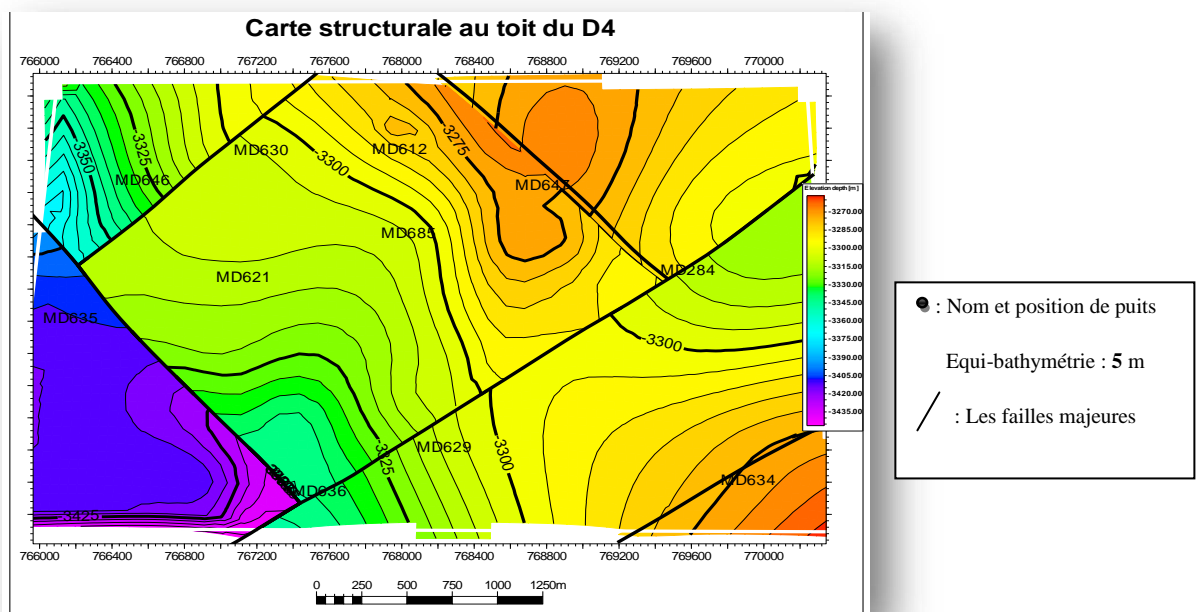


Figure.46: carte structurale au toit du D4.

-Interprétation de carte en isobathes au toit du D4 :

Représente une structure monoclinale orientée vers le Sud-ouest. La carte montre un réseau de failles majeures de directions NE-SW et NO-SE avec un rejet d'environ 30m. La structure est élevée vers le Sud-est et plonge vers l'Est et le NW.

3. Les Coupes géologiques à travers le secteur étudié :

On peut aussi réaliser des coupes géologiques à partir du modèle structural 3D dans Différentes directions du secteur d'étude, qui montrent l'extension latérale de la DH, D5, D4, D3, D2, ID, D1 et R2, ainsi que leur variation d'épaisseurs y compris les failles.

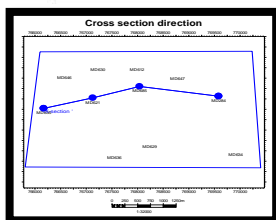
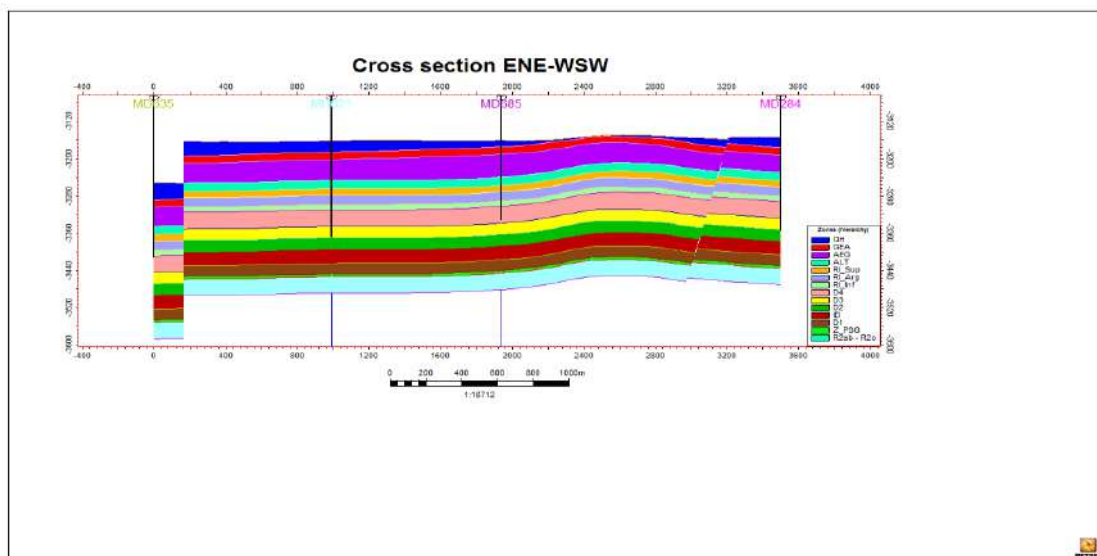


Figure. 47: La Coupe géologique des puits MD284, MD685, MD621, MD635de direction (ENE-WSW)

Cette figure représente deux Directions : La partie **ENE** : montre le caractère aplati de la structure, avec un Maximum d'érosion dans la partie nord au puits MD685. Dans la partie Sud, moins affectée par l'érosion, la structure tend à être complète et plonge dans la même direction que La coupe, c'est-à-dire vers le Sud. On remarque aussi la présence de la faille majeure délimite le puits MD635. Et La partie **WSW** : montre L'existence d'érosion à l'Est au puits MD284. Le pendage structural est peu Prononcé. On observe aussi la présence de la faille majeure au puits MD284.

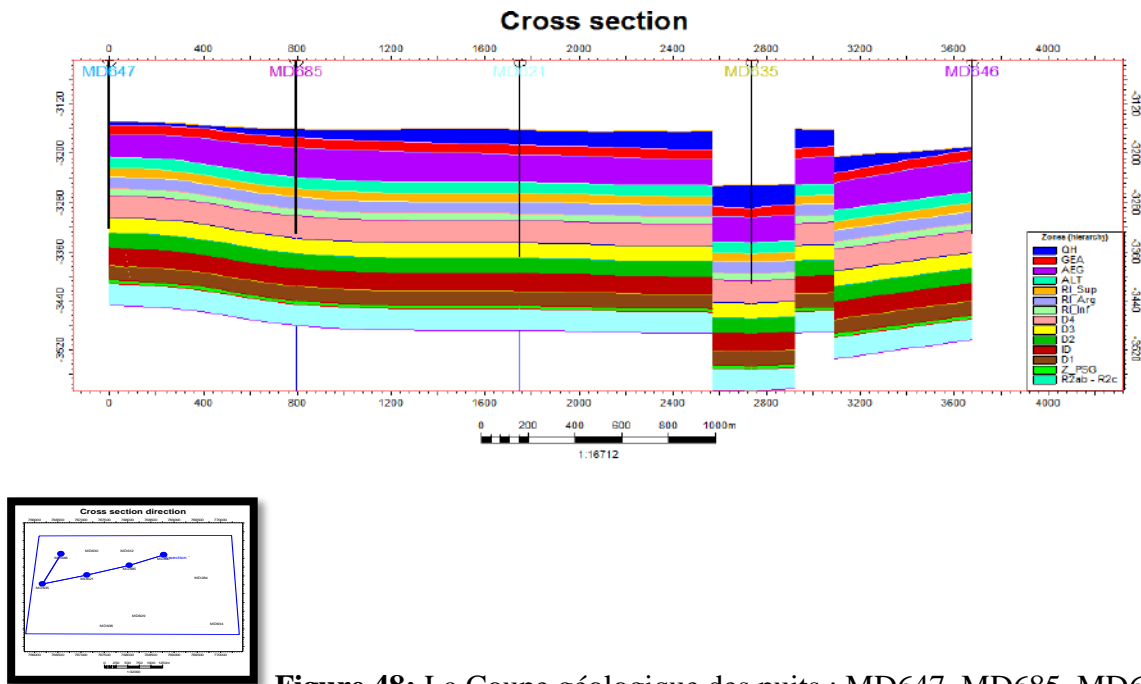


Figure.48: La Coupe géologique des puits : MD647, MD685, MD621, MD635, MD646.

Cette coupe géologique montre bien le jeu des failles qui affecte le secteur d'étude, avec un rejet de 30m à 45m. Et les drains sont généralement tabulaires.

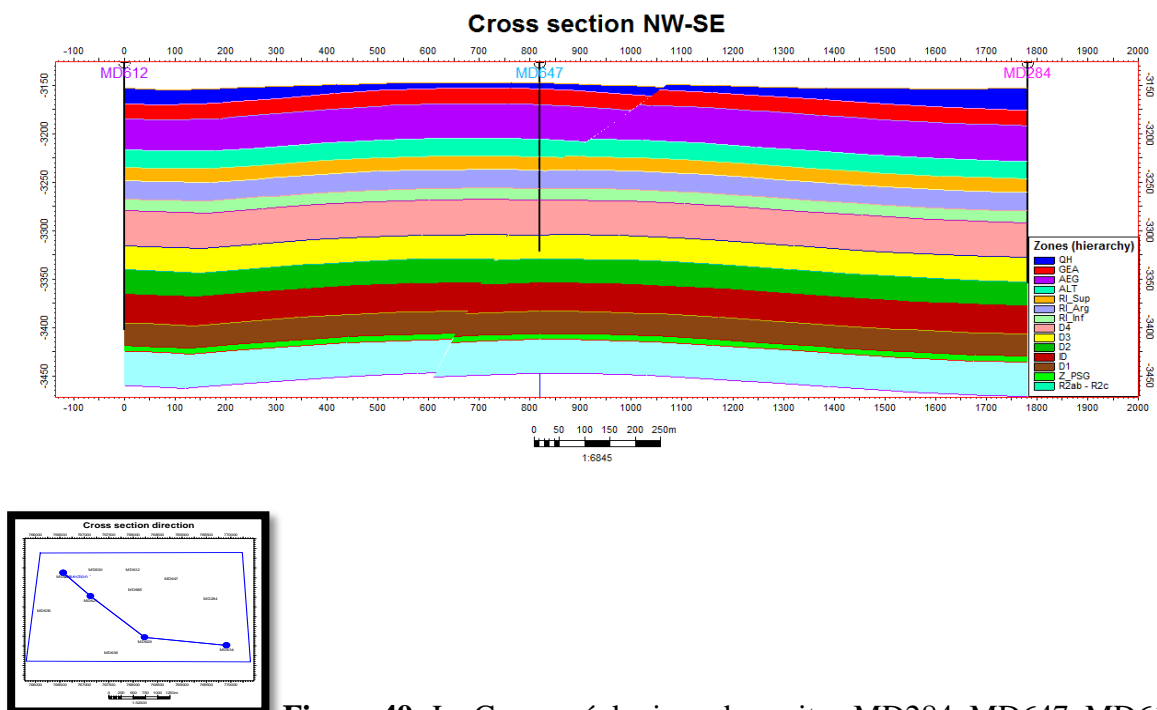


Figure.49: La Coupe géologique des puits : MD284, MD647, MD612 de direction (NW-SE)

Coupe géologique NW-SE : Cette figure montre le caractère aplati de la structure, avec un Maximum d'érosion dans la partie nord au puits MD647. Dans la partie Sud, moins affectée par l'érosion, la structure tend à être complète et plonge dans la même direction que

La coupe, On observe le puits MD647 délimité au S-E par une faille NE-SW, à rejet 30m, qui s'annule vers le S. et les drains sont généralement tabulaires.

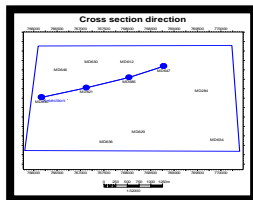
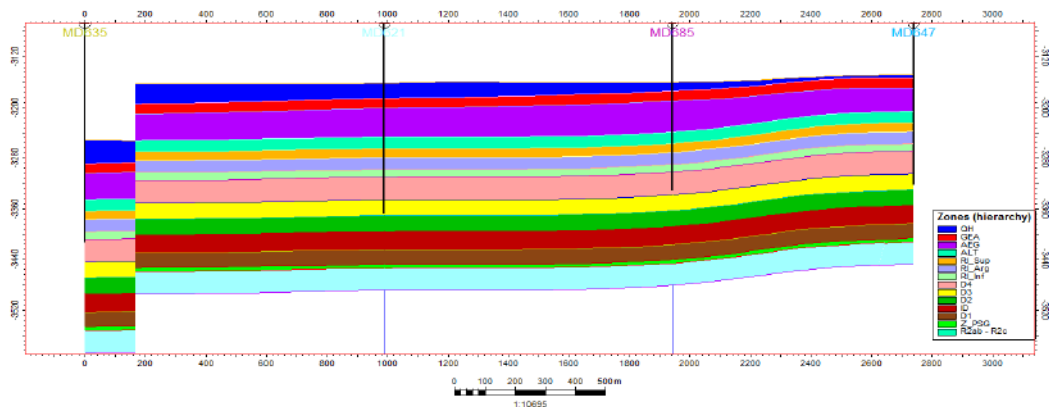


Figure.50: La Coupe géologique des puits : MD647, MD685, MD621, MD635 de direction (NE-SW)

Coupe géologique NE-SW : Cette figure montre le caractère aplati de la structure, avec un Maximum d'érosion dans la partie Est au puits MD647. Dans la partie Sud, moins affectée par l'érosion, la structure tend à être complète et plonge dans la même direction que la coupe. On observe le puits MD635 limité par une faille NE-SW de rejet 30ms'annuler vers le S. et structuralement il basse par apport au puits MD 621, MD 685, MD 647.

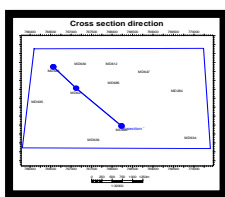
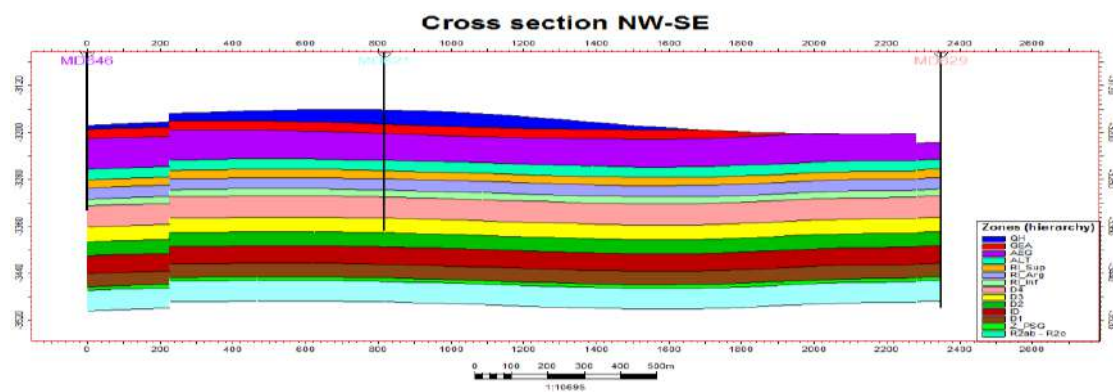


Figure.51: La Coupe géologique des puits : MD629, MD621, MD646 de direction (NW-SE)

Coupe géologique NW-SE : Cette figure montre le caractère aplati de la structure, avec un Maximum d'érosion dans la partie Est au puits MD629. Dans la partie Sud, moins affectée par l'érosion, la structure tend à être complète et plonge dans la même direction que La coupe, On observe le puits MD646 Ce puits limité d'une faille NE-SW de rejet 30m qui s'annule vers le S. Une position structurale basse par rapport au MD 621 et MD629.

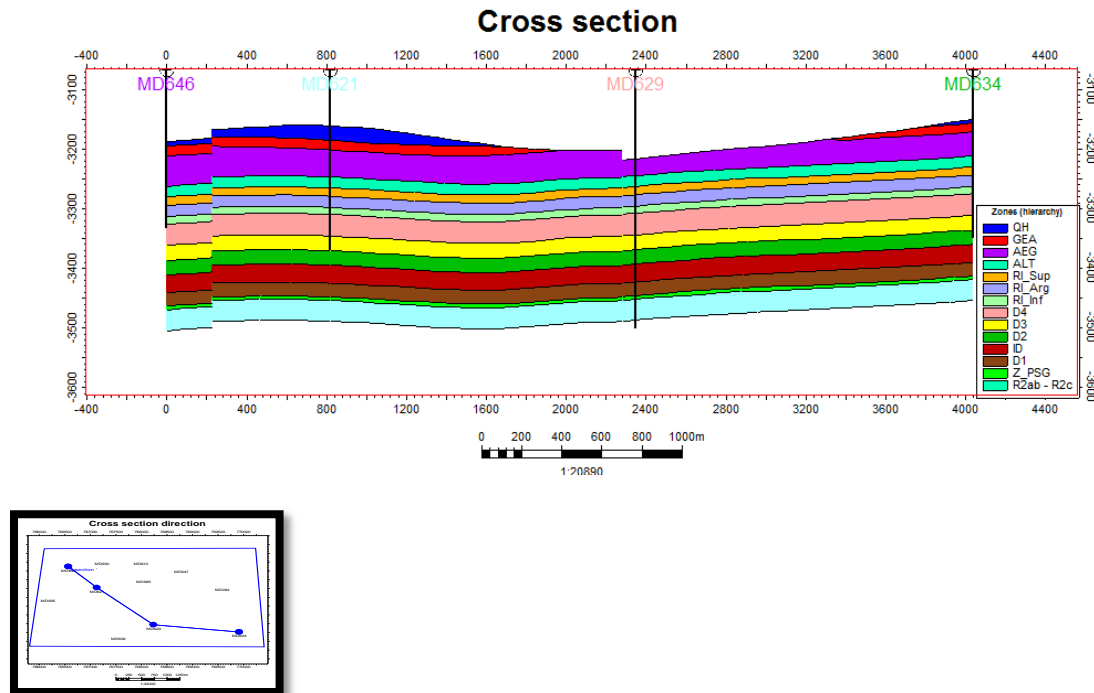


Figure.52: La Coupe géologique des puits : MD634, MD629, MD621, MD646 de direction (NW-SE)

Coupe géologique NW-SE : Cette figure montre le caractère aplati de la structure, avec un Maximum d'érosion dans la partie Nord au puits MD629 (DH commence par A-EG) et l'Est au puits MD634 et l'Ouest au puits MD646. La partie sud est moins affectée par l'érosion, la série stratigraphique au niveau du réservoir cambrien tend à être complète et plonge dans la même direction que La coupe, On note que le puits MD646 est limité par une faille NE-SW d'un faible rejet qui s'annule vers le S. Une position structurale basse par rapport au MD 621 et MD629 et MD63.

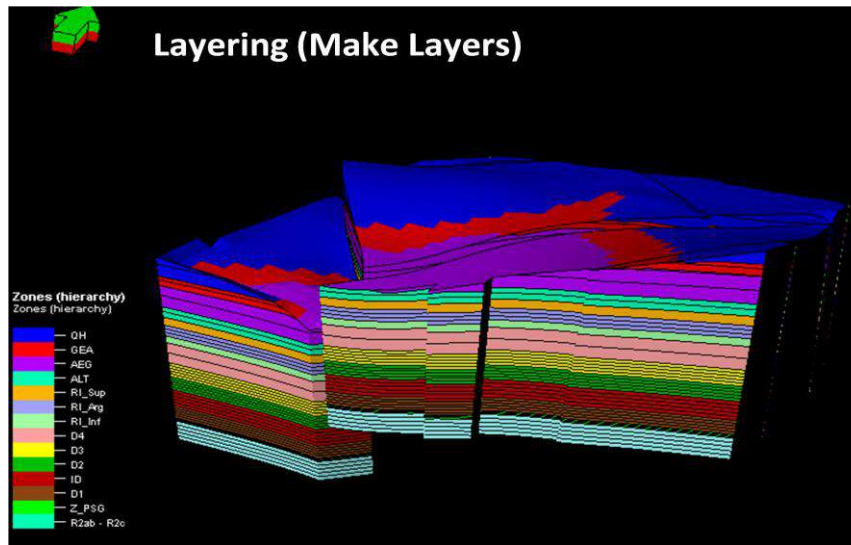


Figure.53: Layering (Make Layers)

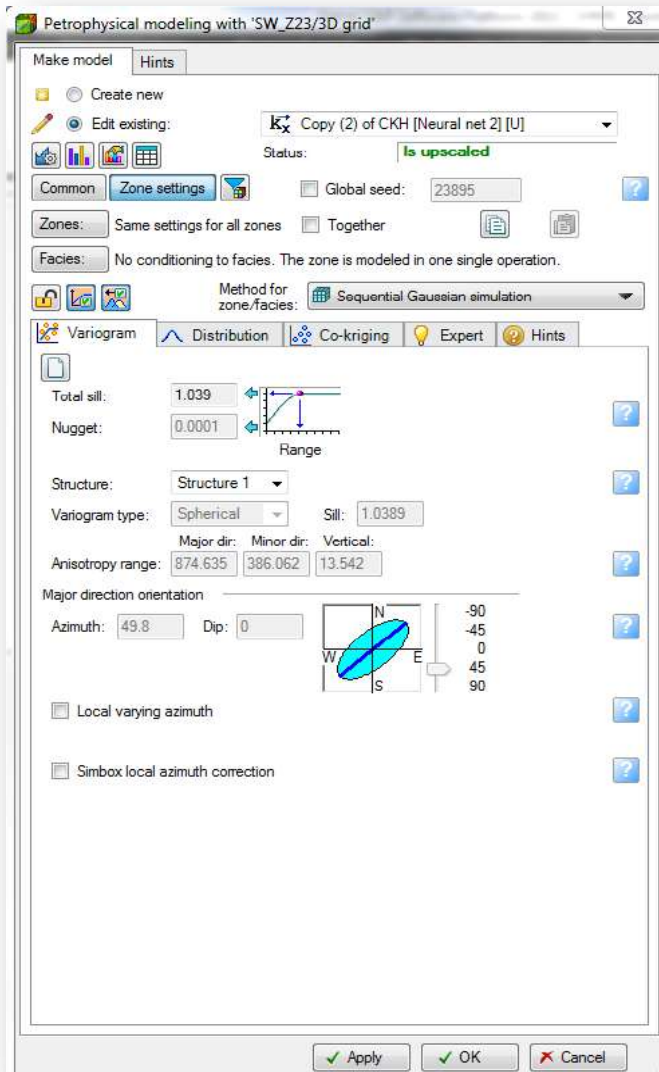


Figure.55: petrophysical Modeling

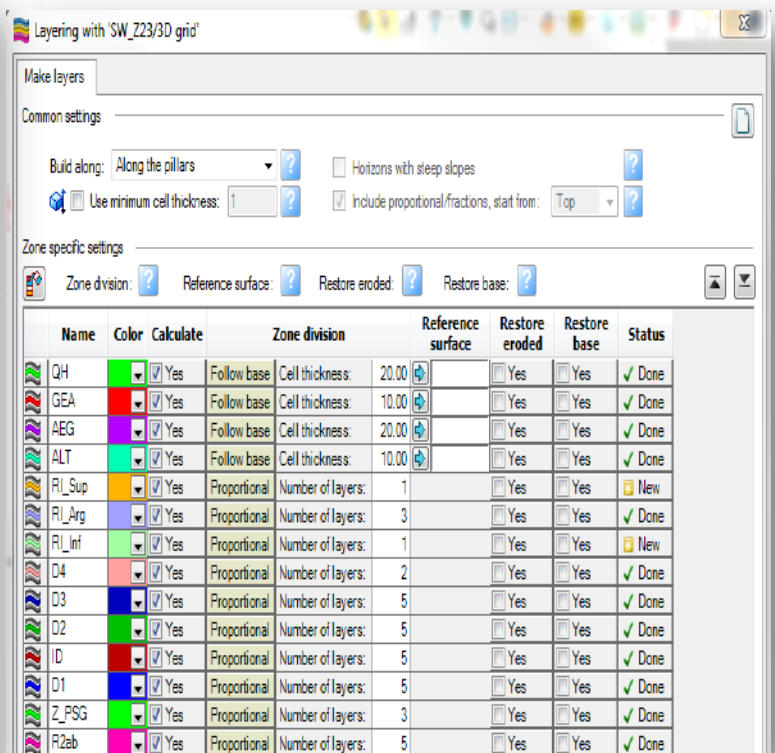


Figure.54: découpage en layers des différents drains

c) **Modélisation pétrophysique** : l'étude de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile...), en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides.

1. Modèle de porosités:

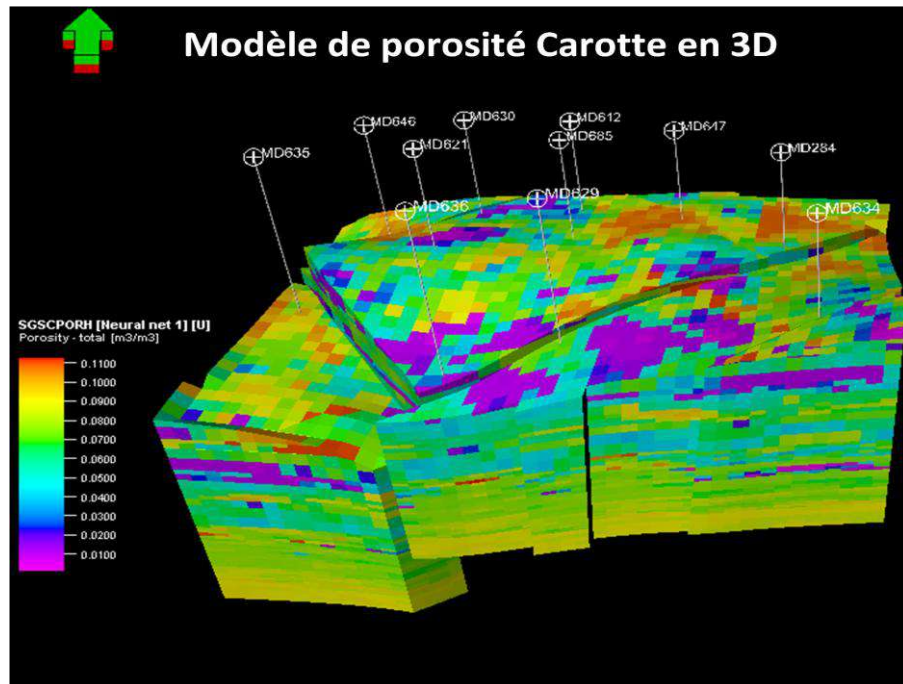


Figure.56: Modèle en 3D de la Porosité

Les cartes de chaque drain relèvent que la répartition de la porosité est un peu perceptible dans tous les drains ou les valeurs sont assez bonnes pour parler des caractéristiques d'un bon réservoir. Généralement la porosité est caractérisée par une répartition homogène dans tous les drains et elle varie positivement avec la profondeur.

1.1. Analyse pétrophysique de réservoir :

1.1.1. Distribution spatiale et variation verticale de paramètres pétrophysique :

A partir des données de diagraphies (électrique, GR, Neutron, densité, ...), on a calculé les Paramètres pétrophysique des différentes unités qui composent le réservoir Cambrien. Dans la partie suivante nous allons présenter ces paramètres sous forme de cartes iso-valeurs pour la porosité et la perméabilité.

Les cartes en isoperméabilités et isoporosités du réservoir cambrien des drains (Ri-inf, D4, D3) ont été établies d'après le modèle pétrophysique du secteur d'étude SW_Zone23.

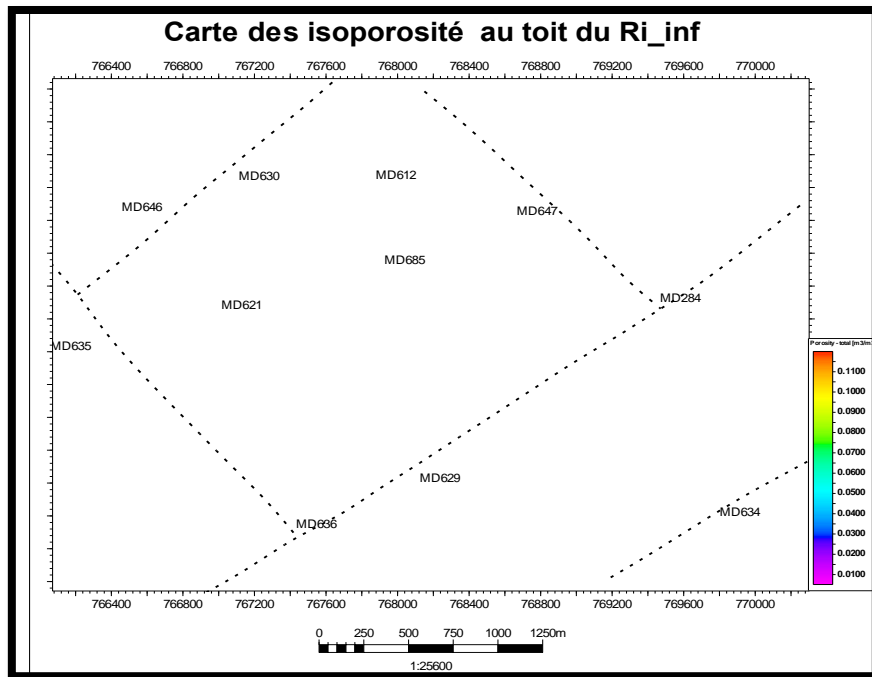


Figure.57: Carte en isoporosité au toit du Ri-inf

On remarque que la porosité au niveau du Ri-inf est moyenne dans la direction Sud et vers Nord-est La valeur maximale de la porosité atteint 6% md à 8% Au niveau du puits MD284 et MD636.Ceci montre que la porosité augmenté progressivement vers la partie SW de la région d'étude.

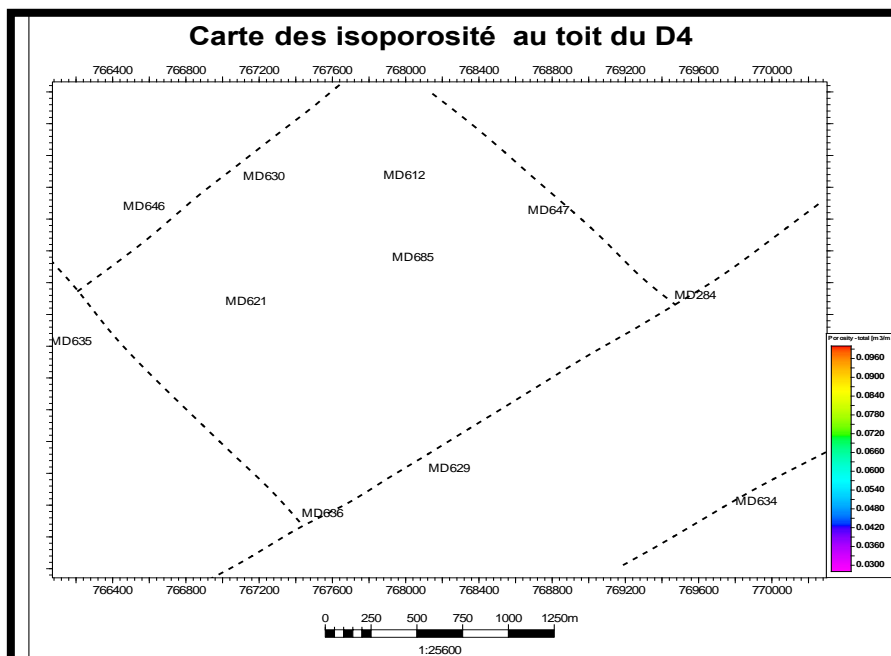


Figure. 58: Carte en isoporosité au toit du D4

On remarque que la porosité au niveau du D4 est moyenne dans la direction Sud et vers Nord-Est La valeur maximale de la porosité atteint 4% md à 6% Au niveau du puits MD284 et

MD636. Ceci montre que la porosité diminue progressivement vers la partie SW de la région d'étude.

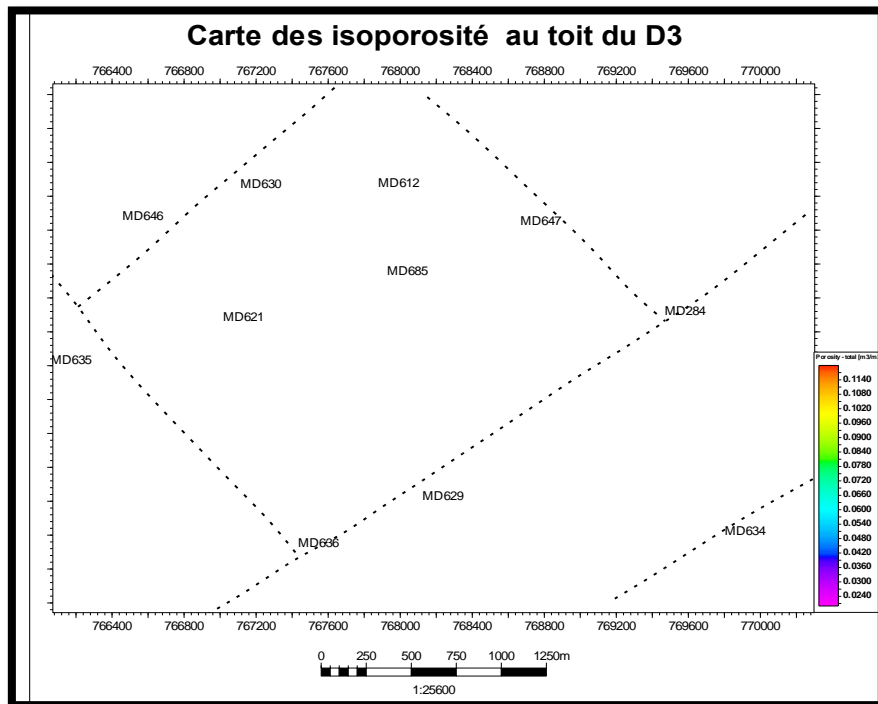


Figure.59: Carte en isoporosité au toit du D3.

On remarque que la porosité au niveau du D3 est faible dans la direction Sud et vers Nord-est et La valeur maximale de la porosité atteint 6% md à 4% Au niveau du puits MD284 et MD636. Ceci montre que la porosité diminue progressivement vers la partie NE-SW de la région d'étude.

2. Modèle de perméabilité

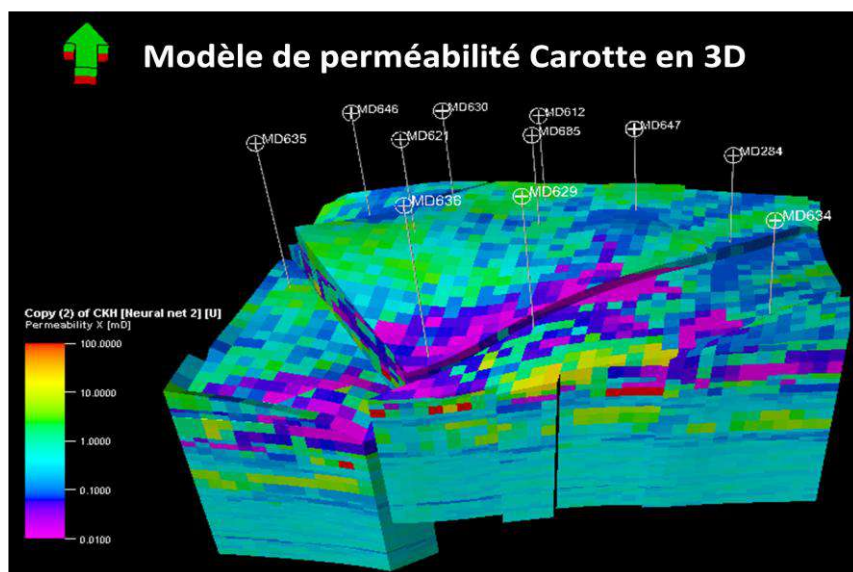


Figure.60: Modèle en 3D de la Perméabilité

La distribution de la perméabilité semble plus complexe que la porosité de part la forte variabilité qui la caractérise entre 3 et 7 md.

Les cartes montrent que tous les drains présentent des bonnes valeurs de perméabilité du réservoir.

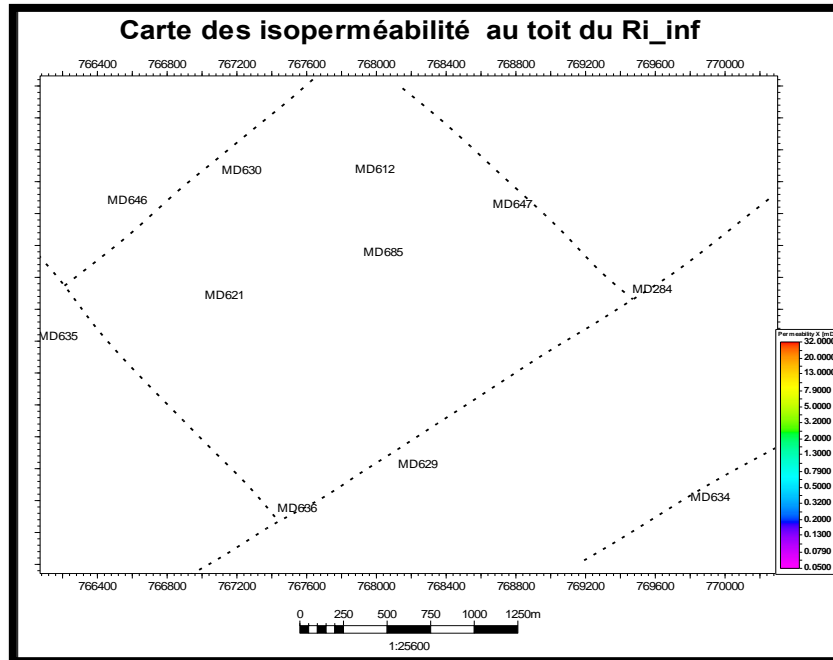


Figure.61: Carte en isoperméabilité au toit du Ri-inf

On remarque que perméabilité au niveau du Ri_inf est moyenne à bonne dans la direction Sud et vers Nord-est, et elle est faible en allant dans le centre et le Nord-ouest. La valeur maximale de la perméabilité atteint 7 mD Au niveau du puits MD636.

Ceci montre que la perméabilité augmenté progressivement vers la partie NE du secteur d'étude.

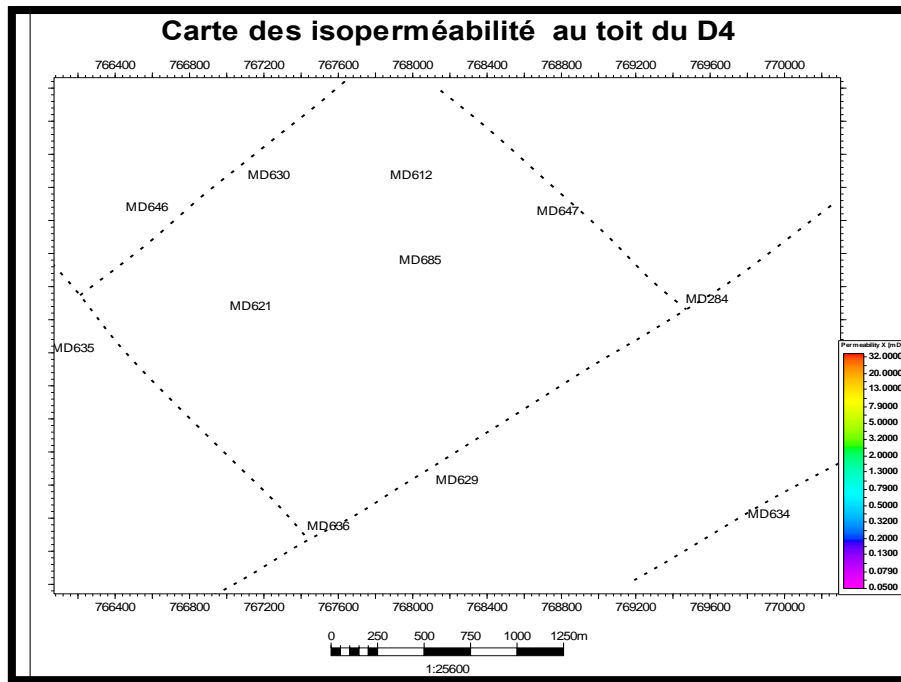


Figure.62 : Carte en isoperméabilité au toit du D4

On remarque que perméabilité au niveau du D4 est moyenne à bonne dans la direction Sud et vers Nord-est et La valeur maximale de la perméabilité atteint 3 md Au niveau du puits MD284.Ceci montre que la perméabilité augmenté progressivement vers la partie NE-SW de la région d'étude.

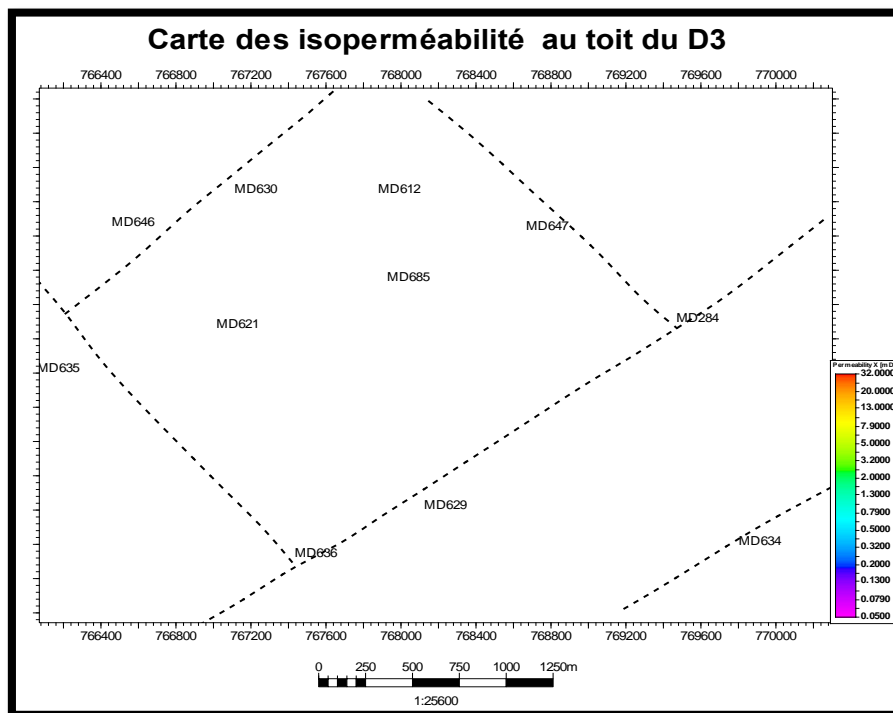


Figure. 63: Carte en isoperméabilité au toit du D3

On remarque que perméabilité au niveau du D3 est moyenne dans la direction Sud et vers Nord-est et La valeur maximale de la perméabilité atteint 0.2 md à 0.3 md Au niveau du puits MD284 et MD636. Ceci montre que la perméabilité diminue progressivement vers la partie NE de la région d'étude.

2.3. Analyse l'approche statistique

2.3.1. Étude pétrophysique par drains : Afin d'affiner l'étude de la répartition des paramètres pétrophysique, nous avons jugé utile de compléter l'analyse classique par l'approche statistique. La méthodologie adoptée pour entamer cette étude est l'approche statique de la porosité et de la perméabilité appuyée par un support cartographique. Par leur épaisseur et leur présence à travers le secteur d'étude, les drains choisis comme base d'étude sont : le Ri-sup, Ri-arg, Ri-inf, D4, D3.

2.3.1.1.Drains : Ri-sup :

▪ La porosité :

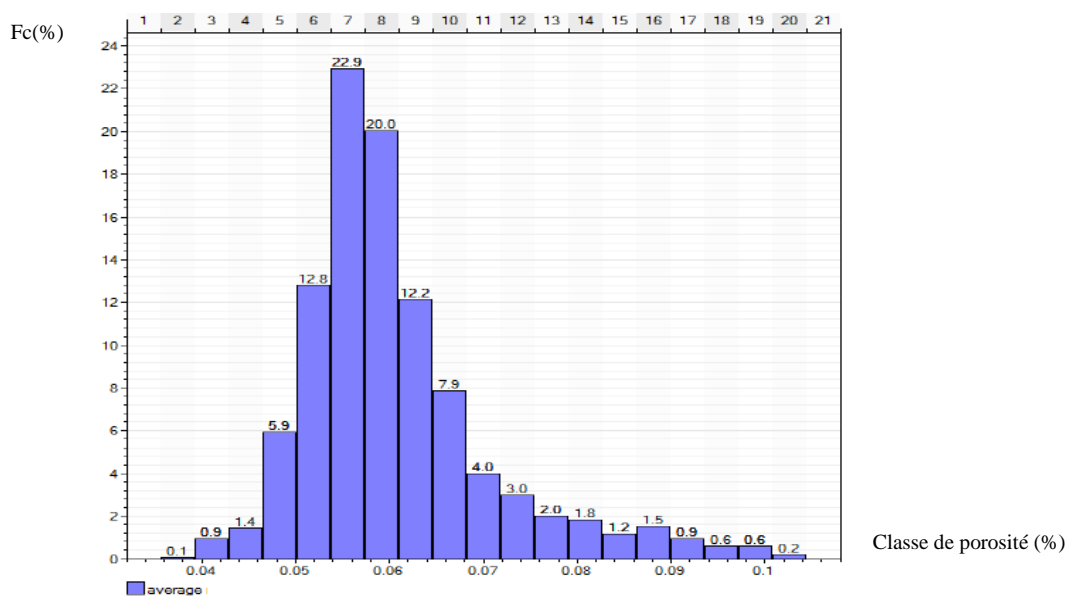


Figure. 64: L'histogramme de répartition de la porosité de Ri-sup.

L'histogramme de fréquence montre que la distribution de la porosité est uni-modale, donc la distribution de la porosité est homogène. Le mode est de 22,9 %.

▪ **Perméabilité :**

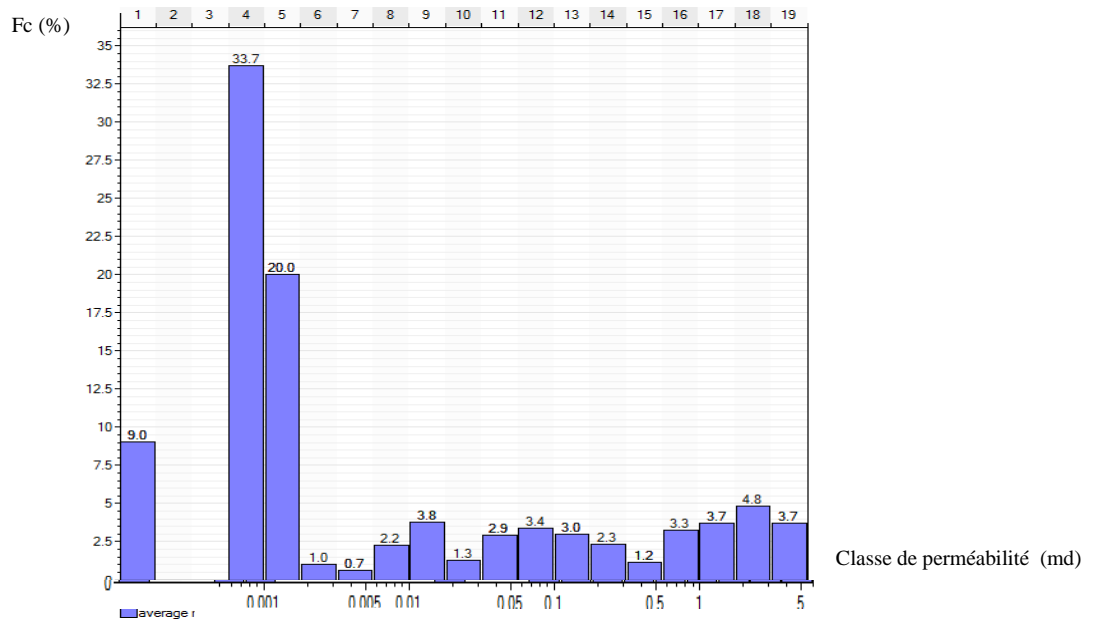


Figure. 65: L’histogramme de répartition de la perméabilité de Ri-sup

L’histogramme de répartition de la perméabilité, il montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale, donc la distribution de la perméabilité est homogène. Le mode est de 33,7 %.

2.3.1.2. Drains Ri-arg :

▪ **Porosité :**

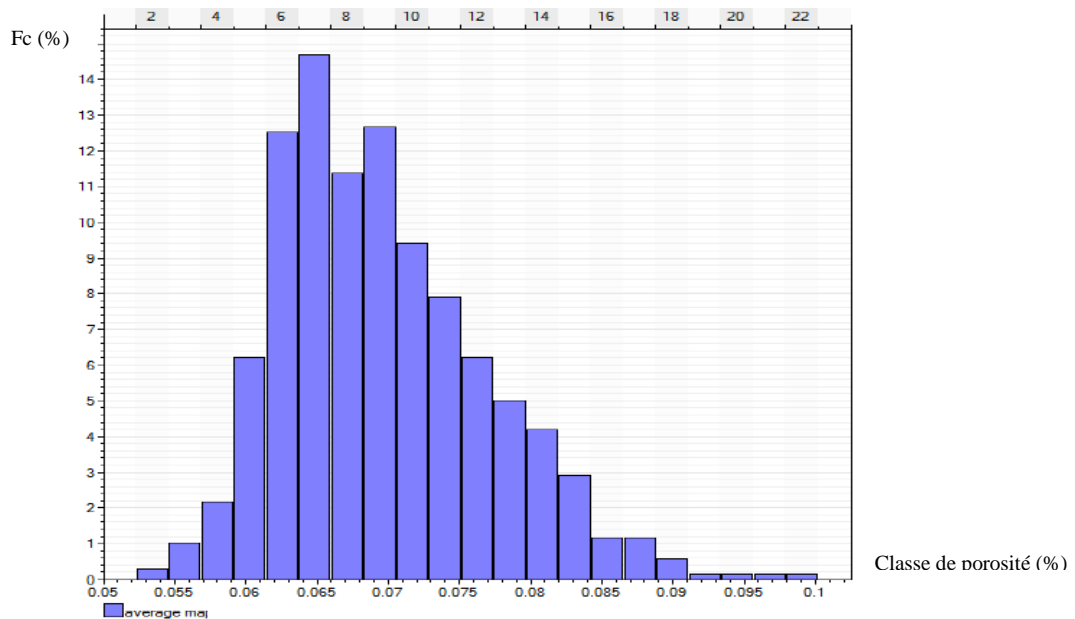


Figure.66: L’histogramme de répartition de la porosité de Ri-arg.

L’histogramme de fréquence est montre que la distribution de la porosité est uni-modale, ce donc la distribution de la porosité est homogène. Le mode est de 14,9 %.

▪ **Perméabilité :**

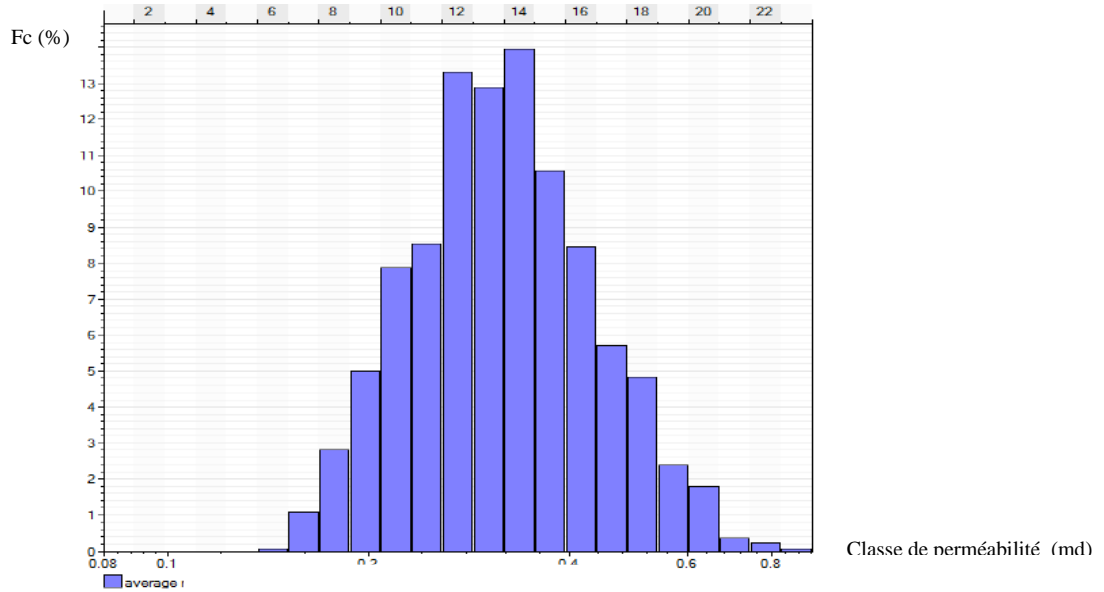


Figure.67: L’histogramme de répartition de la perméabilité de Ri-arg.

L’histogramme de répartition de la perméabilité, il montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale, donc la distribution de la perméabilité est homogène. Le mode est de 14%.

1.3.1.3.Drains Ri-inf :

▪ **Porosité :**

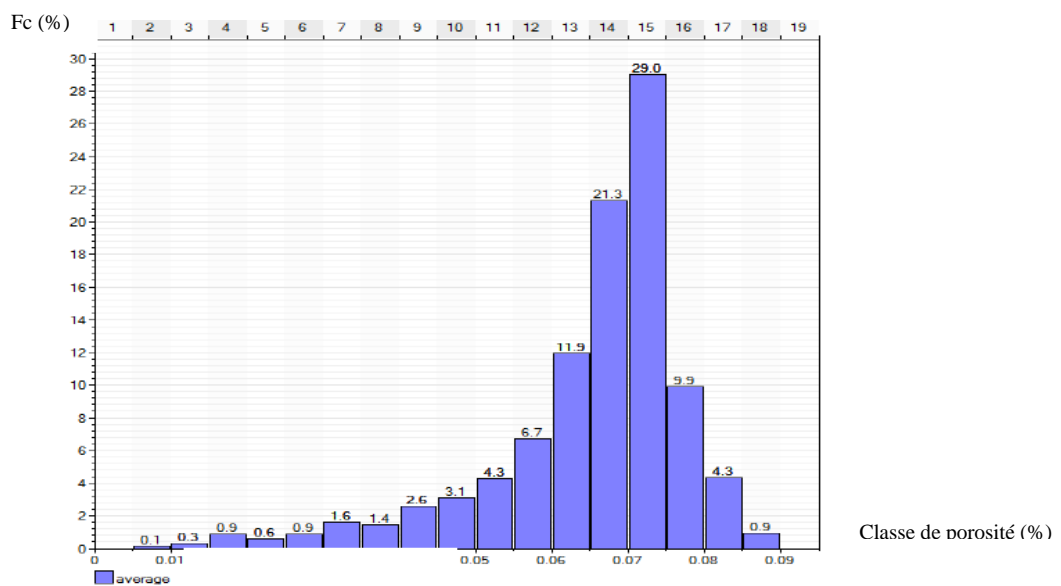


Figure.68: L’histogramme de répartition de la porosité de Ri-inf.

L’histogramme de fréquence est montré que la distribution de la porosité est uni-modale, donc la distribution de la porosité est homogène. Le mode est de 29 %.

▪ **Perméabilité :**

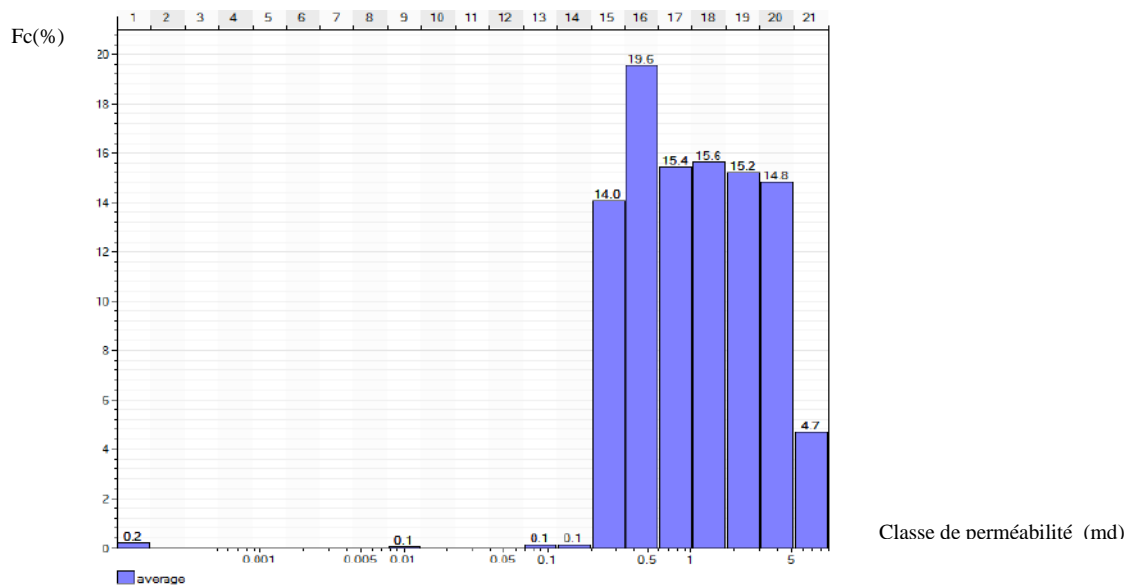


Figure.69: L’histogramme de répartition de la perméabilité de Ri-inf.

L’histogramme de répartition de la perméabilité, il montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale, sauf les teneurs 0.2, 0.1 qui montrent des teneurs extrêmes (grés argileux) donc la distribution de la perméabilité est hétérogène. Le mode est de 19,6 %.

1.3.1.4.Drains D4 :

▪ **Porosité :**

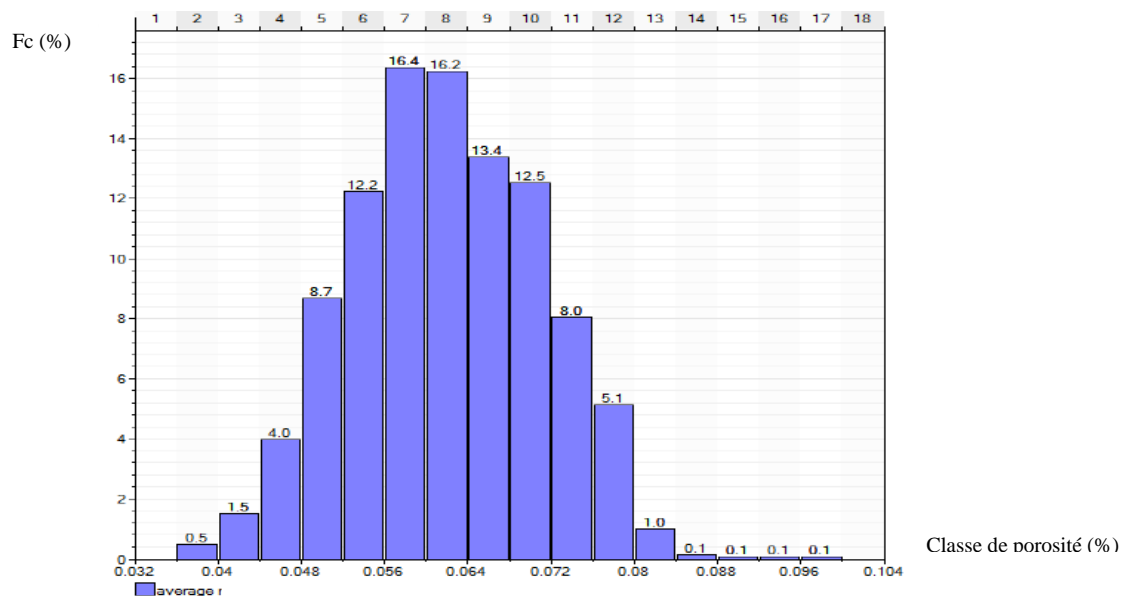


Figure.70: L’histogramme de répartition de la porosité de D4.

L’histogramme de fréquence est montré que la distribution de la porosité est uni-modale, donc la distribution de la porosité est homogène. Le mode est de 16,4 %.

▪ **Perméabilité :**

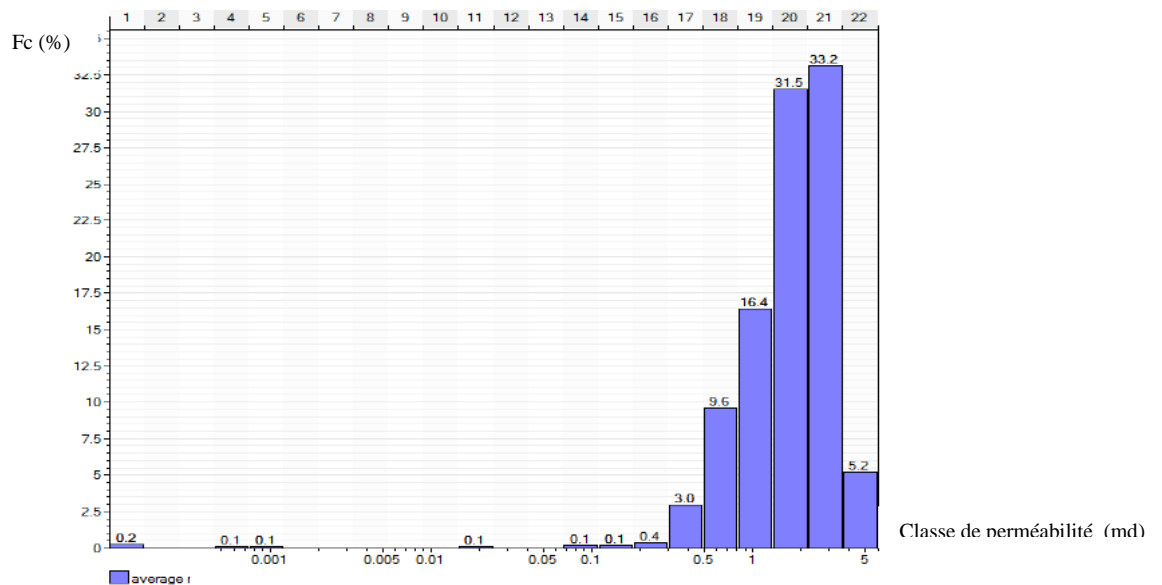


Figure.71: L’histogramme cumulé de répartition de la perméabilité de D4.

L’histogramme de répartition de la perméabilité, montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale, sauf les teneurs 0,2, 0,1 qui montrent des teneurs extrêmes (grés argileux) donc la distribution de la perméabilité est homogène. Le mode est de 33,2 %.

1.3.1.5. Drains D3 :

▪ **Porosité :**

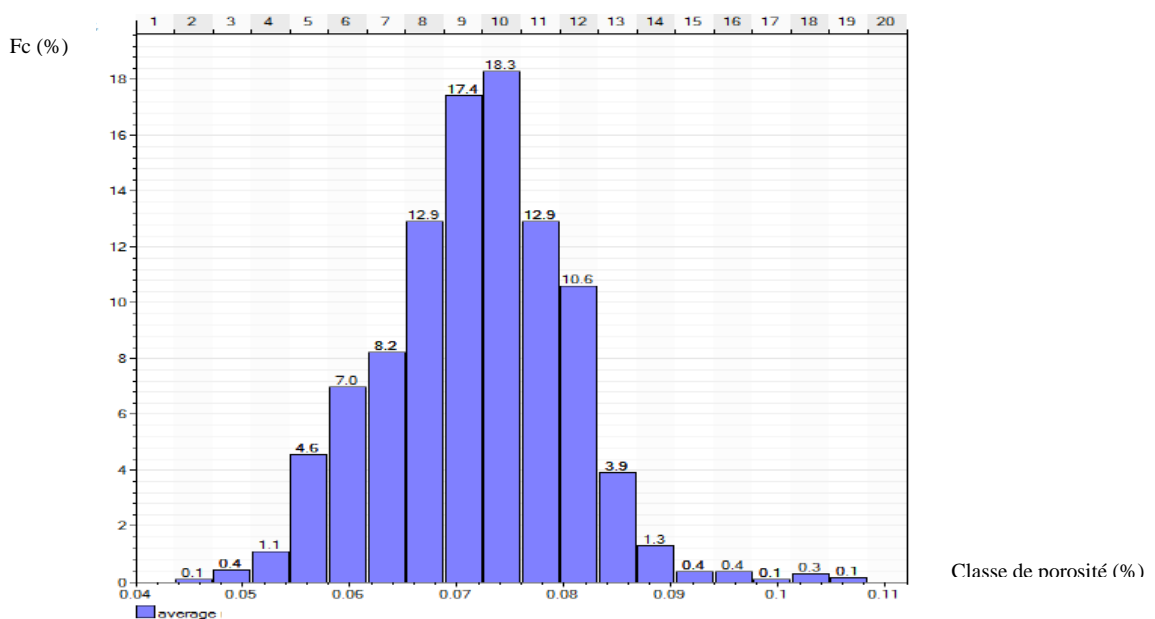


Figure.72: L’histogramme de répartition de la porosité de D3.

L’histogramme de fréquence est montré que la distribution de la porosité est uni-modale, donc la distribution de la porosité est homogène. Le mode est de 18,3 %.

▪ **Perméabilité :**

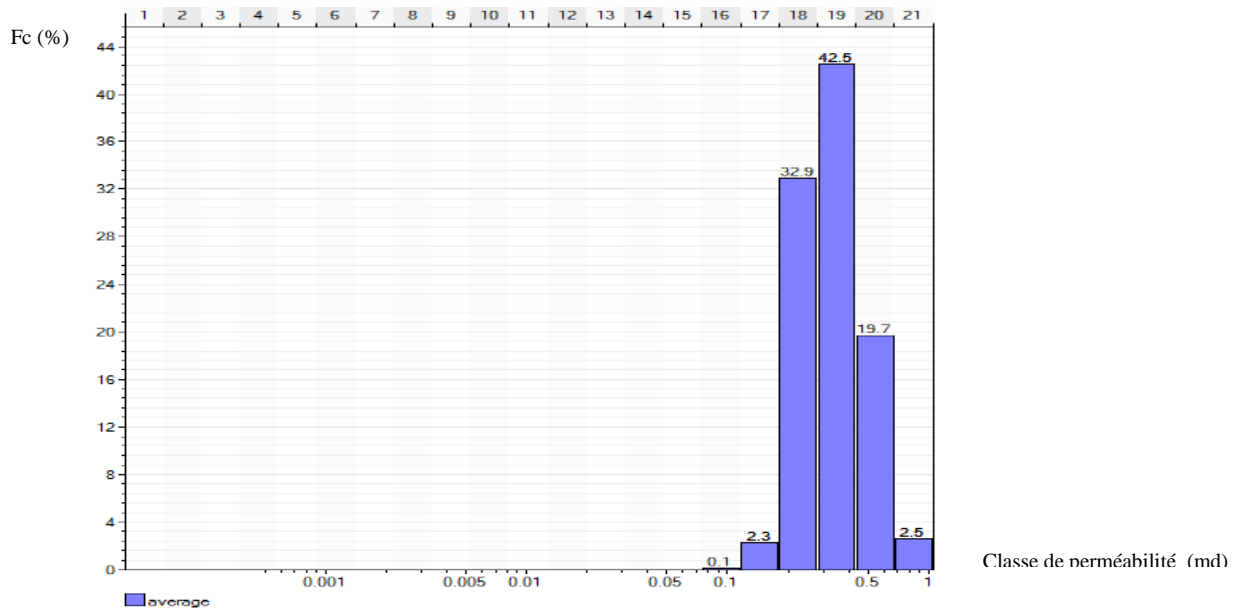


Figure. 73: L’histogramme de répartition de la perméabilité de D3.

L’histogramme de répartition de la perméabilité, il montre que la distribution de la perméabilité est uni-modale, donc la distribution de la perméabilité est homogène. Le mode est de 42,5 %.

2.3.2. Corrélation de porosité et perméabilité des puits de secteur :

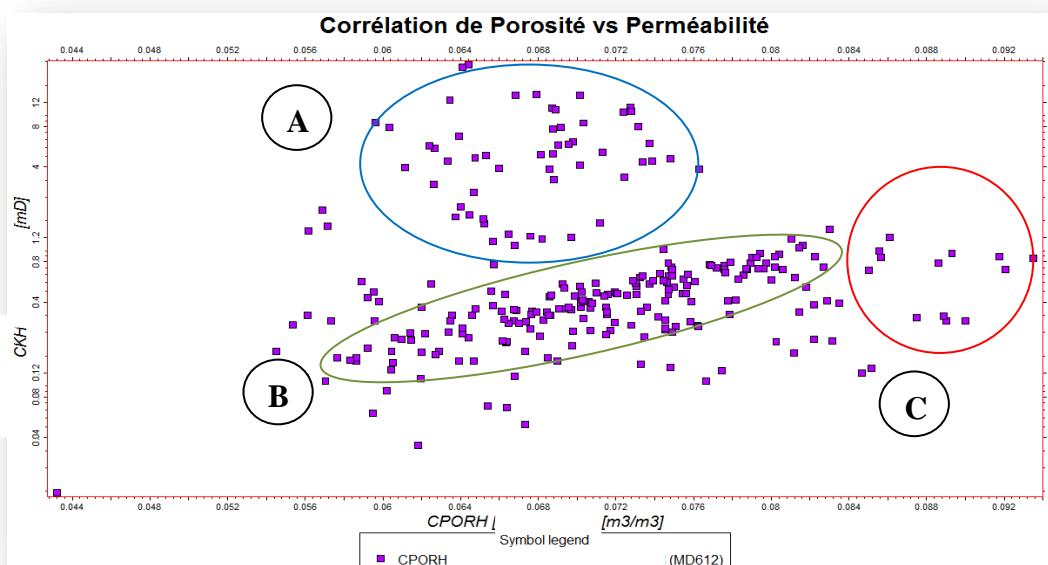


Figure.74: Corrélation entre la porosité et la perméabilité de PPH ouvert MD612.

- Réservoir homogène.
- Caractéristique pétrophysique de réservoir : k et ϕ
- Les types de facies :
 - A- Fissure (k et ϕ sont élevés)
 - B- grés (k et ϕ sont élevés)
 - C- argile (ϕ élevé et k nul)

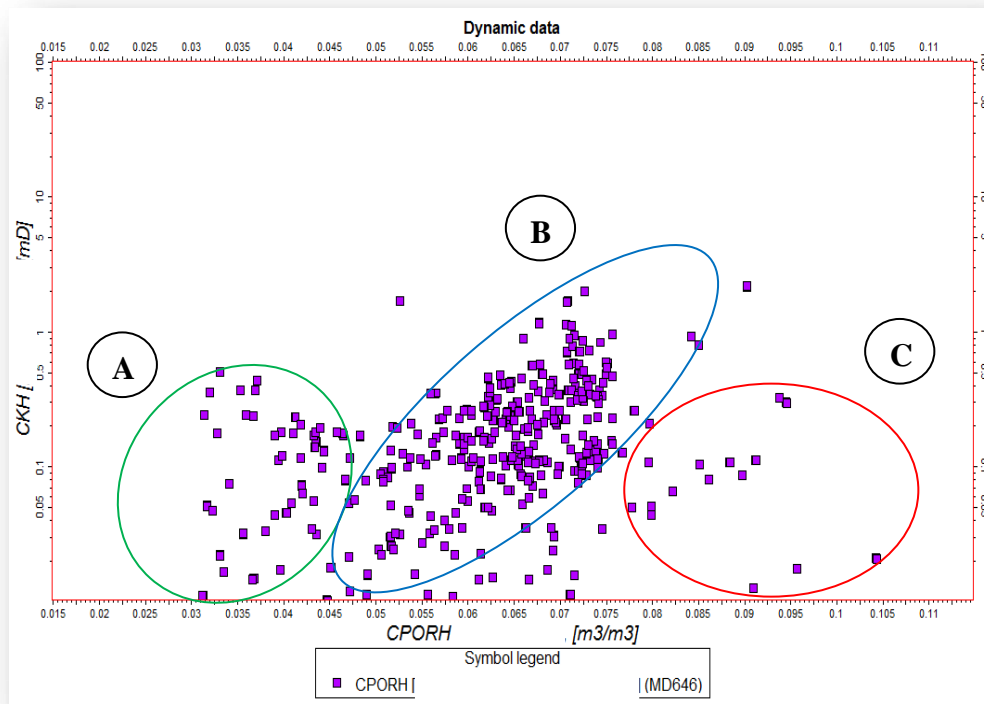


Figure.75: Corrélation entre la porosité et la perméabilité de PPH fermé MD646

- Formations de Réservoir homogène.
- Caractéristique pétrophysique de réservoir : k et ϕ
- Les types de facies :
 - A-Fissure k élevé et ϕ faible.
 - B- Facies réservoir grés (k et ϕ sont élevés)
 - C-Les films d'argiles (k nul et ϕ moyen)

Tableau.4: Comparaisons les résultats des corrélations en la porosité et la perméabilité de quelque puits de secteurs avec les résultats des carottes.

| Nom des puits | Résultats des corrélations K et ϕ | Résultats des carottes |
|---------------|---|---|
| MD612 | <ul style="list-style-type: none"> - corrélation positive. - Réservoir homogène. - Caractéristique pétrophysique de réservoir : k et ϕ - Les types de facies : A-Fissure (k et ϕ sont élevés) B-grés (k et ϕ sont élevés) C-argile (ϕ élevé et k nul) | grés quartzite anisométrique, fin à moyen, gris sombre à gris clair, à grossier par endroit, ciment siliceux et silico-bitumineux. Fissures sub-verticales ouverte à vide ou colmatées pas de la silice ou du bitume stratification inobservable et subhorizontale par endroits et rarement entrecroise. |
| MD636 | <ul style="list-style-type: none"> - corrélation positive. - Réservoir homogène. - Caractéristique pétrophysique de réservoir : k et ϕ sont bon. - Les types de facies : l'abondance des grés (A) plus que les films d'argile (B). | grés quartzite à quartzite grés, isométrique fin et moyen par endroits, gris sombre et gris clair à parement blanc, compact. Ciment silico-bitumineux à siliceux, admettant 49 passées « cm » et 6 « dm » de siltstone argilo-micacée, et verdâtre. Nombreux films d'argile jaunâtres, Nombreuses fissures subhorizontales vide, pares fissures sub-verticales fermées vides. |

- **Conclusion**

L'observation des histogrammes et les corrélations des paramètres pétrophysique établis à la base des données statistiques nous à montré que ces paramètres sont très faibles dans la partie centrale, et ils sont plus au moins moyens dans le Nord Est et le Sud Ouest.

Après l'analyse des paramètres pétrophysique on constate que :

Les différents histogrammes de la perméabilité montrent dans la plus part des cas une distribution uni-modale avec une asymétrie à droite.

La valeur la plus fréquente appartient à centre de classe 0.5mD dans D3 avec une fréquence de 42.5%.

Les différents histogrammes de la porosité montrent dans tous les cas une distribution uni-modale avec une asymétrie à gauche.

La valeur la plus fréquente est observée dans l'intervalle 7% dans RI-inf avec une fréquence une fréquence de 29 %.

Les meilleures valeurs de porosité et de perméabilité se trouvent au niveau des puits MD284, MD636, et MD634.

La relation entre la porosité et la perméabilité du réservoir dans le secteur d'étude est moyen.

3. Les puits proposés en Short Radius

Après l'étude structurale, pétrophysique et production détaillée du secteur Sud Ouest de la Zone23 on a arrivée à proposer deux (02) puits pour la conversion en short radius (SR) qu'on peut améliorer leurs performances de production :

3.1. Le puits MD284

3.1.1. Introduction :

Ce Puits est situe dans la zone 23. Foré en 24/04/1978, Fermé (les caractéristique de réservoirs sont très mauvaises, on a le problème des venues d'eau de gisement et sec) donc il reprit en Short Radius dans le Ra (D4), Azimut direction 110, et ce puis mis en production le 02/09/2008.

Coordonnees:

X = 798251.75 Z s = 116548.617 m.

Y = 116548.617 Z t = 3523 m.

3.1.2. Caractéristiques des réservoirs :

a) Caractéristiques pétrophysique :

Tableau.6 : Caractéristiques pétrophysique de réservoir

| Caractéristiques pétrophysique de réservoir | | | | | | | |
|---|-----------|--------------------|------------|------|-------------------------|------------|-------|
| Découpage | | Résultats-carottes | | | Interprétation par ELAN | | |
| Drains | Toi-Mur | K (md) | ϕ (%) | S(%) | K (md) | ϕ (%) | S(%) |
| D5 | 3429-3478 | 0.97 | 6.0 | - | - | 7.47 | 20.77 |
| D4 | 3478-3515 | 0.56 | 4.9 | - | - | 7.30 | 16.89 |
| D3 | 3515-3527 | 1.23 | 2.9 | - | - | 8.29 | 30.89 |

b) Principaux résultats :

| | |
|--|--|
| <u>BU (Bull Up) du 20/05/1978 :</u> PG = 449.31 kg/cm ² PFD = 351 kg/cm ² IP = 0.008 Q _h = 0.7 m ³ /h Duse = 9.53 mm. | <u>Jaugeage du 14/4/2010 :</u> PT = 27 kg/cm ² GOR = 108 Q _h = 2.18 m ³ /h. Gaz = 236.54 m ³ /h Eau = 600 l/h. Cumul au dernier jaugeage = 2792 m ³ . |
|--|--|

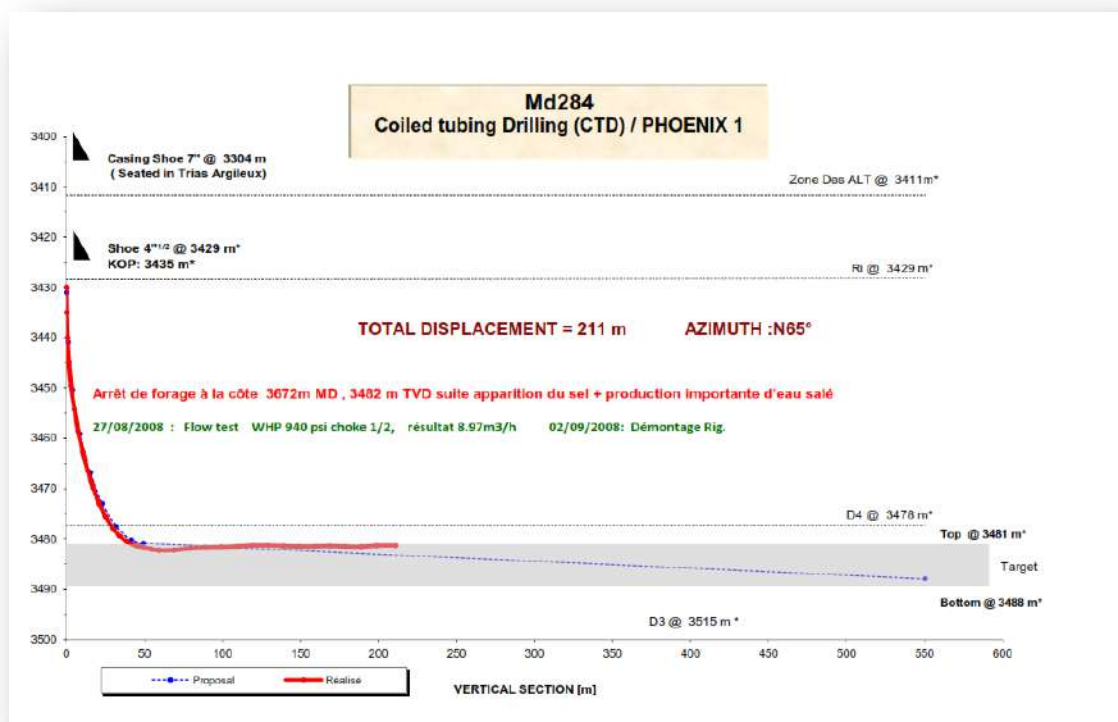


Figure.76 : Profil du SR N°01 de puits MD284.

Le puits MD284 sera reconverti en 2^{ème} Short Radius pour éviter le problème des failles (sel, eau).

3.1.3. Caractéristiques des puits voisins :

- **MD634** : ce puits situé au sud ouest. Foré en 13/09/2010. producteur huile. Fermé le 25/02/2013.

| <u>DST du 02/09/2010 :</u> | <u>Jaugeage du 16/8/2010 :</u> | <u>Jaugeage du 06/02/2012 :</u> |
|---|--|---|
| PG = 432.88 kg/cm ² | PT = 119.52 kg/cm ² | PT = 27.2 kg/cm ² |
| PFD = 325 kg/cm ² | GOR = 142 | GOR = 81 |
| IP = 0.117 | Q _h = 9.91 m ³ /h. | Q _h = 2.8 m ³ /h. |
| Q _h = 12.2 m ³ /h | Gaz = 1403.36 m ³ , | Gaz = 228.03 m ³ , |
| Duse = 9.53 mm. | Eau = 0 l/h. | Eau = - l/h. |

3.1.4. Commentaire structural et tectonique :

MD284 situé à l'extrême sud du champ, est trop bas au toit du réservoir principal, ou la faille possible en ordovicien (Z-ALT) et pas d'anomalie d'éruptif (Sill ou dyke corrélativement parlant avec les puits voisins). Il est limité par une faille majeur de direction NE de rejet 30m.

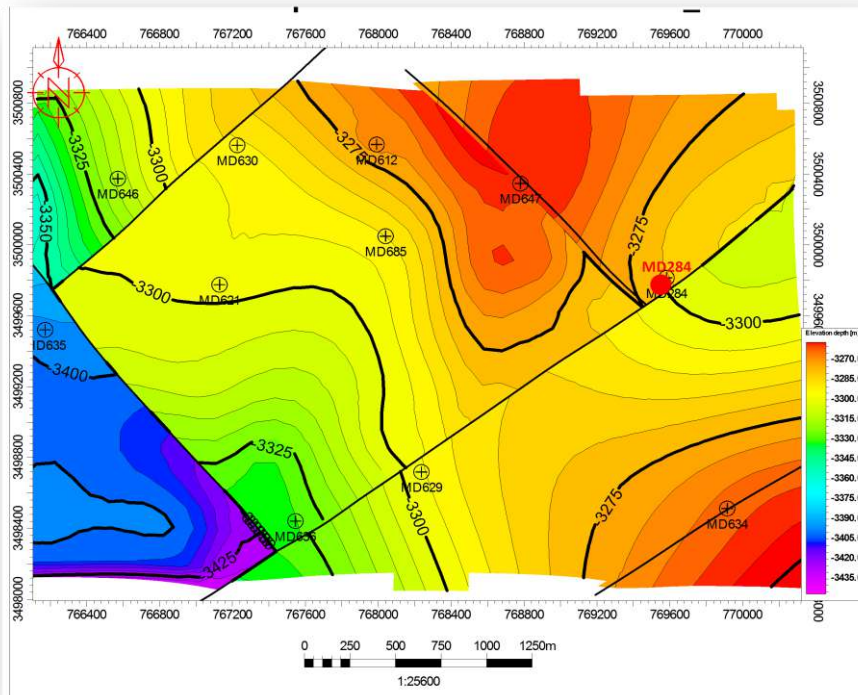


Figure.77: carte structurale au toit du Ri-inf

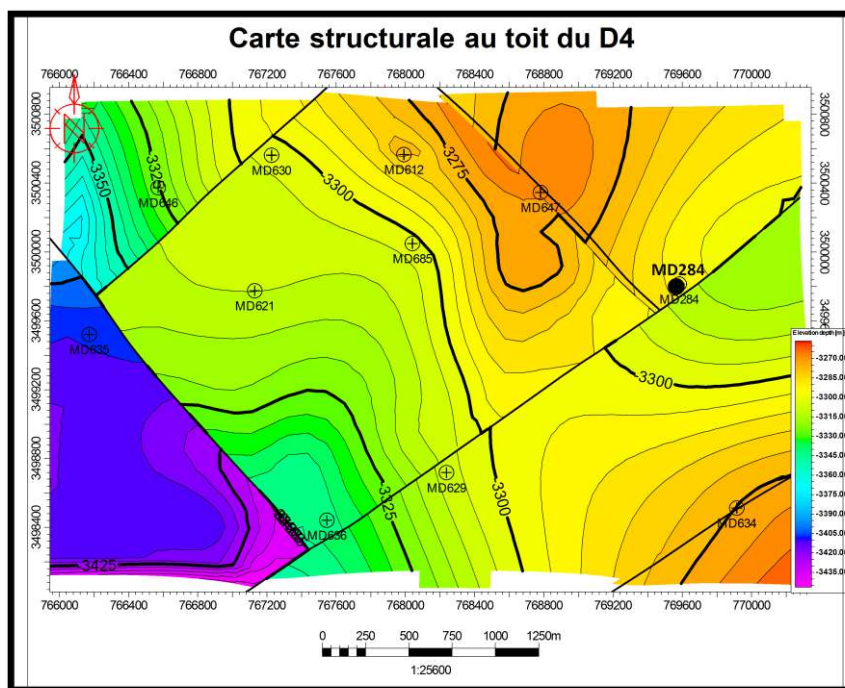


Figure.78: carte structurale au toit du D4

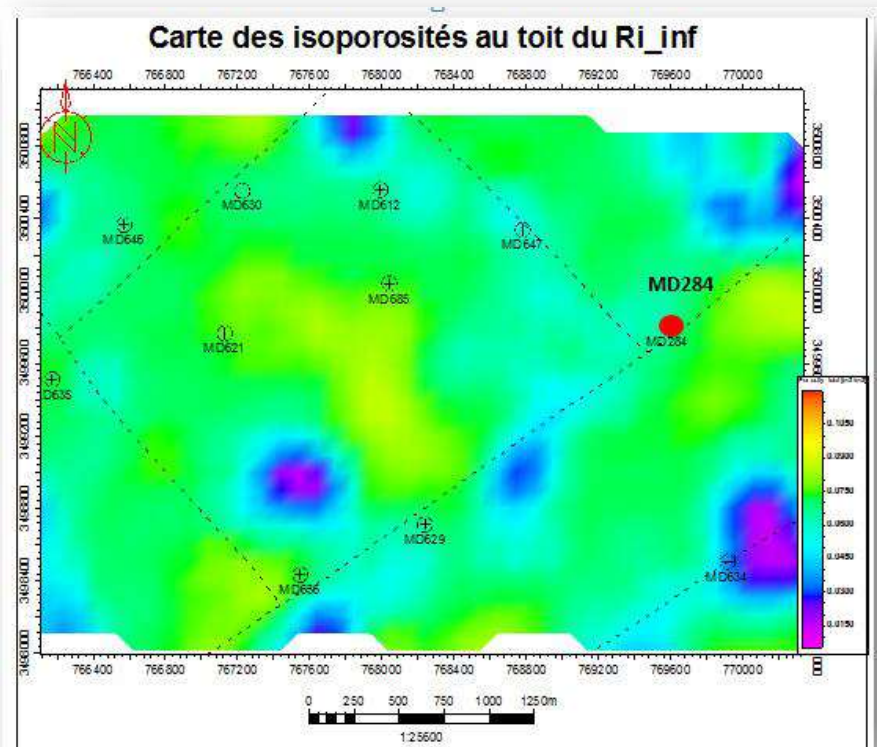


Figure.79: carte isoporosité au toit du Ri-inf.

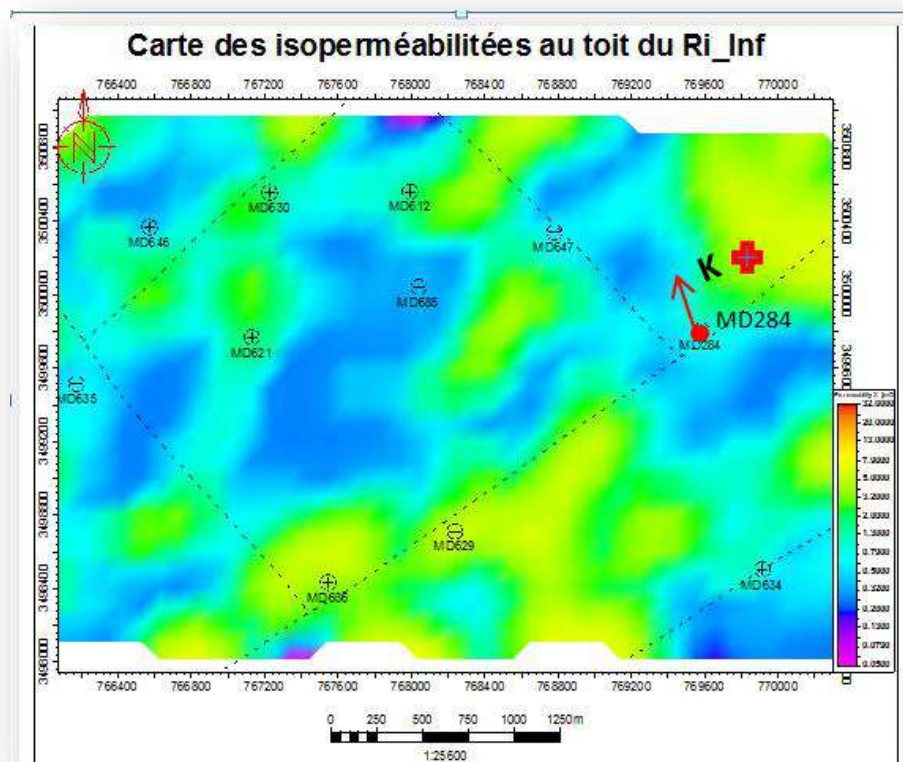


Figure.80: carte isoperméabilité au toit du Ri-inf

- Le réservoir Ri (la base de D5) possède de bonnes caractéristiques pétrophysiques : $K_{\text{moy}} = 5 \text{ md}$, $\phi_{\text{moy}} = 6 \%$
- Au niveau du Ri-inf la porosité est médiocre et s'améliore de NW du puits MD284.
- Au niveau du Ri-inf la perméabilité est moyenne et s'améliore dans le NW du puits MD284.

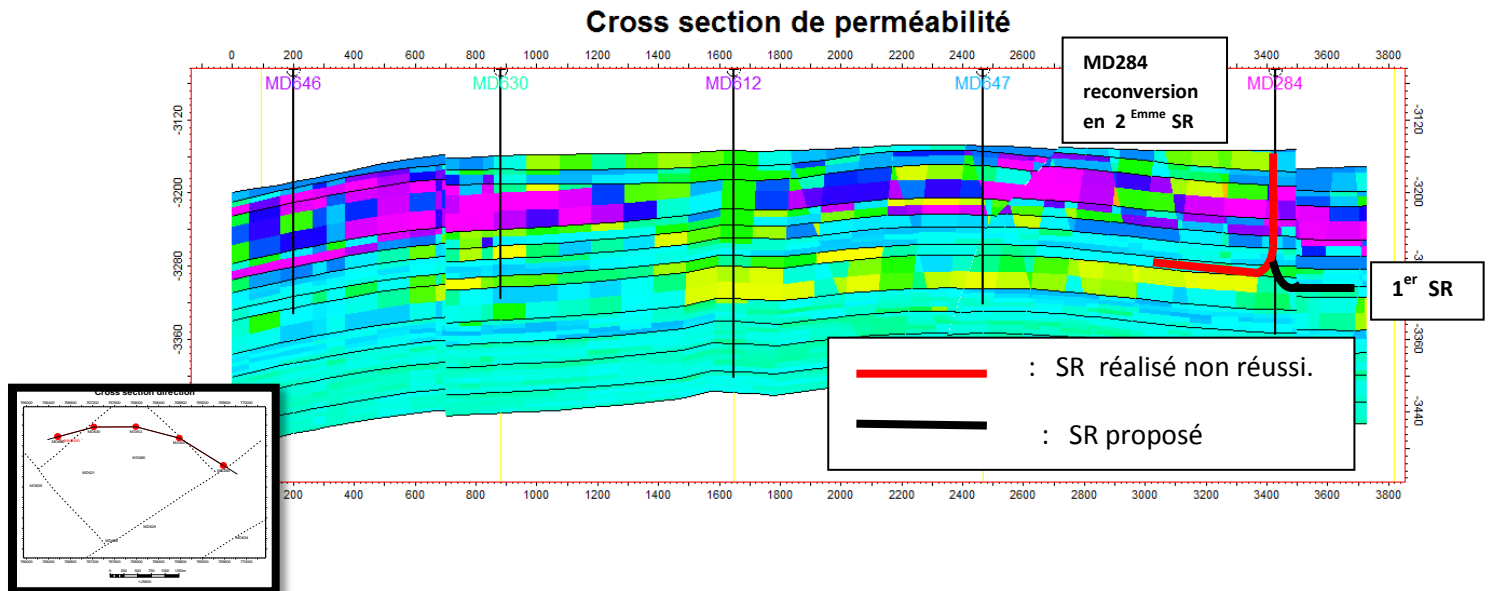


Figure.81: coupe de perméabilité pour le puits MD284 en Short Radius.

-Cette coupe montre la distribution des paramètres pétrophysiques (la perméabilité) dans le réservoir cambro-ordovicien R1 du secteur d'étude, est irrégulière verticalement, et latéralement est moyenne vers l'Est et la partie centrale et mauvaises vers l'Ouest, dont les valeurs des perméabilités sont les meilleurs au niveau de drains Ri-inf à l'Est au niveau de puits MD284, ce dernier en peu reconversion en Short Radius vers les bonnes paramètres et évité les failles.

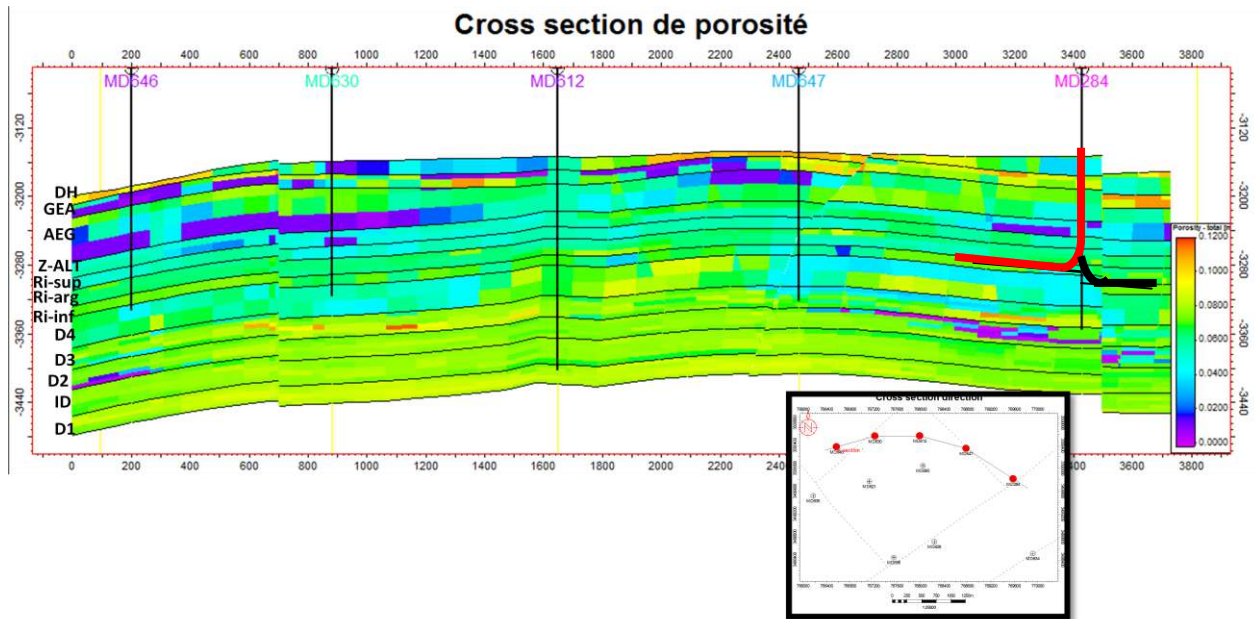


Figure.82: coupe de porosité pour le puits MD284 en Short Radius.

-Cette coupe montre la distribution des paramètres pétrophysique (la porosité) dans le réservoir cambro-ordovicien R1 du secteur d'étude, est irrégulière verticalement, et latéralement est moyenne vers l'Est et la partie centrale et mauvaises vers l'Ouest, dont les valeurs des porosités sont les meilleurs au niveau de drains Ri-inf à l'Est au niveau de puits MD284.

- Le puits MD284 prévue en Short Radius dans :
- Les caractéristiques pétrophysique, sont bonnes surtout dans le D4.
 - Le réservoir D4 est des grés propres.
 -
 - Z-table: 182 m.
 - TD: 3527 m.
 - Le sabot 7'' est à: 3304 m TVD (3345m Abs).
 - Le plan d'eau théorique est à: 3562m (TVD) (-3380 m).
 - Le plan d'eau réel n'est pas atteint.
 - Le drain ciblé: **Ri-inf**
 - L'intervalle ciblé: 3486 - 3498.5m (TVD).
 - VS: 350m.
 - Azimut: N320°.

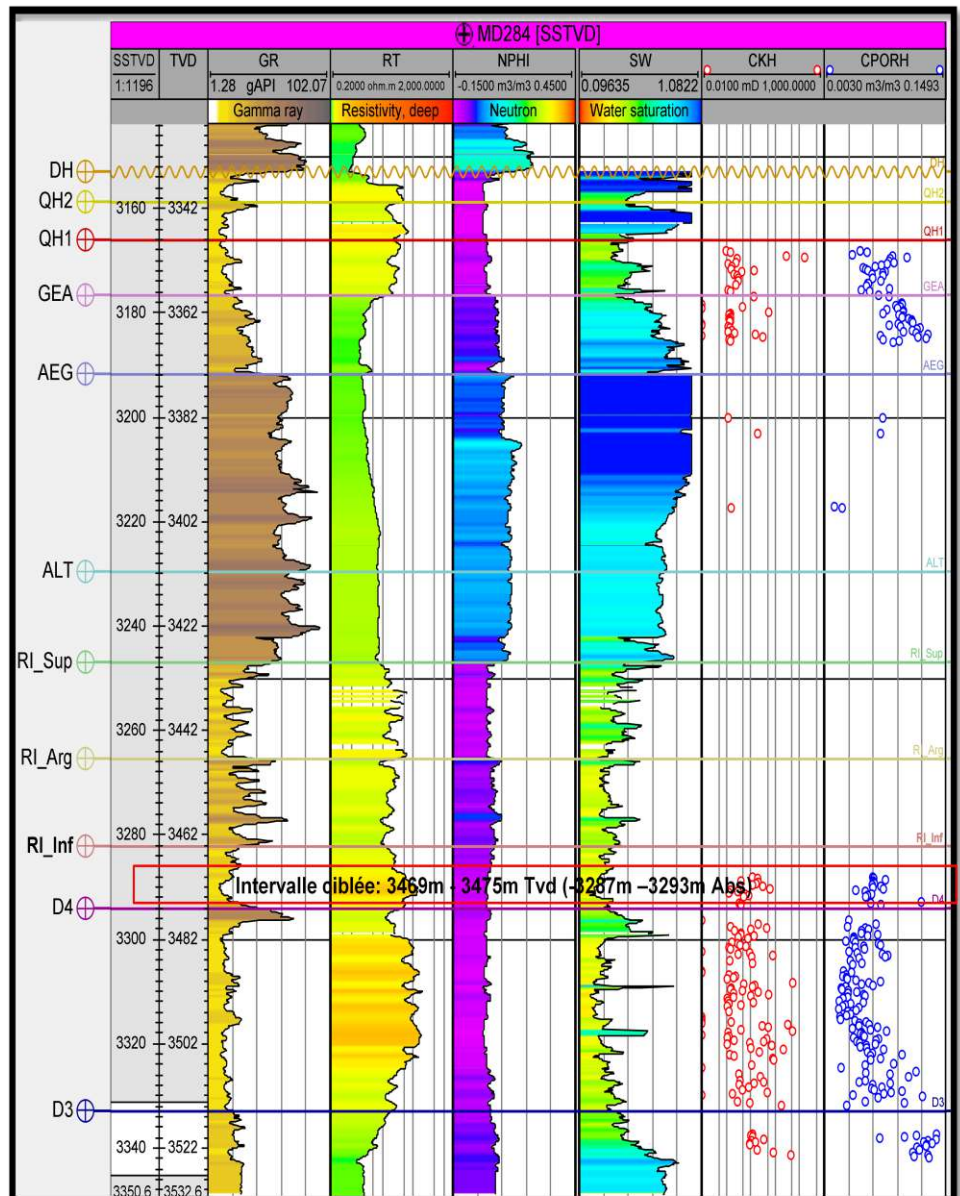


Figure.83: LOG COMPOSITE de puits MD284.

3.1.5. Conclusion et recommandations :

Après l'étude détaillée et les interprétations faites sur le puits **MD284**, il est recommandé de le reconverter une deuxième fois en Short Radius SR avec les paramètres suivants :

- Drain ciblé :** Ri-inf
- Intervalle ciblée :** 3486 - 3498.5m (TVD).
- Azimut :** N320°
- VS :** 350m.

3.2. MD636 :**3.2.1. Introduction :**

Ce Puits est situé dans la SW-Zone 23. Foré en 20/06/2011, il est fermé et sec (Débit nul) mauvaise qualité de réservoirs donc il replit en Short Radius.

Coordonnées:

X = 796877.1242 (LSA) Z_s = 156.877 m.

Y = 115485.5581(LSA) Z_t = 166 m.

3.2.2. Caractéristiques des réservoirs :**a) Caractéristiques pétrophysique :****Tableau.7:** Caractéristiques pétrophysique du réservoir

| Caractéristiques pétrophysique du réservoir | | | | | | | | |
|---|-----------|--------------------|-------|------|-------------------------|-------|------|----------|
| Découpage | | Résultats-carottes | | | Interprétation par ELAN | | | |
| Drains | Toi-Mur | K (md) | φ (%) | S(%) | K (md) | φ (%) | S(%) | V.Arg(%) |
| AEG | 3412-3437 | 0.99 | 2 | - | - | - | - | - |
| Z-ALT | 3437-3455 | 089 | 1.96 | - | - | - | - | - |
| D5 | 3455-3507 | 0.87 | 5 | - | - | 5 | 25 | - |
| D4 | 3507-3508 | 0.56 | 3 | - | - | 4 | 30 | - |

b) Principaux résultats :

| | |
|--|---|
| <u>DST du 12/06/2011 :</u> PG = 440.52 kg/cm ² PFD = 134.65 kg/cm ² IP = 0.0073 Q _h = 2.21 m ³ /h. | <u>Jaugeage du 10/06/2011 :</u> Q _h = 36.3 m ³ /h. GOR = 445. Gaz = 981.35 m ³ /h Eau = 0 l/h. |
|--|---|

3.2.3. Caractéristiques des puits voisins :

- **MD629 :** ce puits situé au sud ouest. Foré en 21/06/2010.

Producteur huile. Fermé (il est bouché par un poisson alors il faut faire des opérations).

| <u>DST du 26/03/2010 :</u> | <u>DST</u> <u>du 10/06/2010 :</u> | <u>DST du 05-12/06/2011</u> <u>(TD 3506) :</u> | <u>Jaugeage du</u> <u>07/10/2015 :</u> |
|--|---|---|---|
| PG = 439.46 kg/cm ² | PG = 441.2 kg/cm ² | PG = 440.52 kg/cm ² | PT = 22.3kg/cm ² |
| PFD = 329.86 kg/cm ² | PFD= 342.61 kg/cm ² | PT= 36.6 kg/cm ² | Q _h = 3.72 m ³ /h |
| IP = 0.11 | IP = 0.161 | Q _h = 2.21 m ³ /h | GOR = 129 |
| Q _h = 11.98 m ³ /h | Q _h = 16.8 m ³ /h | IP= 0.0073 | Gaz = 441.58 m ³ |
| Duse = 9.53 mm | Duse = 9.53 | Duse= 953 mm. | Eau = 1309 l/h |

3.2.4. Commentaire structural et tectonique :

Le puits MD636 se trouve dans la périphérie Sud ouest du vaste anticlinal du champ HMD, du point de vue structural le puits est plus bas que les puits avoisinants. L'érosion hercynienne a été moins intense dans cette partie du champ ou les dépôts du trias déposent en discordance sur les argiles d'El Gassi, il a rencontre 25m d'AEG, 18mde Z-ALT et 52m de grés cambrien RI, il limité par deux failles majeurs de direction NE-SW et NE-SE.

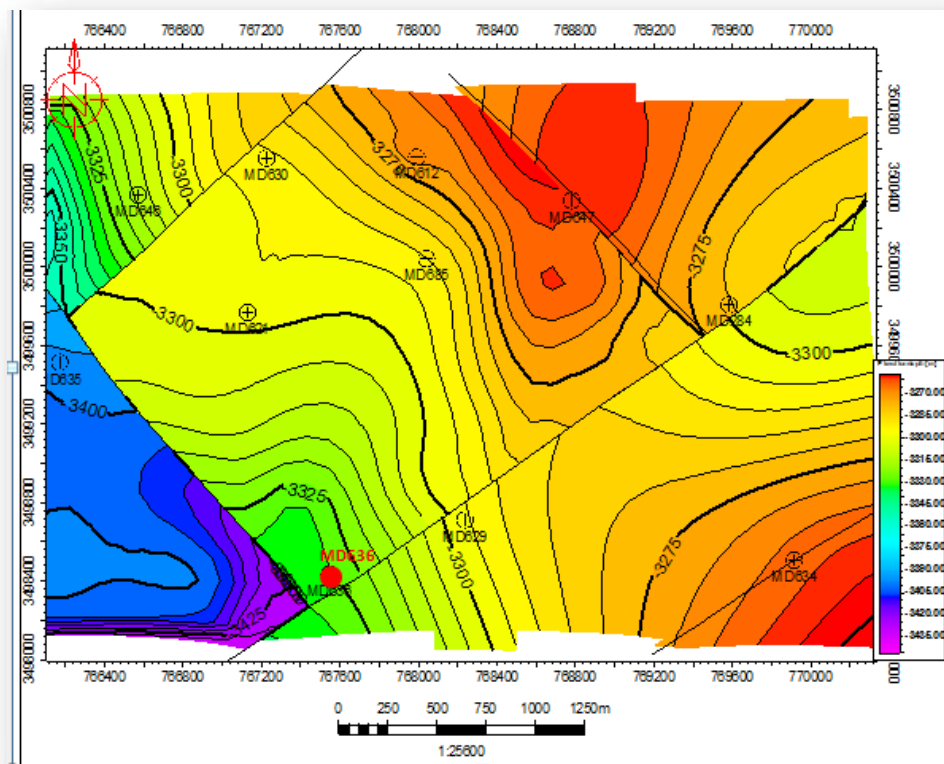


Figure.84: La carte structurale au toit du Ri – Inferieur(MD636).

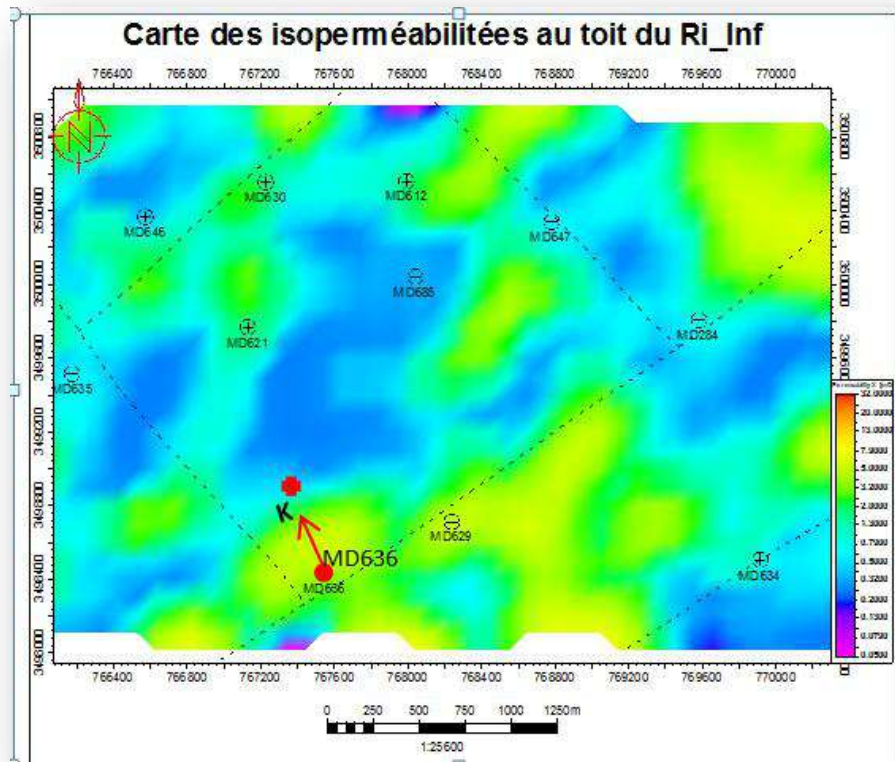


Figure.85 : carte isoperméabilité au toit du Ri-inf

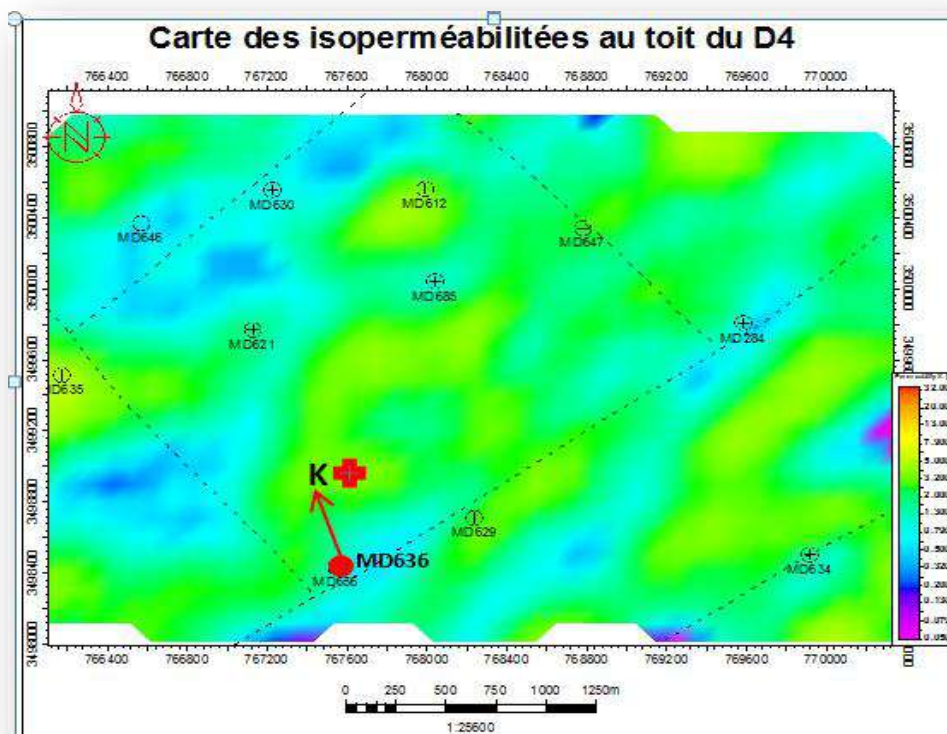


Figure.86: Carte isoperméabilité au toit du D4

Le réservoir Ri (Ri-inf) possède de bonnes caractéristiques pétrophysique : $K_{\text{moy}} = 7 \text{ md}$, $\phi_{\text{moy}} = 8 \%$.

-Au niveau du Ri-inf la perméabilité est moyenne et s'améliore dans le NW du puits MD636.

-Au niveau du D4 la perméabilité est médiocre et s'améliore de NW du puits MD636.

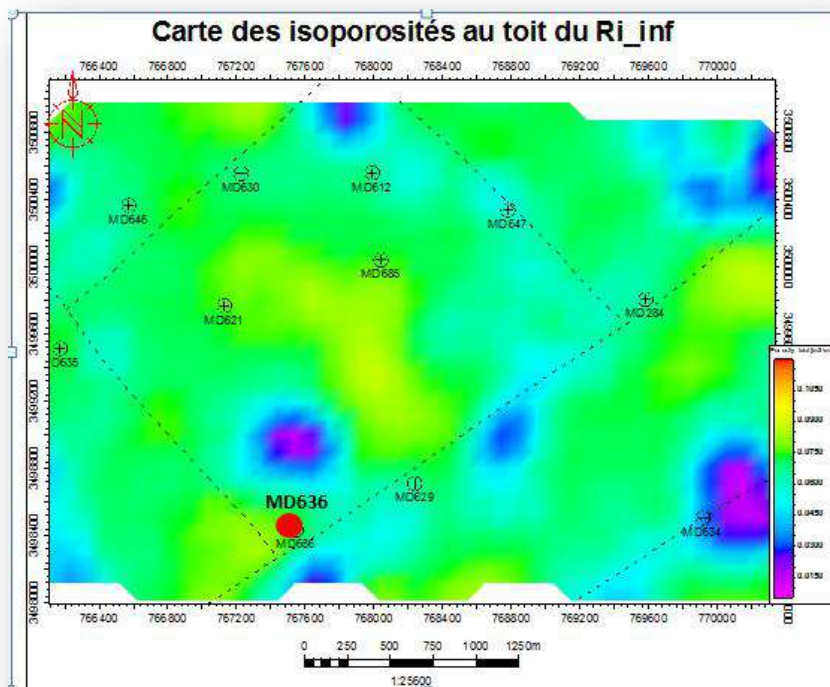


Figure.87 : carte isoporosité au toit du Ri-inf

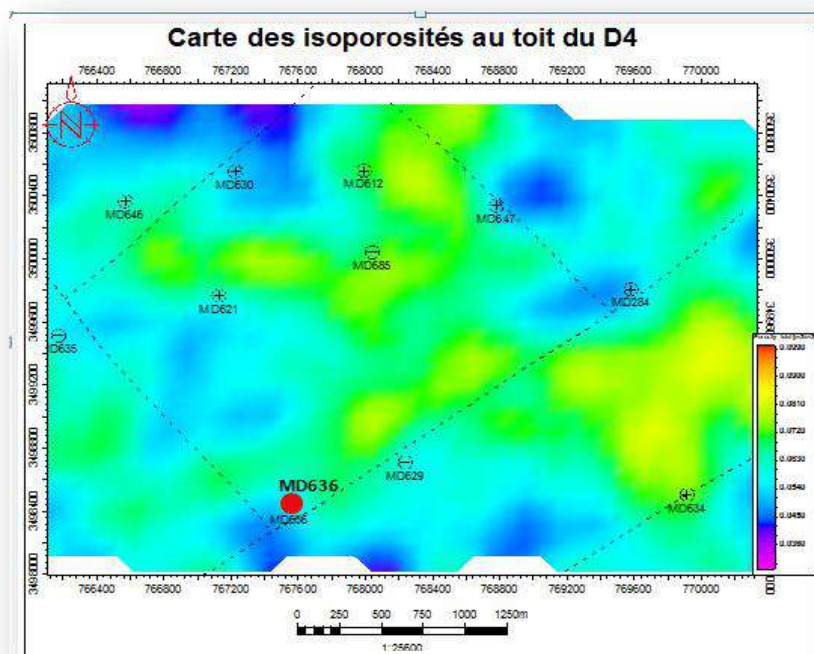


Figure.88: carte isoporosité au toit du D4

-Au niveau du Ri-inf la porosité est moyenne et s'améliore dans le NW du puits MD636.

-Au niveau du D4 la porosité est mediocre et s'amélioré de NW du puits MD636.

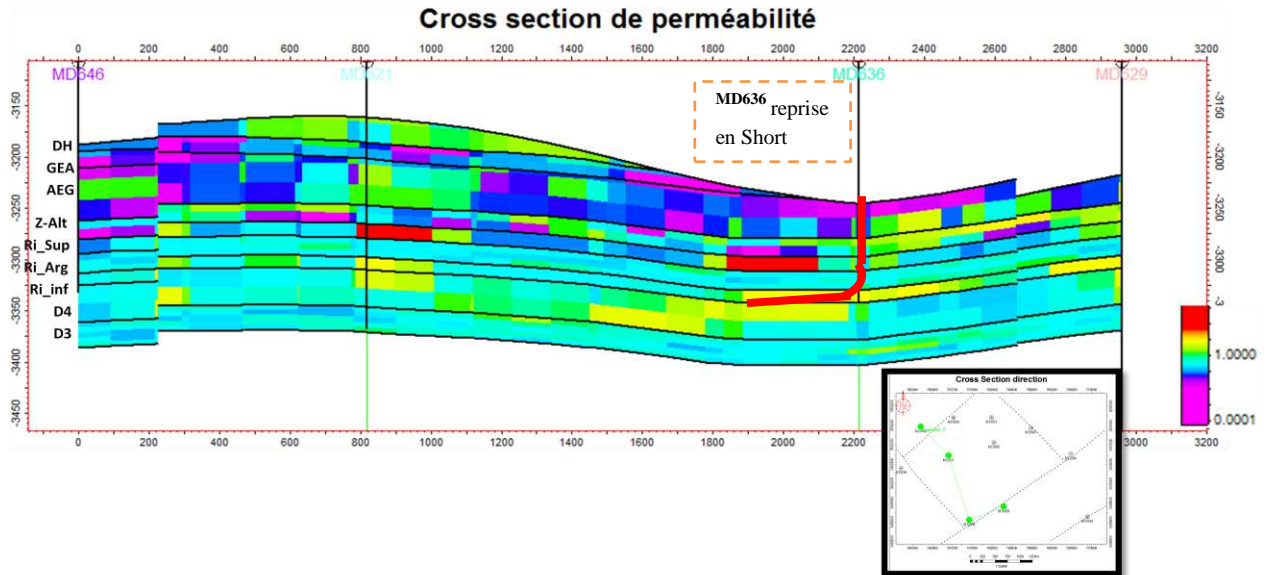


Figure.89: coupe de perméabilité pour le puits MD636 en Short Radius.

-Cette coupe montre la distribution des paramètres pétrophysique (la perméabilité) dans le réservoir cambro-ordovicien R1 du secteur d'étude, est irrégulière verticalement, et latéralement est moyenne vers l'Est et la partie centrale et mauvaises vers l'Ouest, dont les valeurs des perméabilités sont les meilleurs au niveau de drains Ri-inf et D4 à l'Est au niveau de puits MD636, ce dernier en peu reconversion en Short Radius vers les bonnes paramètres et évité les failles.

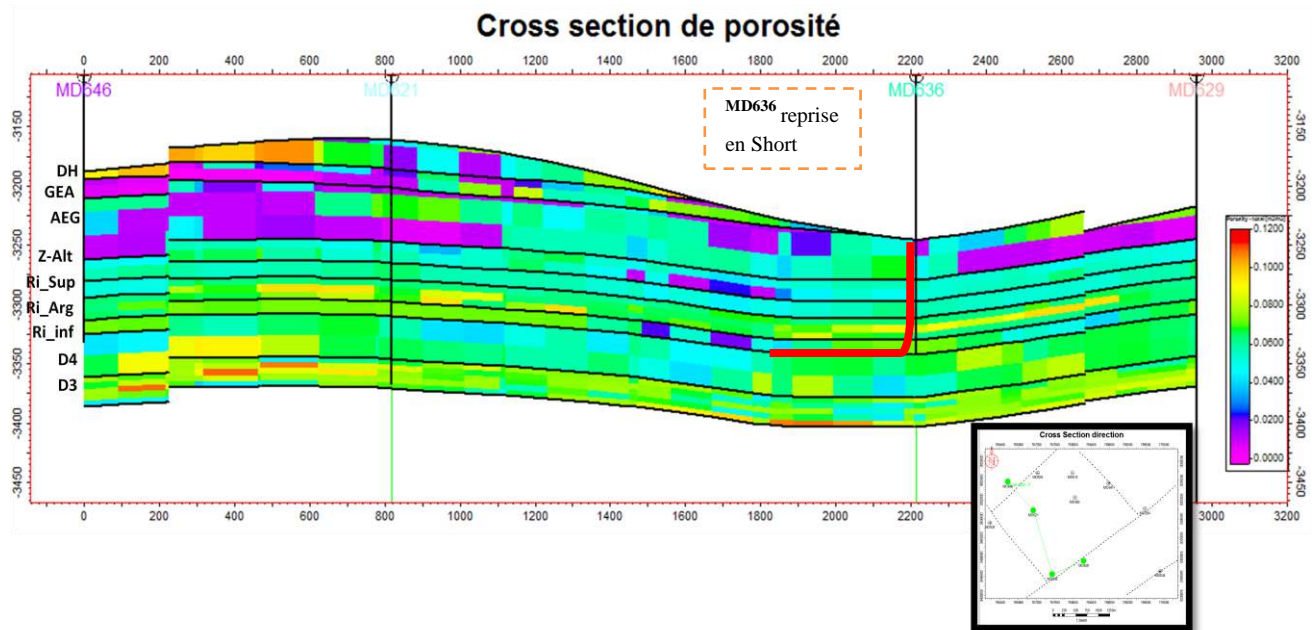


Figure.90: coupe de porosité pour le puits MD636 en Short Radius.

Cette coupe montre la distribution des paramètres pétrophysiques (la porosité) dans le réservoir cambro-ordovicien R1 du secteur d'étude, est irrégulière verticalement, et latéralement est moyenne vers l'Est et la partie centrale et mauvaises vers l'Ouest, dont les valeurs des porosités sont les meilleurs au niveau de drains Ri-inf et D4 à l'Est au niveau de puits MD284.

- Le puits MD636 prévue en Short Radius dans :
- Les caractéristiques pétrophysique, sont bonnes surtout dans le Ri-inf et D4.
- Le réservoir Ri-inf et D4 sont des grés propres.
-
- Z-table: 166m.
- TD: 3508m.
- Le sabot 7'' est à 3454m TVD (-3288m Abs).
- Le plan d'eau théorique est à 3526m (TVD) (-3360 m).
- Le plan d'eau réel n'est pas atteint.
- Le drain ciblé: Ri-inf.
- L'intervalle ciblé: 3496m-3506m (TVD).
- VS: 240m.
- Azimut: N330°.

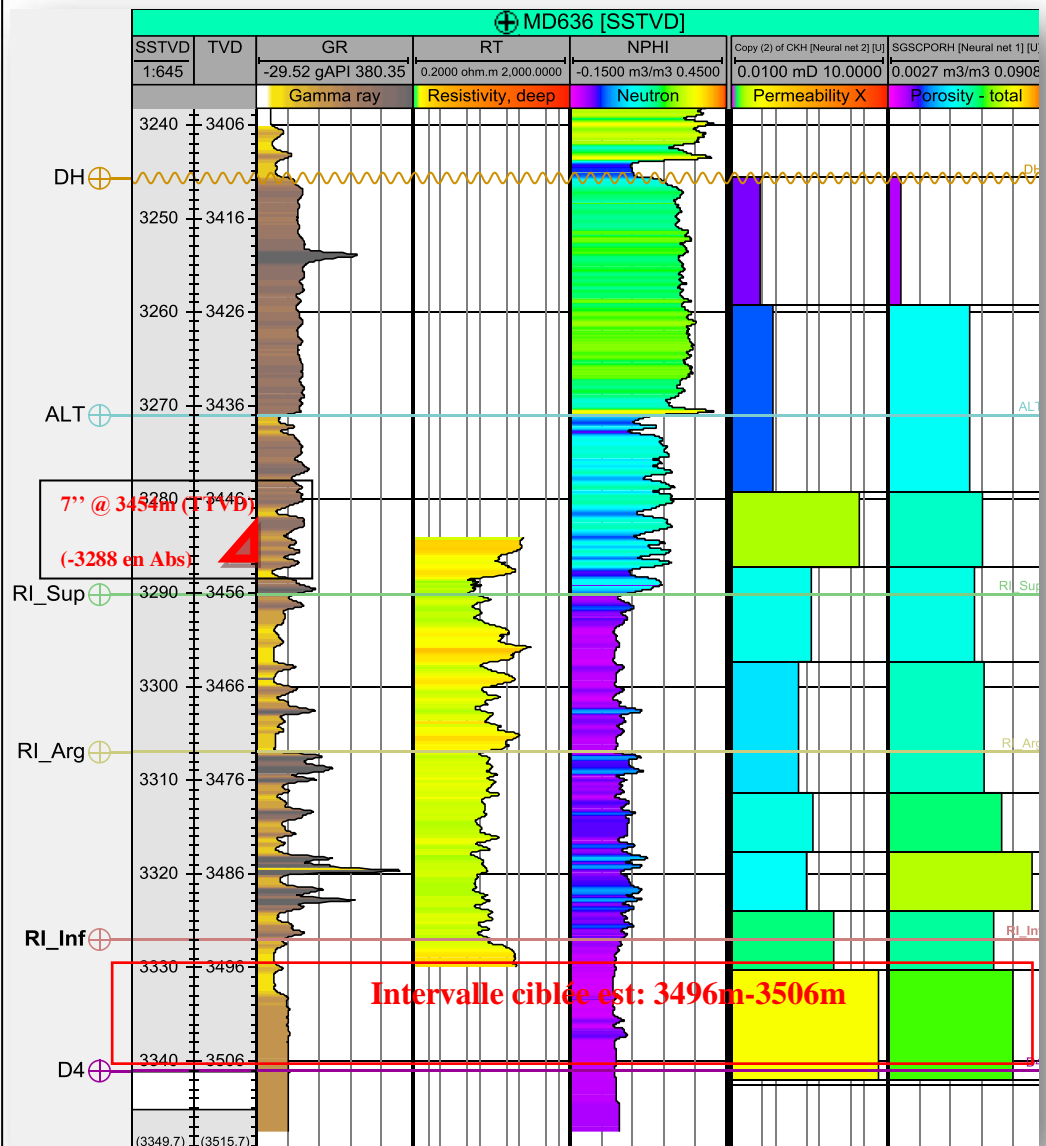


Figure.91 : LOG COMPOSITE du puits MD636.

3.2.5. Conclusion et recommandations :

Après l'étude détaillée et les interprétations faites sur le puits MD636, il est recommandé de le reconverter en Short Radius SR avec les paramètres suivants :

- Drain ciblé :** Ri-inf
- Intervalle ciblée :** 3496m-3506m (TVD).
- Azimut :** N330°
- VS :** 240m.

- **Conclusion :**

L'analyse des paramètres pétrophysique (interprétation des cartes porosités et perméabilités) et le log composite des puits proposés en Short Radius (MD 284, MD636) révèle que :

-La distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir cambrien du secteur d'étude Sud Ouest de la zone 23, est irrégulière verticalement, dont les valeurs de porosités et perméabilités sont les meilleurs au niveau de drains Ri-inf et le D4 à l'Est et le centre.

-La distribution latérale des caractéristiques pétrophysique à travers les coupes de perméabilité et porosité au niveau des drains Ri-inf et le D4 en peu divisé en trois sections Est et centrale sont caractérisée par de moyennes valeurs pétrophysique et la section Ouest possède des valeurs pétrophysique mauvaises.

Conclusion générale

Le secteur SW de la zone 23 se présente structuralement comme un monoclin et se localise sur la périphérie Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud où les effets de la discordance due à l'érosion sont très fortes et les drains sont successivement érodés jusqu'à la surface de la discordance.

Les résultats essentiels obtenus au terme de cette étude sont récapitulés comme suit :

Le modèle structurel et pétrophysique sont réalisés par l'outil de Schlumberger **Petrel**, il en ressort les points suivants :

- Le modèle structurel à l'échelle de secteur S-O de la zone 23 est traversé par plusieurs failles dont une majeure de direction NE-SO de 30 m de rejet.
- L'érosion hercynienne affecté l'Ordovicien (Quartzite el Hamra)
- La réalisation des coupes géologiques et les corrélations dans différentes directions nous a permis de mettre en évidence la structure du réservoir de secteur d'étude en forme de monoclinale et de suivre la variation des épaisseurs des différents drains.

Puis le modèle structurel a été peuplé par les propriétés pétrophysique aboutissant aux résultats suivants :

L'établissement de modèle 3D des paramètres pétrophysique dans tous les drains du réservoir de secteur nous a renseignés sur l'évolution spatiale de ces paramètres.

Après l'analyse des cartes des propriétés réservoir, on peut conclure que les paramètres pétrophysique à savoir, la porosité et la perméabilité sont généralement moyens et parfois faibles.

- En général, La porosité varie selon la loi normale indiquant le caractère homogène de sa distribution, la porosité dans le réservoir Cambrien est considérée comme moyenne puisqu'elle varie de 5% jusqu'à 8%.
- La perméabilité est faible à moyenne dans le réservoir et très faible dans le D3.

La perméabilité matricielle varie de 0.1mD et peut atteindre 1mD.

D'après l'étude pétrophysique, les meilleures propriétés de réservoir se rencontrent dans les secteurs Sud-Est et Nord-Est.

- Les meilleures zones de drainage correspondent aux drains RI-inf, D4 et, à un degré moindre, le D3 se caractérise par des propriétés médiocres à faibles.
- Le plan d'eau théorique trouve approximativement entre -3360 m et -3380 m.

La reprise des puits en Short Radius est une technique adaptée pour optimiser la productivité du puits par un drainage adéquat. Le but du Short Radius à Hassi Messaoud est d'éviter :

- Les drains de mauvaises caractéristiques pétrophysique.
- Les drains en percées d'eau.
- Les drains en percées de gaz.

Recommandations

- La porosité et la perméabilité contrôlent la production d'un réservoir ou d'un puits. Les mesures sur carottes restent le seul moyen de caractérisation direct de ces deux paramètres afin d'appuyer l'efficacité de ces mesures nous recommandons pour les futures études : La correction des mesures prises dans les conditions ambiantes à des conditions de fond.

- Pour le problème de la percée d'eau il faut tester l'idée de stopper l'injection d'eau :
 - Stopper l'injection dans une aire définie.
 - Suivre l'augmentation et la diminution de la production.

- Comme alternative a l'injection d'eau :
 - Convertir les puits adéquats à des Short Radius.
 - Forer de nouveaux puits horizontaux, si nécessaire.

- Mettre des puits en gazmissible, si nécessaire. Faire des tests pour les puits candidats afin de bien opter à une bonne candidature.
- Il faut rapprocher la fréquence des tests et des jaugeages sur les puits producteurs.
- Faire des tests de longue durée afin d'obtenir des paramètres du réservoir plus fiables.
- Dans le cas d'étude Evité l'implantation des puits en Short Radius dans les blocs baissés ou la partie Ouest du secteur car les hydrocarbures sont expulsion vers la partie haut (Est) relievé à des conditions (profondeur, température, pression) dont le plan d'eau est remonté.
- Il faut toujours vérifier les résultats statistiques pour détecter s'il y a des valeurs anormales qui peuvent affecter le travail d'un modèle pétrophysique.

