

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : GÉOLOGIE DES HYDROCARBURES

THEME

CARACTÉRISATION ET MODÉLISATION
DU RÉSERVOIRE CAMBRO-ORDOVICIEN DE LA ZONE
01 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Présenté par

BENLAIEB MOUSSA - BOUHAFS HEYTHEM- BENNAUI ABDELHAK

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	Dr. HABES Sameh	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M. KECHICHED Rabah	M. A. B Univ. Ouargla
Examineur :	Dr. NEZLI Imed Eddine	M. C. A Univ. Ouargla
Membre invité	M ^{me} SAHRI Liela	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Dédicaces

Nous dédions ce modeste travail:

A nos parents

A toutes les familles

BOUHAFS :merzaka <3 mom

BENLAIEB : Mes Parents

BENNAUI :Mes Parents

A tous nos amis qui ont toujours été

à nos côtés dans les bons et mauvais moments

A tous nos collègues de la promotion





REMERCIEMENT

En premier lieu, je tiens à remercier notre Dieu, notre créateur, de m'avoir aidé afin d'achever ce modeste travail.

*Au terme de ce modeste travail je tiens à remercier chaleureusement et respectivement tous ceux qui' ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste mémoire de fin d'étude, à savoir mon encadreur Mme. **MEBROUKI NACIRA***

*Mes vifs remerciements aux personnels de DP/HMD, particulièrement **Mr. BAKRI EDDINE, Mr. BOUFERNAR FAROUK.***

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 de Ouargla pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

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



Résumé

الملخص

يعد حقل حاسي مسعود العملاق من أكبر حقول الهيدروكربونات في الجزائر والعالم. قسمت الدراسة الجيولوجية لهذه المنطقة الصغيرة الخزان الكمبري إلى خزانين ، هما (R isometric (Ri و (R anisometric (Ra).

تم تحقيق النموذج الهيكلي بواسطة أداة شلمبرجير بترل ، والتي توضح النقاط التالية:

يتم تخطي المنطقة 01 من خلال 05 تصدعات 02 من أساسيان بما في ذلك الاتجاه (E-O) ؛ (SO-NE) ؛ و 03 تصدعات ثانوية اتجاهها (SE-SO) ؛ (NE-NO) ؛ (E-SE). تأكل هرسيني له تأثير ضعيف. سمح لنا تحقيق خرائط تساوي السطح والجدار الصخري R1 مع الأقسام الجيولوجية المحلية والعلاقات في اتجاهات مختلفة بتسليط الضوء على الهيكل العام لخزان المنطقة 01 في شكل مقعر .

كلمات المفتاح: حاسي مسعود ، خزان كمبريان ، بترل ، النموذج الهيكلي ، مقعر .

RESUMÉ

Le champ géant de Hassi Messaoud, considéré comme les plus grands champs des hydrocarbures en Algérie et au monde. L'étude géologique de cette zone à menue à subdivisé le réservoir cambrien en deux réservoirs à savoir R isométrique (Ri) et R anisométrique (Ra).

Le modèle structurale a été réalisé par l'outil de Schlumberger **Petrel**, il en ressort les points suivants :

La zone 01 est traversée par 05 failles 02 faille majour dont de direction (E-O) ;(SO-NE) ; et 03 faille secondaire dont la direction (SE-SO) ; (NE-NO) ;(E-SE). L'érosion hercynienne a médiocre effet. La réalisation des cartes isobathe de toit et le mur de réservoir R1 avec les coupes géologiques locales et les corrélations dans différentes directions nous ont permis de mettre en évidence la structure globale du réservoir de la Zone 01 de forme monoclinale.

Mots-Clés : Hassi Messaoud , Réservoir Cambrien , Petrel , Model Structurale , Monoclinale .

ABSTRACT

The giant field of Hassi Messaoud, considered as the largest hydrocarbon fields in Algeria and the world. The geological study of this small zone subdivided the Cambrian reservoir into two reservoirs, namely R isometric (Ri) and R anisometric (Ra).

The structural model has been realized by Schlumberger Petrel's tool, which shows the following points:

Area 01 is crossed by 05 faults 02 fault majour including direction (E-O); (SO-NE); and 03 secondary fault whose direction (SE-SO); (NE-NO); (E-SE). Hercynian erosion has a poor effect. The realization of the roof isobath maps and the R1 tank wall with local geological sections and correlations in different directions allowed us to highlight the overall structure of the Zone 01 reservoir in monoclonal

Key Words: Hassi Messaoud, Cambrian Reservoir, Petrel, Structural Model, Monoclinal.

Résumé

Table des matières

Table des matières

Dédicace.

Remercîment.

Abstract.

Sommaire.

Abréviations.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Introduction générale..... 1

CHAPITRE I

I. Situation géographique..... 2

II. Contexte géologique.....3

III. Géologie de la plate-forme saharienne..... 4

IV. Les différents bassins pétroliers dans le Sahara..... 5

V. Paléogéographie et tectonique de la région 7

V.1. Structure du Champ de Hassi Messaoud..... 8

V.2. Tectonique du champde Hassi-Messaoud..... 9

V.2.1- Structuration du champ de Hassi-Messaoud 9

• V.2.1.1- Structuration anté-Triasique 10

• V.2.1.2- Structuration Post-triasique 12

• V.2.1.3- Structuration actuelle 13

• V.2.1.3-Les paléo vallées hercyniennes 13

V.2.2. Les déformations tectoniques..... 14

• V.2.2.1-Les déformations cassantes 14

• V.2.2.2- Les intrusions intra cambriennes 15

VI. Stratigraphie du champ de Hassi messaoud 15

VI.1. Socle..... 16

Table des matières

VI.2.Paléozoïque.....	16
VI. 3.Mésozoïque	17
VI.4. Cénozoïque	18
VII. Historique du Champ pétrolier.....	19
VIII. Aspect pétrolier du champ de Hassi messaoud.....	20
VIII. 1.Roche mère.....	20
VIII.2. Roches couvertures.....	20
VIII. 3. Pièges	20
VIII.4. Migration des hydrocarbures.....	21
IX. Zonation du Champ de Hassi Messaoud.....	21
X.Cadred'étude«Zone1»	22
X.1.Présentation de la zone (1).....	22
X.2 .Aperçu géologique sur la zone d'étude (Zone 1)	23
• X.2.1. Au plan stratigraphique	23
• X.2.2. Au plan structurel	25
XI. Description du réservoir de la zone 1.....	27
XII. Renseignements géologiques sur les puits	28
XII.1. Structural et tectonique.....	28
XII.2. Lithologie.....	29

CHAPITRE II

I. Introduction	30
II. Concept et objectif	30
III. Méthode utilisée dans la modélisation géologique	30

Table des matières

III.1 Méthode basée pixel.....	31
III.2 Méthode basée d'objet	32
III.3 Paramètres Pétrophysiques et leurs interprétations	32
IV. Moyens et données utilisées	34
IV.1. Moyens utilisées	34
IV.2. données utilisées	34
• Données de Géologie de Terrain	35
• Données du Sismique de Gisement	35
• Données de Forage	35
• D-Mesure sur Carottes	36
• E-Diagraphies	36
V. Méthodologie de la modélisation du réservoir	36
V. 1.Introduction	36
V .2. La modélisation structurale	36
V.2.1 Modélisation des failles (<i>Fault modeling</i>)	37
V.2.2 Piliers de maillage (<i>Pillar gridding</i>)	37
V.2.3 Construction des horizons (<i>Make horizons</i>)	37
V.3.Modélisation des Propriétés	37
V.4. La modélisation contact fluide	38

CHAPITRE III

I. Introduction.....	39
II. Différentes étapes de la modélisation	39
II.1 Import Data	39
II.2. Modélisation structurel	41
II.2.1 Modélisation des failles (<i>Fault modeling</i>).....	41
II.2.2 Résultats des étude sismiques.....	44

Table des matières

II.2.2.1 Les Résultats des Etudes Sismiques du 03 Société.....	45
II.2.3 Maillage des piliers (Pillargridding)	47
II.2.4. Maillage vertical	48
• II.2.4. 1- Subdivision stratigraphique (Make horizons)	48
• II.2.4.2 Insertion des zones (Make zones).....	50
• II.2.4.3 Insertion des sous zones (Make Layers).....	51
II. 3. Modélisation de propriété (propriety modeling)	53
III-Modélisation de faciès:(facies Modelling).....	54

CHAPITRE IV

I. Etude Pétrophysique du Réservoir Ri et Ra.....	55
I.1. Cartes en Iso-Porosité	55
I. 1-1. Introduction.....	55
I.1.2- Analyse des Cartes.....	55
1. Carte iso-porosité du drain D5 (Fig 35).....	56
2. Carte iso-porosité du drain D4 (Fig 38).....	59
3. Carte iso-porosité du drain D3 (Fig 39).....	60
4. Carte iso-porosité du drain D2 (Fig 40)	61
5. Carte iso-porosité du drain ID (Fig 41).....	62
6. Carte iso-porosité du drain D1 (Fig42)	63
I.1.3- Conclusion.....	64
I.2. Cartes en Iso-Perméabilité.....	64
I.2.1- Introduction.....	64
I.2.2- Analyse des Cartes.....	64
1. Carte iso perméabilité du drain D5 (Fig 43).....	65
2. Carte iso perméabilité du drain D4 (Fig 46).....	68

Table des matières

3. Carte iso perméabilité du drain D3 (Fig 47).....	69
4. Carte iso perméabilité du drain D2 (Fig 48)	70
5. Carte iso perméabilité de l'inter drain ID (Fige 49)	71
6. Carte iso perméabilité du drain D1 (Fige 50)	72
I.2.3- Conclusion.....	73
I.3. Cartes en Iso-Water Saturation.....	73
I.3.1- Introduction.....	73
I.3.2- Analyse des Cartes en iso-water saturation	73
1. Carte Saturation d'eau du drain D5 (Fige 51)	74
2. Carte Saturation d'eau du drain D4 (Fig. 54).....	77
3. Carte Saturation d'eau du drain D3 (Fig. 55).....	78
4. Carte Saturation d'eau du drain D2(Fig 56).....	79
5. Carte Saturation de l'inter drain ID (Fig 57).....	80
6. Carte Saturation d'eau du drain D1(Fig 58).....	81
I.4. Carte en Iso pâques.....	82
I.4.1-Introduction.....	82
I.4.2- Analyse des Cartes.....	82
1. Carte iso pâque du drain D5 (Fig 59).....	83
2. Carte iso pâque du drain D4 (Fig 60).....	84
3. Carte iso pâque du drain D3 (Fig 61).....	85
4. Carte iso pâque du drain D2 (Fig 62).....	86
5. Carte iso pâque d'inter drain ID (Fig 63).....	87
6. Carte iso pâque du drain D1 (Fig 64).....	88
I.4.3-Conclusion.....	89
I.5. Les coupes géologiques de la zone 01	89

Table des matières

I.5.1. Coupe géologique (Fig 65)	89
I.5.2. Coupe géologique N-S (Fig 66)	90
I.5.3. Coupe géologique	91
I.6. Corrélations par diagraphie	92

Bibliographie.

[LISTE DES ABERVIATIONS]

LISTE DES ABREVIATIONS

1. **2D** : deux dimensions.
2. **3D** : trois dimensions.
3. **CFPA** : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.
4. **D** : drain.
5. **DEP**: Division Engineering & Production.
6. **DH**: Discordance Hercynienne.
7. **GOR**: gaz / oil ration.
8. **GR**: Gamma Ray.
9. **HMD**: Hassi Messaoud.
10. **ID**: inter drain.
11. **IP**: induce de production.
12. **K**: Perméabilité.
13. **Km**: kilo mètre.
14. **m**: mètre.
15. **mD** : milli Darcy.
16. **N** : Nord. **O** : Ouest. **E** : Est. **S**: Sud.
17. **R** : Réservoir.
18. **Ra** : Réservoir anisométrique.
19. **Ri** : Réservoir isométrique.
20. **SH** : Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la
21. Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures).
22. **SLB** : Schlumberger.
23. **Sw** : Water Saturation.
24. **TD** : Total Depth.
25. **Z-PSG** : Zone de passage.

LISTE DE FIGURES

LISTE DE FIGURES

CHAPITRE I

Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud(WEC 2007).....	2
Figure I.2 : Limites géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).....	3
Figure I.3 : Coup géologique régionale (WEC 2007).....	5
Figure I.4 : Carte des différents bassins pétroliers dans le Sahara (WEC 2007).....	7
Figure I.5 : Coupe schématique du champ de Hassi Messaoud (SH.DP/1998).....	8
Figure I.6 : L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (Benayad et al ; 2013)	9
Figure I.7 : Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach /DP, 2005)	11
Figure I.8 : Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD (CHIKH B.2011).....	12
Figure I.9 : Carte des zones du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud. (SH.DP.HMD.2002)	22
Figure I.10 : Situation de la zone 24 au champ de Hassi-Messaoud. (SH.DP.HMD.2002).....	23
Figure I.11 : Colonne litho stratigraphique de puits plus complet dans la zone d'étude.....	24
Figure I.12 : Carte structurel au niveau toit du réservoir R2.....	25
Figure I.13 : Carte structurel au niveau toit du DH.....	26

CHAPITRE III

Figure III.14 : Position des puits avec frontière de la zone d'étude (Petrel 2015).....	40
Figure III.15 : Des tops formations traversent réservoir cambrien R1 (<i>Well tops</i>).(Petrel 2015).....	41
Figure III.16 : Ligne des failles	42
Figure III.17 : failles en 3D	43
Figure III.18 : Modèle des failles en 3D.....	43
Figure III.19 : Les failles de notre modèle.....	44

LISTE DE FIGURES

Figure III.20: Les failles du PSF (fig 20).....	45
Figure III.21: Les failles du PED (fig 21).....	46
Figure III.22: Les failles du BIECIP (fig 22)	46
Figure III.23: Réglages pour le processus pillargridding.....	47
Figure III.24: Piliers de maillage (<i>Pillargridding</i>) (Petrel 2015).....	47
Figure III.25: Réglage pour le processus Make horizons.....	48
Figure III.26: Make horizons.....	49
Figure III.27: coupe transversale des horizons.....	49
Figure III.28: Réglage pour le processus Make zones.....	50
Figure III.29: Insertion des zones dans la zone d'étude.....	51
Figure III.30: Réglage pour le processus Layering.....	52
Figure III.31: make layering de la zone d'étude.....	52
Figure III.32: Model porosité de la zone d'étude en 3D.....	53
Figure III.33: Model perméabilité de la zone d'étude en 3D.....	53
Figure III.34: Modèle de faciès 3D de la zone d'étude.....	54
CHAPITRE IV	
Figure IV.35 : Carte en iso porosité de RI-Sup.....	56
Figure IV.36 : Carte en iso porosité de RI-Arg.....	57
Figure IV.37 : Carte en iso porosité de RI-Inf.....	58
Figure IV.38 : Carte en iso porosité de D4.....	59
Figure IV.39 : Carte en iso porosité du D3.....	60
Figure IV.40 : Carte en iso porosité du D2.....	61
Figure IV.41 : Carte en iso porosité de ID.....	62
Figure IV.42 : Carte en iso porosité de D1.....	63

LISTE DE FIGURES

Figure IV.43 : Carte en iso perméabilité de RI-Sup.....	65
Figure IV.44 : Carte en iso perméabilité de RI-Arg.....	66
Figure IV.45 : Carte en iso perméabilité de RI-Inf.....	67
Figure IV.46 : Carte en iso perméabilité de D4.....	68
Figure IV.47 : Carte en iso perméabilité de D3.....	69
Figure IV.48 : Carte en iso perméabilité de D2.....	70
Figure IV.49 : Carte en iso perméabilité d'ID.....	71
Figure IV.50 : Carte en iso perméabilité de D1.....	72
Figure IV.51 : Carte Saturation d'eau du RI-Sup.....	74
Figure IV.52 : Carte Saturation d'eau du RI-Arg.....	75
Figure IV.53 : Carte Saturation d'eau du RI-Inf.....	76
Figure IV.54 : Carte Saturation d'eau du D4.....	77
Figure IV.55 : Carte Saturation d'eau du D3.....	78
Figure IV.56 : Carte Saturation d'eau du D2.....	79
Figure IV.57 : Carte Saturation d'eau du ID.....	80
Figure IV.58 : Carte Saturation d'eau du D1.....	81
Figure IV.59 : Carte iso pâque de D5.....	83
Figure IV.60 : Carte iso pâque de D4.....	84
Figure IV.61 : Carte iso pâque de D3.....	85
Figure IV.62 : Carte iso pâque de D2.....	86
Figure IV.63 : Carte iso pâque d'ID.....	87
Figure IV.64 : Carte iso pâque de D1.....	88
Figure IV.65 : Coupe géologique N-O vers S-E.....	89
Figure IV.66 : Coupe géologique N-S.....	90
Figure IV.67 : Coupe géologique défini la saturation d'eau du drain.....	91

LISTE DE FIGURES

Liste des tableaux

Tableau 1: Tableau des différents types des données.....	40
---	----

INTRODUCTION GENERALE

I. INTRODUCTION GENERALE:

Le gisement géant de Hassi-Messaoud fait partie de la province pétrolière Est dans le Sahara Algérien. Il se développe en vaste anticlinal subcirculaire orienté NNE-SSW. De par ses réserves et ses dimensions, il est considéré comme l'un des plus grands gisements au monde produisant de l'huile du réservoir Cambro-ordovicien. La couverture sus-jacente du gisement est assurée par le complexe argilo-gréseux et salifère du Trias mésozoïque discordant sur la surface d'érosion du Cambro-ordovicien. L'objectif pétrolier à Hassi-Messaoud réside dans les sédiments cambriens saturés en huile, qui ont subi une évolution géologique très poussée. Des processus combinés liés aux dépôts, à la compaction, à la diagenèse et à l'histoire tectonique ont générés un réservoir hétérogène (Khellaf et al ; 1996).

L'étude d'un gisement pétrolier nécessite pour son développement de vastes études d'investigation, de diagnostics et de caractérisation géologique, diagraphiques et pétrophysiques. Les spécialistes gisement continuent aussi à étudier le gisement pendant la durée de vie du champ afin d'en tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale du gisement (Cossé ; 1988).

Faisant partie des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone **01** situant au Ouest du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud qui a été mis en production en 1959. Dans notre cas d'étude, la caractérisation et la modélisation du réservoirs Ri et Ra, a pour but la construction du modèle géologique à l'aide du logiciel **Petrel**. Le modèle construit intègre toutes les données géologiques, sismiques et pétro-physiques disponibles pour faire cartographier la distribution des données statiques telles que la porosité, la perméabilité et la saturation. L'analyse de la répartition des propriétés pétro-physiques révèle les intérêts pétroliers des différents drains constituant le réservoir. Pour savoir l'effet de la tectonique sur le réservoir étudié on a eu recours aux données des essais de puits représentant un outil puissant pour une caractérisation dynamique des fissures et des failles affectant notre réservoir (indice de productivité).

L'objectif final de cette étude est de réaliser un model structural de notre zone d'étude et faire des cartes d'iso porosité , des cartes iso perméabilité de chaque drains constituant le réservoir.

Chapitre I

Généralités

II. Contexte géologique:

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

Géologiquement, il est limité :

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

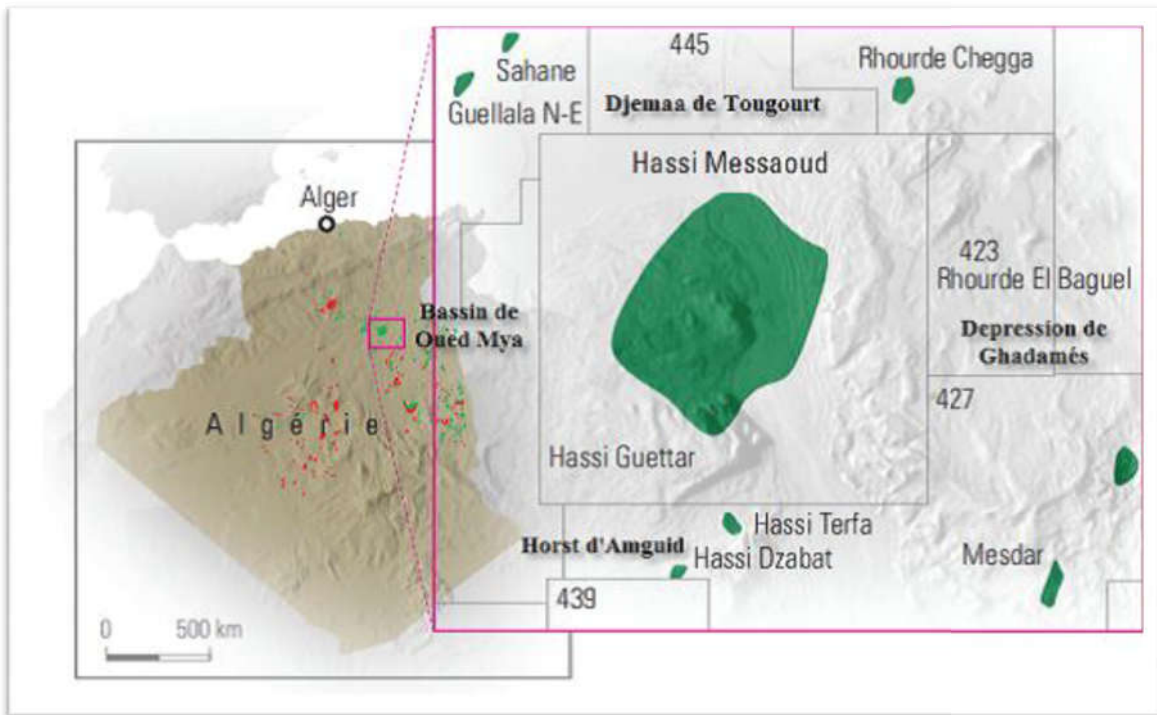


Fig. 2: Limites géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

III. Géologie de la plate-forme saharienne :

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de boucliers parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre **1 800** et **2 000 MA**, et de boucliers plus jeunes comme le bouclier Touareg résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ **500 MA**.

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales, soulignées par de puissantes bandes de mylonites. Ces accidents sub-méridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SO et NO-SE sont au moins d'âge panafricain tardif. Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne (**Fig. 3**).

Plusieurs phases tectoniques ont modelé la plate-forme saharienne, à savoir :

- _ la distension cambro-ordovicienne
- _ la compression tectonique
- _ la compression calédonienne
- _ les différents événements tectono-sédimentaires du Dévonien
- _ les mouvements hercyniens
- _ les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

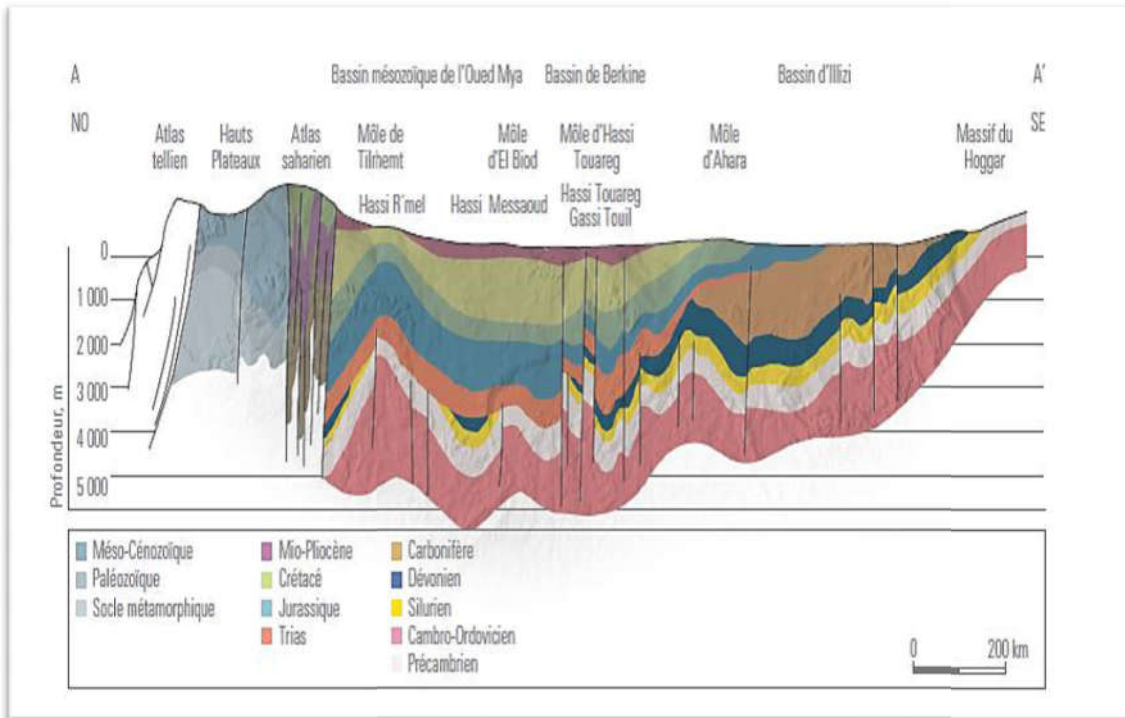


Fig. 3: Coup géologique régionale (WEC 2007).

La phase orogénique panafricaine, qui prend fin au cours du Cambrien, est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les structures et reliefs antérieurs.

Les mouvements hercyniens majeurs ont par contre joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate-forme saharienne et dans la distribution des roches réservoirs. Le résultat est bien visible sur l'écorché pré-mésozoïque de la région de Hassi Messaoud. Plusieurs forages de la région de Hassi Messaoud et du bassin de l'Oued Mya ont traversé des roches volcaniques intercalées dans des grès attribués au Cambrien (**Ra** et **R2**) et à l'Ordovicien. D'après le BEICIP-Sonatrach (1972), on est en présence de coulées plus ou moins basiques ou de fragments de spilites resédimentés en même temps que se déposent les grès de Hassi Messaoud.

IV. Les différents bassins pétroliers dans le Sahara :

Les gisements d'hydrocarbures d'Algérie sont quasiment tous situés dans la région du Sahara où ils se répartissent dans différents bassins. Le bassin le plus prolifique demeure celui de l'Oued Mya où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel, alors que le bassin de Berkine a constitué cette dernière décennie un pôle majeur

Chapitre I : Généralités

de développement, notamment avec la découverte des gisements d'Ourhoud et Hassi Berkine Sud. Quant aux bassins du Sud-Ouest, ils constituent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi qu'un début de développement tout aussi important avec la mise en production des gisements gaziers de la région d'In Salah et le lancement du développement des accumulations d'huile de la cuvette de Sbâa. La province est englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid-Messaoud. C'est au sein de cette province, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (huile) et Hassi R'mel (gaz), que l'essentiel des découvertes d'huile et de gaz ont été réalisées jusqu'à aujourd'hui. L'intense activité d'exploration menée dans cette région depuis plus d'une dizaine d'années a permis d'introduire de nouvelles techniques d'exploration, notamment celles relatives à l'acquisition, le traitement et le retraitement des données de sismique et de forage. Ces techniques sont à l'origine de la compréhension et de la précision de beaucoup d'aspects (géochimie, modèles sédimentologiques, rôle des failles, cartographie de niveaux sous le sel) qui ont aidé à faire du bassin de Berkine, par exemple, le siège de très nombreuses découvertes, surtout dans le Trias mais aussi dans les niveaux inférieurs du Carbonifère et du Dévonien. Ceci a permis de qualifier ce bassin comme étant l'un des plus riches au monde. **(Fig.4)**

Chapitre I : Généralités

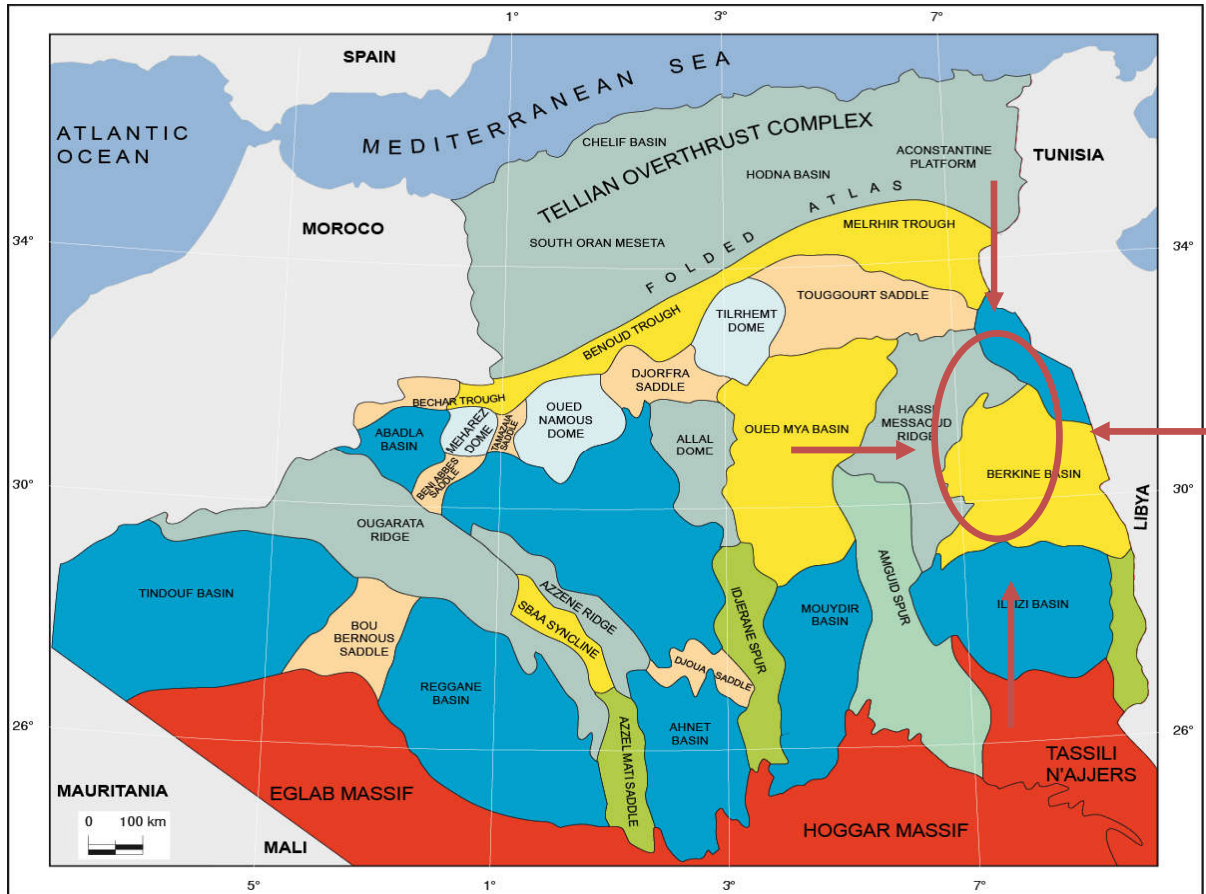


Fig. 4: Carte des différents bassins pétroliers dans le Sahara (WEC 2007).

V. Paléogéographie et tectonique de la région :

De manière générale la paléogéographie de la région subdivisée en trois ensembles (Fig. 5) :

✓ Cambrien :

d'origine essentiellement continentale (système fluvial) qui est composé de grès souvent grossier.

✓ Ordovicien Inférieur (Ri) :

durant lequel les influences marines ont été nombreuses, et qui se compose de grès fins admettant des intercalations argileuses.

Chapitre I : Généralités

✓ **Ordovicien Supérieur :**

englobant 4 zones, les suivants :

- Zone des alternances, Argile d'El Gassi ,Grés d'El Atchane, Quartzite de Hamra.

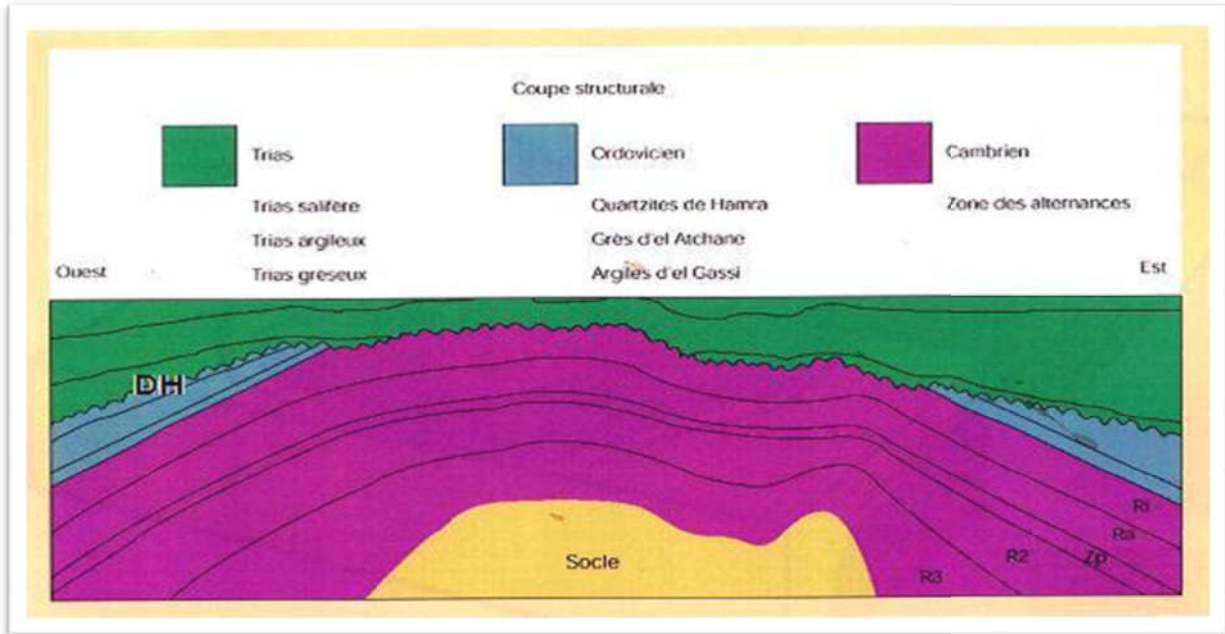


Fig. 5- Coupe schématique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production _ Rapport interne 1998)

V.1. Structure du Champ de Hassi Messaoud :

La structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de **45 Km** de diamètre et de direction NNE_SSW. L'image structurale de Hassi-Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne qui se superpose aux conditions de dépôts des grés Cambro-ordovicien(**Fig.6**).

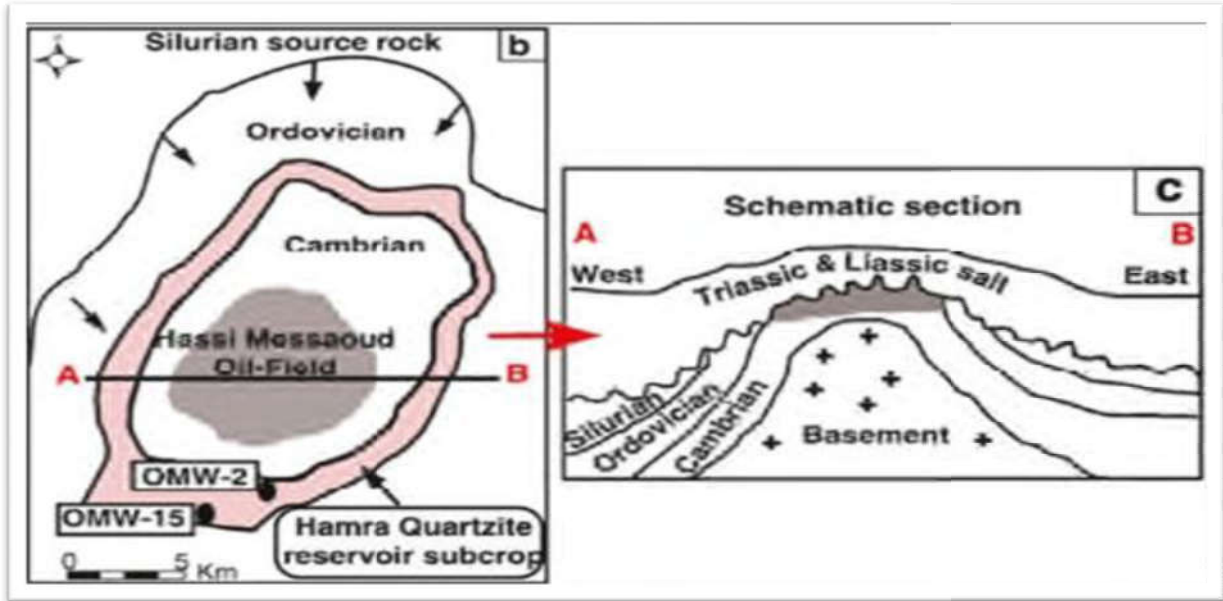


Fig.6: L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (Data Bank de Sonatrach EP).

V.2. Tectonique du champ de Hassi-Messaoud:

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale Nord-Est – Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types (**Fig.7**) :

- Les failles de directions subméridiennes Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest – Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

V.2.1- Structuration du champ de Hassi-Messaoud :

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

◇ V.2.1.1- Structuration anté-Triasique :

▪ **Phase panafricaine :**

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due a une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978) provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord-Est – Sud-Ouest, Nord-Ouest – Sud-Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pénéplation appelée surface infra-tassilienne. Cette pénéplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara. Des mouvements distensifs de directions Nord-Ouest – Sud-Est interviennent au Cambro-Ordovicien; qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord-Est – Sud-Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab1979).

▪ **Phase Eo-Calédonnienne précoce ou phase Anté-tramadocienne :**

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir(Ra).Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord-Est – Sud-Ouest et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

▪ **Phase calédonienne:**

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosionhercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-Ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur(MASSA-NICOL-1971).

Chapitre I : Généralités

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	<i>Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses</i>	
		EOCENE		122	<i>Calcaire dolomitique à silex</i>	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	<i>Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie</i>
			ANHYDRITIQUE		209	<i>Anhydrite, marne, dolomie</i>
			SALIFERE		149	<i>Sel massif à intercalations d'argiles et marnes</i>
		TURONIEN		112	<i>Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée</i>	
		CENOMANIEN		147	<i>Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile</i>	
		ALBIEN		362	<i>Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce</i>	
		APTIEN		24	<i>Dolomies cristallines et calcaires</i>	
		BARREMIEN		276	<i>Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles</i>	
		NEOCOMIEN		182	<i>Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux</i>	
	JURASSIQUE	MALM		226	<i>Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès</i>	
		DOGGER	ARGILEUX		107	<i>Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines</i>
			LAGUNAIRE		211	<i>Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises</i>
		LIAS	LD1		66	<i>Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires</i>
			LS1		90	<i>Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite</i>
			LD2		55	<i>Dolomies à passées marnes grises</i>
			LS2		58	<i>Sels translucides à quelques passées de marnes grises</i>
			LD3		31	<i>Marnes grises à passées de dolomies</i>
TRIAS		SALIFERE	TS1		46	<i>Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie</i>
			TS2		189	<i>Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile</i>
	TS3			202	<i>Sel massif avec traces d'argiles</i>	
	ARGILEUX		113	<i>Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite</i>		
	GRESEUX		0 à 35	<i>Grès fins à moyens à ciment argileux</i>		
ERUPTIF		0 à 92	<i>Andésite</i>			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	<i>Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite</i>	
		Grès d'El Atchane		25	<i>Grès fins feldspathiques et glauconieux</i>	
		Argiles d'El Gassi		50	<i>Argile verte ou noire à graptolites</i>	
		Zone des Alternances		18	<i>Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites</i>	
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	<i>Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites</i>	
		R Anisométriques		125	<i>Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées</i>	
		R 2		100	<i>Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques</i>	
		R 3		370	<i>Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux</i>	
		Infra Cambrien		45	<i>Grès argileux rouges</i>	
SOCLE			<i>Granite porphyroïde rose</i>			

Fig.7 : Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach /DP, 2005).

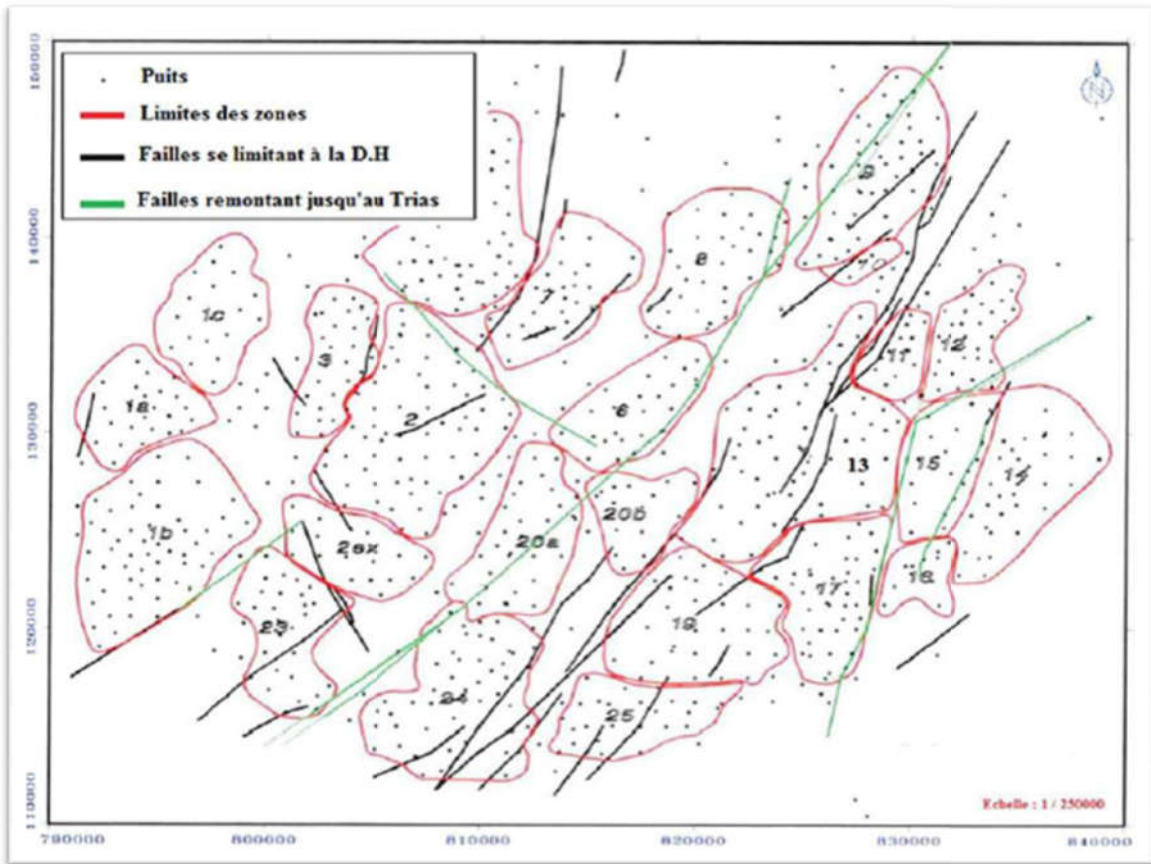


Fig.8: Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD (CHIKH B.2011).

■ Phase hercynienne :

Nord-Est – Sud-Ouest accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben). On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l’aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement. On peut dire qu’au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord-Ouest –Sud-Est , c’est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.

◇ V.2.1.2- Structuration Post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu’à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950 - 3050 m). Ces déformations s’accompagnent d’un basculement vers le Nord-Ouest d’environ 200 m entre la partie Sud-Est et Nord-Ouest;

Chapitre I : Généralités

ce basculement au lieu au Mésozoïque. La fermeture Nord-Sud est beaucoup plus importante que la fermeture Ouest-Est pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression Nord-Nord-Ouest – Sud-Sud-Est (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase autrichienne :**

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est-Ouest, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué .Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

- **Phase Atlasique :**

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

- ◊ **V.2.1.3- Structuration actuelle :**

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

- ◊ **V.2.1.4-Les paléo vallées hercyniennes :**

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

V.2.2. Les déformations tectoniques:

A HASSI MESSAOUD, il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins.

Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches tel que :

Les brèches : elles correspondent au remplissage d'espaces vides créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés. Généralement un puit caractérisé par une forte densité de brèches est faille ou situé à proximité d'une faille (MASSA, 1971).

Les fissures : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles.

Les stylolithes : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, des sinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre. Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

◇ V.2.2.1-Les déformations cassantes :

L'ensemble du mole de HASSI MESSAOUD est caractérisé par un important réseau de flexures de failles délimitant des zones en horst et graben d'orientation Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest. Les panneaux sont longs. Ils peuvent atteindre 10 km de longueur ; leur rejet peut aller jusqu'à 150 m. Les failles sont généralement méridiennes et /ou sub méridiennes et leur jeu est normal, rarement inverse si les contraintes sont

Chapitre I : Généralités

perpendiculaires à leur direction, ou alors, en décrochement lorsqu'elles sont obliques. Une faille majeure est de direction Nord-Est – Sud-Ouest.

◇ V.2.2.2- Les intrusions intra cambriennes :

Laccolites : se sont des massifs de roches magmatiques, plutoniques en grosses lentilles de plusieurs km de longueur ,à surface supérieur convexe , l'ensemble est pratiquement parallèle aux structures de l'encaissant , il est parfois nommé massif concordant (GK GILBERT 1877). Ces laccolites se situent principalement au niveau du secteur Sud-Ouest du champ de HASSI MESSAOUD . Dans la série stratigraphique, les laccolites occupent généralement la partie centrale du Ra, D3(MD282 zone 24 a un épaissement de 26 m dans le D3).

Les filons couchés : ce sont des sills, correspondant à une lame de roche magmatique intrusives, parallèle aux structures de l'encaissant. L'épaisseur varie de 1m à quelques dizaines de mètres. Leur longueur atteint plusieurs km. les sills s'infiltrèrent à la faveur d'un niveau argileux ; écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.

Les dykes : ce sont des lames dont l'épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement par rapport aux couches sédimentaires.

Effet tectonique de ces intrusions au niveau du secteur Sud-Ouest : ce secteur spécialement est connu pour ses intrusions de roches éruptives dans le réservoir.

VI. Stratigraphie du champ de Hassi messaoud

La série stratigraphique de Hassi-Messaoud n'est pas complète, elle est marquée par l'absence des termes paléozoïques. En effet la phase hercynienne tardive a particulièrement érodé le centre de la structure. Les premiers dépôts Mésozoïque (argilo-gréseux et salifère du trias), reposent en discordance sur les différents termes du Cambro-Ordovicien. La série stratigraphique est plus complète vers la périphérie du champ (Fig.8) :

Chapitre I : Généralités

VI.1. Socle:

Il a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 mètres, formé essentiellement de granite porphyroïde rose. (Belahmeur et Retmi, 2002). Il fut observé au niveau des puits MD2 à 3831m.

VI.2. Paléozoïque:

a. Infracambrien : Au nord de la structure, on a trouvé sous les grès cambriens 45 mètres de grès argileux rouges qui ont été attribués à l'Infracambrien.

b. Cambrien Le cambrien de Messaoud est constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés, il est formé de trois termes. On rencontre de bas en haut :

- *Le cambrien R3* : (Epaisseur moyenne 370m) Débute par une série de comblements, formé de grès grossiers, conglomératiques à ciment argileux abondant, mal classés.
- *Le cambrien R2* : (Epaisseur moyenne 100m) Formé de grès, moyens à grossiers, aniso-métriques, à ciment argileux abondant, caractérisé par de nombreuses intercalation millimétriques d'illite.
- *Le cambrien Ra* : (Epaisseur moyenne 125m) Formé de grès, moyens à grossiers, aniso-métriques, à ciment argileux et siliceux, de grès quartzitiques et localement de quartzites francs ; avec des épaisses passées de silt stones de 1 à 20 centimètres d'épaisseur y sont intercalées régulièrement.

c. Le cambro-ordovicien Ri : (Epaisseur moyenne 42m) C'est une zone habituellement très compacte formée de grès isométriques quartzitiques de couleur grise, beige, fins à moyens bien classés, avec des passées de silt stones et fréquentes localisation de Tigillites. Le « Ri » est essentiellement reconnu sur les flancs du champ.

d. Ordovicien : Il est composé à l'échelle régionale de plusieurs formations. Celles rencontrées à Hassi-Messaoud sont :

Chapitre I : Généralités

- *Zone des alternances* : (Epaisseur moyenne 20m) Marquée par de nombreuses passées d'argiles indurées, alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques. Les Tigillites y sont abondantes.
- *Les argiles d'el-gassi* : (Epaisseur moyenne 50m) se sont des argiles silteuses indurées de couleur noir ou verte carbonaté ou glauconieuse.
- *Les grès d'el-atchane* : (12 à 25 m d'épaisseur). Ce sont des grès de couleur grise, beige à grise sombre, à ciment argileux parfois bitumineux.
- *Les quartzites de hamra* : (Epaisseur moyenne 75m) Ce sont des quartzites fins, compacts, parfois fissurés. (Belahmeur et Retmi 2002).

VI. 3. Mésozoïque :

a. Le trias Repose en discordance sur le paléozoïque (cambrien) et respectivement au centre et à la périphérie de la structure sur le cambrien et l'ordovicien. Le trias argilo-gréseux se subdivise en deux grands ensembles :

- Le trias gréseux à éruptif.
- Le trias argileux.

b. Jurassique: son épaisseur moyenne est de 844m. Le jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalation de calcaires au sommet (Malm) et à alternance de faciès lagunaire et marin à la base (Dogger et Lias)

- *Lias* : (Epaisseur moyenne 300m) Formé de cinq niveaux, bien distincts, s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur, respectivement de lias dolomitique (LD) et du lias salifère anhydritique (LS).
- *Dogger* : (Epaisseur moyenne 310m) Marqué par deux niveaux bien distincts te formé à la base principalement d'anhydrite et dolomie marneuse et au sommet par le dogger argileux avec des calcaires et de minces passées de grès.
- *Malm* : (Epaisseur moyenne 225m) Le Malm se caractérise par des dépôts d'argiles et de marne avec des passées de grès accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

c. Crétacé d'une épaisseur moyenne de 1620m. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue:

Chapitre I : Généralités

- *Néocomien* : (Epaisseur moyenne 182m) Il commence par de dépôts d'argiles, avec des fines passées de grès, puis passe à des faciès dolomitiques.
- *Barrémien* : (Epaisseur moyenne 280m) Formé par des faciès argileux, avec des passées de sable et de grès, avec quelques plaques d'anhydrite intercalées dans les niveaux argileux.
- *Aptien* : (Epaisseur moyenne 25m) C'est un banc massif de dolomie cristalline qui représente un bon repère sismique pour les géophysiciens.
- *Albien* : (Epaisseur moyenne 360m) C'est l'apparition des grès avec des intercalations d'argile silteuse. Il est considéré comme la nappe aquifère principale à eau douce qui alimente les puits injecteurs d'eau.
- *Cénomaniens* : (Epaisseur moyenne 145m) Composé par des faciès d'anhydrite et de marne avec des intercalations dolomitiques.
- *Turonien* : (Epaisseur moyenne 112m) Formé par des dépôts de calcaire dolomitique. Il représente la nappe aquifère salée, située à environ 1000 mètres de profondeur.
- *Sénonien* : (Epaisseur moyenne 460m) Il commence par des faciès lagunaires anhydritiques à salifères à sa base et il passe à des faciès carbonatés du type calcaire et dolomie à son sommet. (Belahmeur et Retmi 2002).

VI.4. Cénozoïque :

1.Éocène : (Epaisseur moyenne 122m) Formé de calcaire dolomitique à silex.

2.Moi-pliocène : (Epaisseur moyenne 240m) Ce sont des formations sableuses à intercalation de calcaires et marnes sableuses et l'épaisseur de celui-ci est très variable avec la topographie actuelle de la région. (Belahmeur et Retmi 2002).

VII. Historique du Champ pétrolier:

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert le 16 Janvier 1956 par la société nationale de la recherche pétrolière en Algérie (SN REPAL). Le premier sondage Messaoud 1 (Md1) a rencontré une accumulation d'huile dans le réservoir Cambrien Ra à 3338 m de profondeur.

En 1957, la compagnie française du pétrole en Algérie (C.F.P.A) à la suite de l'obtention de la partie septentrionale du champ confirmait ce résultat par le forage OM1 situé à environ 7 Km au Nord - Nord Ouest du puits MD1. Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes attribuées à la C.F.P.A pour la partie Nord et, la partie Sud à la SN.REPAL à laquelle revient la paternité de la découverte.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation Depuis la découverte du gisement de Hassi Messaoud plusieurs travaux lui ont été et lui sont encore consacrés.

En 1960, Millot et al ont étudié l'évolution des grès cambro-ordoviciens du Sahara central. En 1963, A.Tillous et J.Malenfer ont détaillé les aspects stratigraphiques, structuraux et de réservoir Dans la même année, Montadert apporta les premières réflexions d'ordre sédimentologiques applicables aux réservoirs de Hassi Messaoud. En 1970, A.Balduchi et G.Pommer ont précisé la structure de Hassi Messaoud en la plaçant dans un contexte régional. En 1971, S.Beuf et al.ont établi une synthèse de l'évolution sédimentologique et paléogéographique du Paléozoïque inférieur du Sahara. En 1972, J.Gautier, D.Massa et al. ont étudié la fracturation du réservoir du champ, retraçant ainsi les grandes phases tectoniques qui ont affecté la région.

En 1979, L' IFP a réalisé plusieurs travaux qui ont abouti à la délimitation dans le champ de Hassi Messaoud de 25 zones productives.

Il existe également des rapports internes de la SONATRACH. On peut citer l'étude réalisée par R. Kerdali et N.Hadibi sur les Quartzites de Hamra en Novembre 1996 (Yahiaoui, 2010). Le champ pétrolier de Hassi Messaoud était l'objectif de plusieurs études d'investigation et de caractérisation à savoir ;

Chapitre I : Généralités

✚ L'influence de la mise en place des intrusions intra-cambriennes sur les qualités réservoirs dans le secteur Sud-Ouest du champ de Hassi messaoud réalisé par O. Bendjeda en 1998.

✚ L'étude sédimentologique et diagénétique du Cambrien du secteur Nord-Est de Hassi Messaoud faite par A. Mostefai en 2007.

VIII. Aspect pétrolier du champ de Hassi messaoud:

VIII. 1. Roche mère:

Silurien: Les argiles du Silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m. La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident. Actuellement, on peut dire qu'après la migration des hydrocarbures générés au Paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence. Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest (dans le bassin d'Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Mouydir) et à l'Est (Bassin de Berkine) (YAHIAOUI 2010).

VIII.2. Roches 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 réparties 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-évaporitiques du Trias et du Lias. (Wec ; 2007).

VIII. 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

Chapitre I : Généralités

celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A.PERRODON.1985). Il existe trois types de pièges :

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

b. 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 et les biseaux.

c. Pièges mixtes: Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de Hassi Messaoud (anticlinal tronqué par la discordance Hercynienne). Au niveau du bassin d'Oued Mya au Nord-Est de Hassi Messaoud, les pièges reconnus, jusqu'à présent, sont de type stratigraphique et structural (mixtes) (YAHIAOUI 2010).

VIII. 4. Migration des hydrocarbures:

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement à voisinant 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 grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

IX. Zonation du Champ de Hassi Messaoud:

L'évolution des pressions des puits en fonction la production a permet de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production. Ces zones (**Fig.9**) sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communicant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Il est à noter, toutefois que dynamiquement les échanges de fluides ne sont pas nuls mais fortement limités par la présence des failles ou tout simplement par la détérioration de la perméabilité constituant de ce fait des

Chapitre I : Généralités

barrières. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. (Yahiaoui ; 2010)

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

X. Cadre d'étude «Zone 1» :

X.1. Présentation de la zone 1 :

Notre objet d'étude est une partie du champ de Hassi Messaoud (la zone 1), Cette zone située au extrême Ouest du champ, dans la partie droite de l'anticlinal, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est faible. Elle est limitée à l'Est par les zones 3 ; 2EX, dans notre zone d'étude il y a 70 puits.

- Coordonnées cartésiennes et géographiques de la zone 24 :
 - X=761671.36 @ 771023.51 31° 37' 44.65" @ 31° 47' 40.27" N
 - Y=3502359.06 @ 35020959.68 5° 45' 31.30" @ 5° 51'

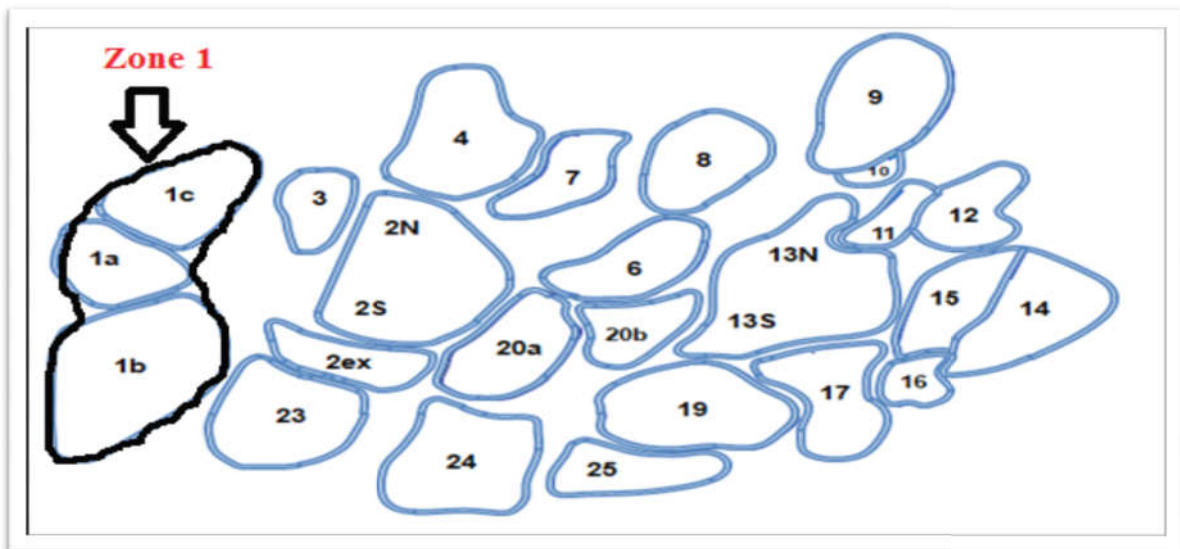


Fig10: Situation de la zone 1 au champ de Hassi-Messaoud. (SH.DP.HMD.2002)

X.2 .Aperçu géologique sur la zone d'étude (Zone 1) :

X.2.1. Au plan stratigraphique :

La lithologie du réservoir cambrien se présente comme un milieu hétérogène tant verticalement que latéralement. Ceci s'explique par le mode de dépôt des grès qui le constituent, compliqué par les effets diagénétiques subis après un enfouissement très important. Dans notre zone d'étude, la série stratigraphique est complète sauf les formations : silurienne, dévonienne, carbonifère, permien et grand partie ordovicien et petit partie des formations cambriens sont érodés. Les principaux drains constituant le réservoir cambrien Dans cette zone sont : Le drain (D5) subdivise supérieur et argileux et inférieur dans réservoir Ri, et les drains (D1 et DI et D2 et D3 et D4) dans réservoir Ra. L'intrusion magmatique est présente sur une petite partie sur la bordure sud de la zone, et manque sur le reste. L'érosion atteint le D5 jusqu'à D3 sur la bordure Est de la zone, les drains D2, ID, D1 sont pratiquement complet à le S-E, l'érosion du Ra est très important .

Chapitre I : Généralités

AGE	PROF	STRATIGRAPHIE		LITHOLOGIE	DESCRIPTION
	0-217	MIO-PLIOCENE			sable , calcaire et marne sableux
	217	EOCENE			sable calcaire à silex
C R E T A C E	307	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique
	414		ANHYDRITIQUE		anhydrite + marne et dolomie
	651		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites
	780	TURONIEN			calcaire tendre crayeux
	899	CENOMANIEN			anhydrite marne et dolomie
	1043	ALBIEN			Grès et Argile Silteuse
	1414	APTIEN			Dolomie cristalline et calcaire
	1439	BARREMIEN			Argile et sable + Grès
	1744	NEOCOMIEN			Dolomie , marne et Grès + Argile
J U R A S S I Q U E	1929	MALM			Argile , Marne et Dolomie + Grès
	2152	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Marne et Dolomie
	2257		LAGUNAIRE		Anhydrite , Dolomie et Marne
	2479	LIAS	L.D.1		Dolomie , Anhydrite et Argile
	2537		L.S.1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile
	2630		L.D.2		Anhydrite et Dolomie cristalline
	2690		L.S.2		Alternance de Sel et d'Argille
	2751		L.D.3		Alternance de Marne et de Dolomie
T R I A S	2778	SALIFERE	TS1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile et dolomi
	2823		TS2		el massif à intercalation d'anhydrite et d'argi
	3020		TS3		Sel massif et traces d'Argile
	3229	ARGILEUX	G35= 3304 m		Argile rouges Dolomitiques ou silteuses injectée de sel et d'argile.
	3325	ARGILO- GRESEUX & CARBONATE	GRES SUPERIEURS		Grès fins à ciment Argileux abondant
			ARGILO-CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie
			GRES INFERIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.
	ANDESITIQUE			Complexe volcano-sédimentaire	
O R D O V I C I E N	Erodé	DH - QUARTZITES DE HAMRA			Quartzites gris beiges fins à Tigillites
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE			Grès Glauconieux fins à Tigillites avec passées d'argile noire
	Erodé	ARGILES D'EL GASSI			Argile noire micacée et niveaux de grès blancs.
	3323	ZONE DES ALTERNANCES			Alternance de Grès et d'Argile
C A M P R I E N	3331	DH-Réservoir Ri (D5)			Grès quartzitiques fins isométriques à Tigillites
	3376	Réservoir Ra (D4)			Grès quartzites et Quartzites Grés anisométrique avec passées de Siltstones
	3485	Réservoir R2			Grès quartzitiques à ciment argileux
		Réservoir R3			Grès quartzites à ciment Argileux abondant à éléments très gossiers
		Infracambrien			Grès argilo-carbonatés rougeâtres, galets de granite
	3450	TD		-3300	
	3495	OWC		-3345	

Fig11 : Colonne litho stratigraphique de puits plus complet dans la zone d'étude

X.2.2. Au plan structural :

Du point de vue structural, cette zone est caractérisée par une structure accidentée. Elle est affectée par plusieurs failles Nord-Est, Sud-Ouest qui sépare la zone en 3 parties : Zone Nord-Ouest peut faillée zone Sud-Sud-Ouest et zone Nord-Est très faillée. La structure est globalement monoclinale, et plus profond dans Sud se forme graben et horst.

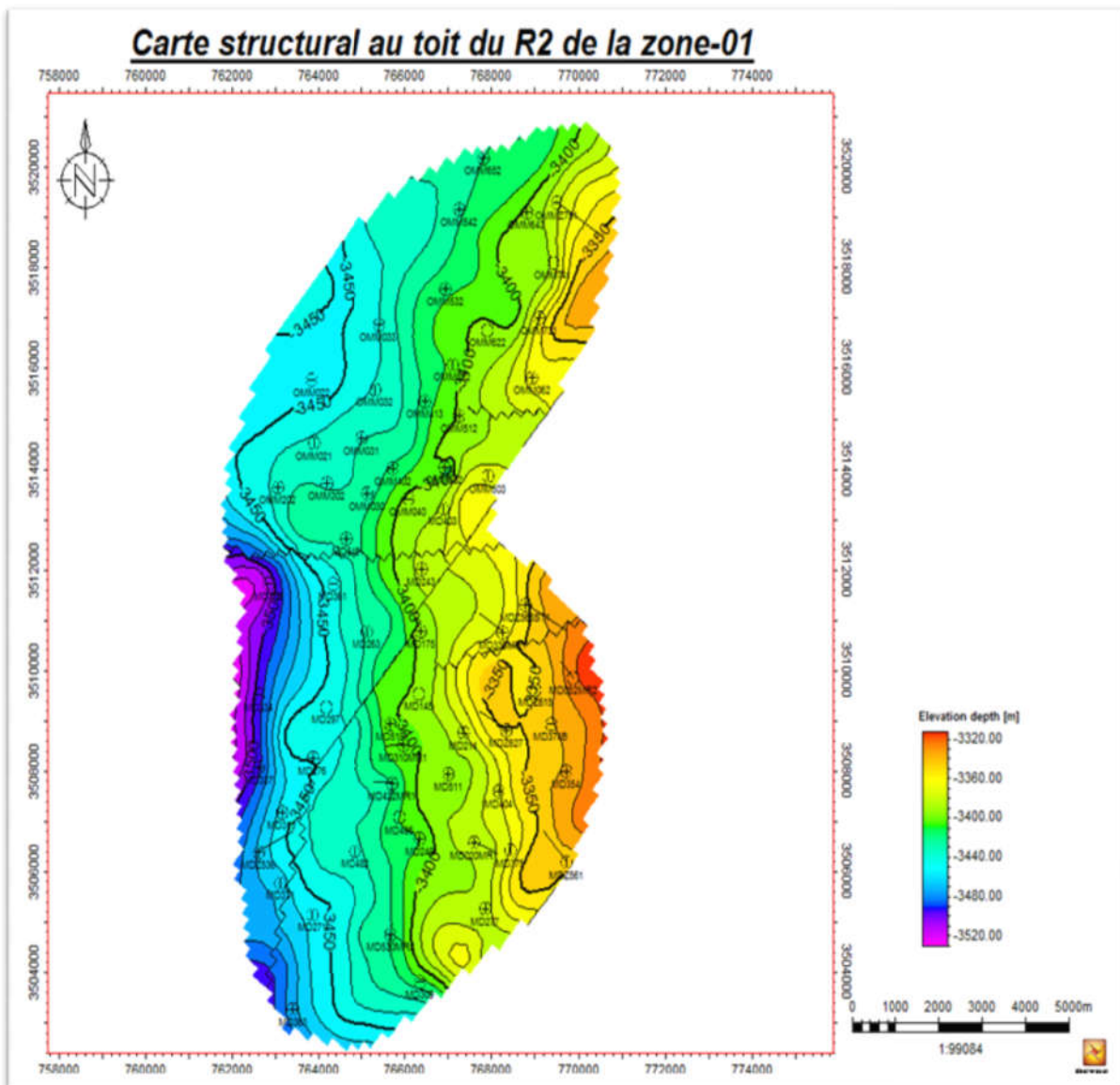


Fig12: Carte Isobath au niveau toit du réservoir R2.

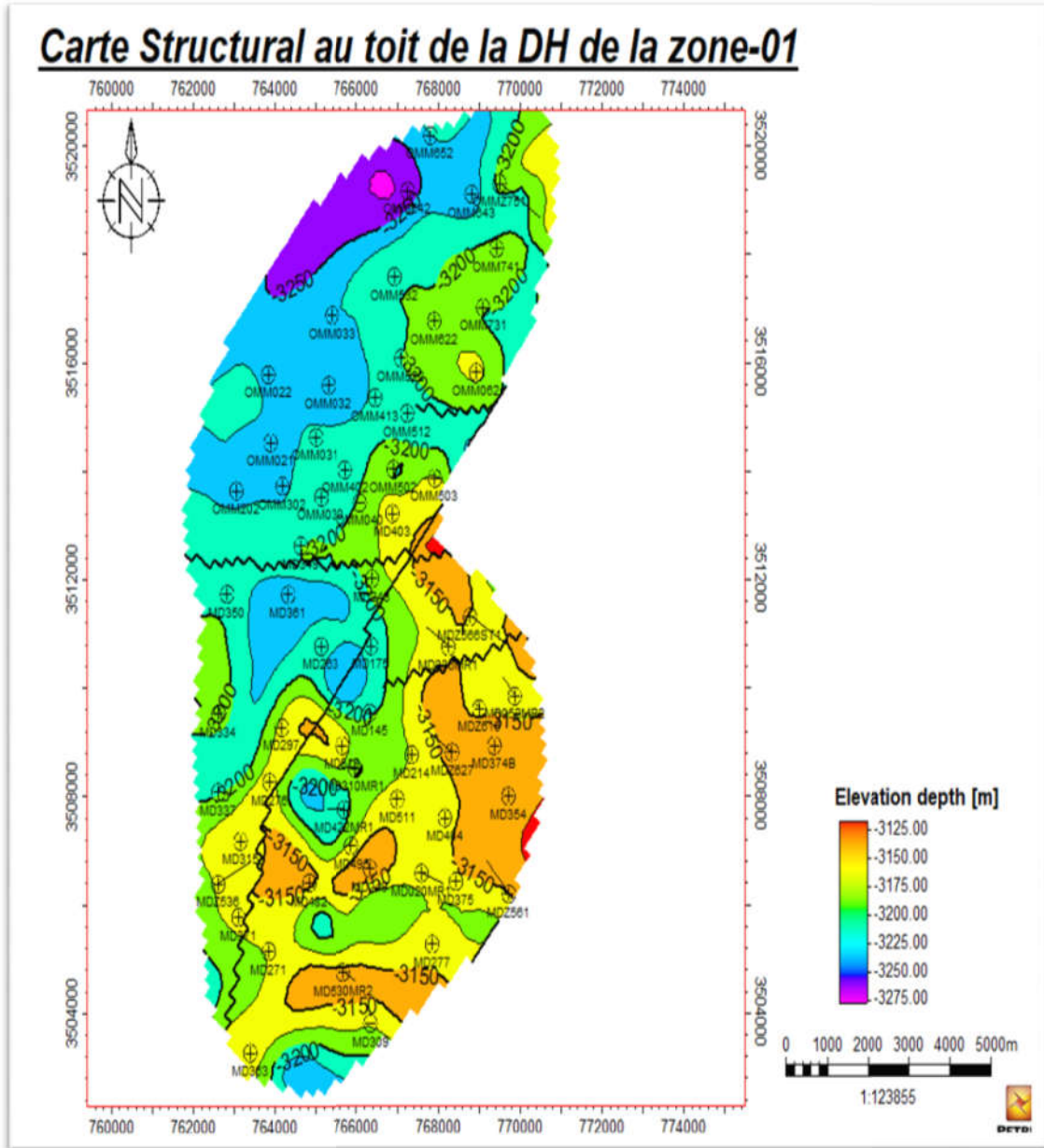


Fig13 : Carte Isobath au niveau toit du discordance hercynienne.

L'analyse de la carte structurale montre que la discordance hercynienne a touché localement (érosion locale). La formation de notre zone d'étude se montre une structure globale monoclinale, alors qu'à la proximité des puits au sud et sud-ouest, la structure s'approfondit et les profondeurs varie entre (3166.08, 3001.71m). La zone 01 influencée par les forces des contraintes compressives multidirectionnelles, qui résultent un

Chapitre I : Généralités

complexe des failles majeure en direction SO-NE qui ont provoquées les failles conjugués en direction O-E et SE-NO. L'abondance des failles dans le N-E et le S-O.

XI. Description du réservoir de la zone 1:

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 (anisométrique) 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 pétrophysiques 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. Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant le critère granulométrique. Une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure). La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent 5 drains (D4.D3.D2.ID.D1) qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Le réservoir Ri est divisé en 3 zone fin à moyen Ri (supérieur ; argileux ; inférieur), dans laquelle se développent un drain D5. Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

✓ □ **D1** : c'est des grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques.

✓ □ **ID** : Niveaux plus minces et fréquent. Ce drain est représenté par des niveaux silteux, avec la présence de tigillites. Il marque le passage progressif entre le D1 et le D2.

✓ □ **D2** : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec quelques intercalations de niveaux de silts. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs. On remarque l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

Chapitre I : Généralités

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

✓ □ **D4** : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas-rides.

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

XII. Renseignements géologiques sur les puits :

Description géologique de réservoir au niveau des puits de la zone 1

XII.1. Lithologie :

De 3358 à 3408.0m : Cambrien Riso. Grés quartzite isométrique, fin, moyen à grossier par endroits très grossier, gris sombre à gris beige silico-argileux et/ou bitumineux, blanc laiteux siliceux franc, compact et très dur. A noter :

_ Nombreuses passées "Cm à Dm" de silt stone gris verdâtre argilo-micacé compact.

_ Abondantes tigillites.

_ Présence de joints stylolitiques.

_ Fréquentes fissures horizontales ouvertes ou fermées, nourries de silice, argile et/ou bitume, rarement vides.

_ Fissuration verticale très pauvre pour ne pas dire nulle. De 3408 à 3440.0m : Cambrien Ra. Quartzite à quartzite grés, anisom. fin, moyen à grossier, localement très grossier à micro-conglom. gris clair à gris beige silico-argileux ou silico-bitumineux, par endroits blanc laiteux franchement siliceux. A noter:

_ Nombreuses passées de siltstone .

Chapitre I : Généralités

_ Présence de joints stylolitiques, films et nodules d'argile brun jaunâtre et inclusions de pyrite.

_ Fissuration, d'une manière générale, est assez peu développée et le nourrissage est fait par de la silice et/ou bitume.(Document de Sonatrach Irara EP).

Chapitre II
Méthodologies
Et Moyens
Utilisées

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

I. Introduction :

Dans cette étude la stratégie suivie de faire une caractérisation statique avec les données géologiques commençant par l'acquisition et le traitement des données brutes; chargement des données ; modélisation structurale et modélisation des propriétés ; cette modélisation s'appuie sur le logiciel Petrel, dans notre cas on a choisi la zone 1.

II. Concept et objectif :

Le concept de la modélisation est de créer une représentation de sub surface d'une formation rocheuse sous la forme d'une grille en 3 dimensions de petits parallélépipèdes (blocs) d'une taille de quelques mètres à quelques dizaines de mètres, tous de même taille d'où le nom de modèle de bloc.

Les principaux objectifs de la modélisation nous amènent à :

- Caractériser les différents paramètres pétrophysiques à partir des données de carottes et de logs.
- Etablir des cartes (isobathe, iso-porosité, iso-perméabilité, iso-paque, iso-argilosité)
- Etablir des corrélations spatio-temporelles entre les différents puits considérés.
- Proposer un modèle géologique en 3D du réservoir étudié.
- Estimer les capacités du champ et rechercher des endroits optimaux pour l'implantation des puits de production ;
- Voir l'évolution du champ sur le moyen et long terme.
- Les modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.

III. Méthode utilisée dans la modélisation géologique :

Les mathématiques appliquées au domaine géologiques ont fait naître une nouvelle discipline " la géostatistique" sur laquelle est basée la modélisation des réservoirs. La

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

géostatistique est une discipline à la frontière entre les mathématiques et les sciences de la Terre, c'est une évaluation statique des réservoirs, permet de traiter un ensemble de données réparties dans l'espace dans une zone donnée pour estimer les valeurs dans son voisinage à partir d'un ensemble d'échantillons prélevés à différents endroits qui a leurs tours considérés comme références.

En se basant sur cette discipline, il existe deux méthodes de modélisation des réservoirs de type fluviale ; méthodes booléennes ou méthodes à base d'objet, ou des objets (chenaux, lobes...) sont construits puis utilisés pour estimer les valeurs de la propriété dans le modèle de réservoir, et méthodes pixel ou méthodes de simulation continues ou la propriété est calculée en chaque nœud (pixel). Le choix de la méthode dépend de la nature des données disponibles.

III.2 Méthode basée d'objet :

C'est la méthode adaptée à la simulation de chenaux, elle permet la modélisation des données discrètes qui sont produit et distribuées stochastiquement. Toutes les valeurs sont inscrites forme géométrique (longueur, largeur, épaisseur, courbure...etc.), l'algorithme permet de :

- concevoir l'architecture et la géométrie des faciès d'une manière réelle.
- Créer des objets à base de formes prédéterminées.
- Intégrer les canaux et objets isolés.
- Analyser les tendances verticales et latérales.

III.3 Paramètres Pétrophysiques et leurs interprétations :

□ □ 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 sédimentaires on enregistre une radioactivité importante dans :

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement).

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

- 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.

□ □ **Diagraphies Neutron (NPHI):**

Des neutrons à grandes vitesses (**10000 Km /s**) et hautes énergies entre **4** et **6 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 épithermique (**0.1 – 100 MeV**) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ **0.025 MeV**).

□ □ **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) :**

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction.

IV. Moyens et données utilisées :

IV.1. Moyens utilisés :

Le développement d'outils informatiques appliqués au domaine de la géologie a permis des progrès importants dans l'analyse des données géologiques, la compagnie de service pétrolier **SCHLUMBERGER** a développé un logiciel de grande performance « **PETREL** » basé sur Windows, pour la visualisation **3D**, la modélisation, et la simulation du réservoir **3D.PETREL** considéré comme un outil de travail efficace et indispensable pour toute étude Géologique sérieuse. 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 sortes de modélisations sur notre réservoir, et permettre une visualisation **3D** et **2D** (cartes, coupes ...etc.).

Les modélisations qui vont ont réalisées :

- Modélisation structurale
- Modélisation pétrophysique
- Modélisation du contact fluide

IV.2. données utilisées :

Les données exploitées pour réaliser le modèle sont :

- les données de **70** puits forés jusqu'au réservoir. 23 puits repris en short radius (SR), 7 puits horizontaux (H), ((coordonnées (x, y, kb), diagraphie, mesures des carottes)) et les données de failles.
- Les données de diagraphie contiennent les courbes : GR, GRN, NPHI, ILD.
- Les mesures de carottes horizontales (perméabilité CKH, porosité CPOR).
- Données extrais du Data Bank (SONATRACH Division Production).

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

□ □ Différents documents et études traitant de la région de Hassi Messaoud.

A- Données de Géologie de Terrain :

La reconnaissance géologique est placée très en amont et consiste à obtenir toutes les informations relatives aux caractéristiques du terrain en basant sur l'observation directe au niveau des affleurements des roches en surface. L'exploration géologique a plusieurs objectifs Etude de la nature, de l'épaisseur, du pendage et de l'extension des formations géologiques au sein du bassin sédimentaire Étude du degré de maturation de la matière organique et estimation des conditions à travers lesquelles est passée Etude diagénétique du réservoir par la confection des lames minces Cartographie et simulation des bassins sédimentaires.

B- Données du Sismique de Gisement :

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.

C- 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.

D-Mesure sur Carottes :

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

Les carottes constituent un échantillon de bonne valeur duquel une grande partie d'information pourra être obtenue. Les données des carottes ont été utilisées pour construire les modèles de porosité et de perméabilité

E-Diagraphies :

Les diagraphies sont trouvées pour mesurer de nombreux paramètres qui donnent des informations précieuses sur la lithologie et sur la présence éventuelle des hydrocarbures. Dans notre étude on a utilisé les data des diagraphies suivantes : gamma ray (GR), résistivité vierge (A90), neutron porosité (NPHI), porosité densité (RHOB), porosité sonique.

V. Méthodologie de la modélisation du réservoir :

V. 1.Introduction :

Géo modélisation, modèles géologiques qui sont créés de nombreuses fins différentes, mais commun à tous d'entre eux, est un désir de construire une représentation du sous-sol. Les modèles géologiques peuvent être utilisés pour réaliser les calculs du volume précis ou pour tester l'effet des différents régimes de dépôt contre les données observées.

Les modélisations réalisées sont :

- La modélisation structurale
- La modélisation pétro-physique ;
- La modélisation contact fluides

V .2. La modélisation structurale :

La modélisation structurale consiste en la modélisation des failles, la grille de pilier, et la stratification verticale. Les trois opérations sont liées ensemble en un seul modèle de données unique ; un réseau tridimensionnel. Le modèle structural représente un squelette de la zone d'étude à partir de laquelle tous les autres modèles seront construits. Elle est subdivisée en trois étapes:

V.2.1 Modélisation des failles (*Fault modeling*) :

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

C'est de définir des failles dans le modèle géologique qui servira de base pour générer des grilles. De part, l'absence de données sismiques, nous a posé des difficultés pour les failles, mais, on a eu accès à des fichiers comportant des lignes de failles en **2D**, qu'on transformées en **3D**. Le résultat de la modélisation de faille s'appelle « *fault sticks* », c'est-à-dire, des failles en forme de bâtonnet ou barrettes.

V.2.2 Piliers de maillage (*Pillar gridding*) :

C'est de générer le maillage en trois dimensions, c'est le squelette sur lequel le modèle repose, et où les failles vont prendre forme.

V.2.3 Construction des horizons (*Make horizons*) :

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure ; les principaux horizons sont générés à partir des diagraphies des puits et les tops des puits (**Well tops**) correspondant à chaque unité et les failles associées. Le contact entre les couches peut être : érosif, discontinu, ou bien contact de base.

V.3. Modélisation des Propriétés :

La modélisation des propriétés est le processus de remplissage des cellules de la grille avec les propriétés caractérisant le réservoir à savoir ; porosité, perméabilité, argilosité. La géométrie de la couche donnée à la grille pendant le processus de découpage suit la stratification géologique dans la zone du modèle. Ces procédés dépendent de la géométrie du réseau existant. Lors de l'interpolation entre les points de données, Pétrel se propage entre les valeurs des propriétés le long des couches de la grille. Pour modéliser les propriétés pétrophysiques de la zone d'étude, à savoir la porosité et la perméabilité, nous avons choisi la méthode dite « méthode de simulation gaussienne ». Les modèles des propriétés réalisés dans cette étape sont :

□□ **Modèle Pétro-physique** : englobant les 3 propriétés connues ; porosité, perméabilité et saturation en fluide. Ce modèle nous permet d'étudier la répartition de ces propriétés à l'intérieur du réservoir.

CHAPITRE II : méthodologie et moyens utilisés

□□ **Modèle d'Argile** : les informations fournies par le modèle d'argile sont complémentaires de celles recueillies par le modèle pétrophysique, car il nous montre comment l'argile affecte notre réservoir.

V.4. La modélisation contact fluide :

□□ **Création d'un nouvel ensemble de contact :**

Après avoir construit une grille Pétrel 3D et avant d'exécuter le calcul du volume, les différents contacts devraient être définis dans le processus Make Contacts. Plusieurs séries de contacts peuvent être définis et chaque ensemble de contacts peut contenir un certain nombre de différents types de contacts. Tous les jeux de contacts seront stockés dans un dossier appelé contacts fluides dans l'onglet Modèles Pétrel Explorer. L'ensemble des Contacts peut être créé sur la base d'une valeur de profondeur constante ou une surface. Si une surface est utilisée comme une entrée pour le contact, il doit exister dans la fenêtre Pétrel Explorer. N'importe quel type de surface peut être utilisé comme une entrée. L'utilisateur a la possibilité d'utiliser le même contact pour toutes les zones et les segments, différents contacts pour chaque segment et / ou différents contacts pour chaque zone. Dans ce modèle existe de contacte huile-eaux, je fais l'interprétation des contacts par afficher les puits (les logs) et piques à la profondeur du contact, donc on a écriant un dossier de contact huile-eaux.

Chapitre III

Modélisation

CHAPITRE III : Modélisation

I. Introduction :

La modélisation géologique des réservoirs « **Geomodeling** » est une étape essentielle pour la compréhension des phénomènes géologiques, elle est l'une des premières étapes de la chaîne des opérations qui permettent de faire des estimations de réserves en place, des prévisions de production à long terme, et ainsi de mesurer les conséquences économiques des stratégies d'exploitations mises en place.

II. Différentes étapes de la modélisation :

Dans ce présent travail, l'enchaînement des différentes étapes développées pour la construction d'un modèle 3D du réservoir cambrien R1 (Ri et Ra) de champ HMD sont réalisées par *le logiciel Petrel*. C'est un logiciel de géo- modélisation en 3D développé par la société SCHLUMBERGER pour caractériser des réservoirs d'hydrocarbures. Pour construire un modèle géologique 3D de la zone étudiée on doit passer par les étapes suivantes :

- Import Data.
- construction de model structurale.
- model propriétés.
- model contact fluides.

II.1 Import Data :

Il nous semble obligatoire avant toute modélisation de préparer les données nécessaires de la zone d'étude. Ces dernières sont collectées à partir des études faites sur le réservoir cambrien R1. Elles sont de type sédimentologiques et surtout géophysiques (logging). L'ensemble des données qui seront utilisées dans cette modélisation du réservoir R1 sont résumées dans le tableau ci-dessous :

CHAPITRE III : Modélisation

Data	Format	Type
Well Data		
a. Well Headers	Wellheads (*.*)	Well
b. Well Logs	Well Logs (ASCII) (*.*)	Well
Well Tops		
	PetrelWell Tops (ASCII) (*.*)	Well Tops
Fault Data		
FaultPolygons	Lines (ASCII) (*.*)	Lines

Tableau 1 : Tableau des différents types des données.

Le **Petrel** contient plusieurs types d'affichage (*2D window*; *3D window*; *Intersection window*; *Map window*; *Well section window*...etc.). Les données chargées s'affichera dans une fenêtre (*3D window*). (Fig 14)

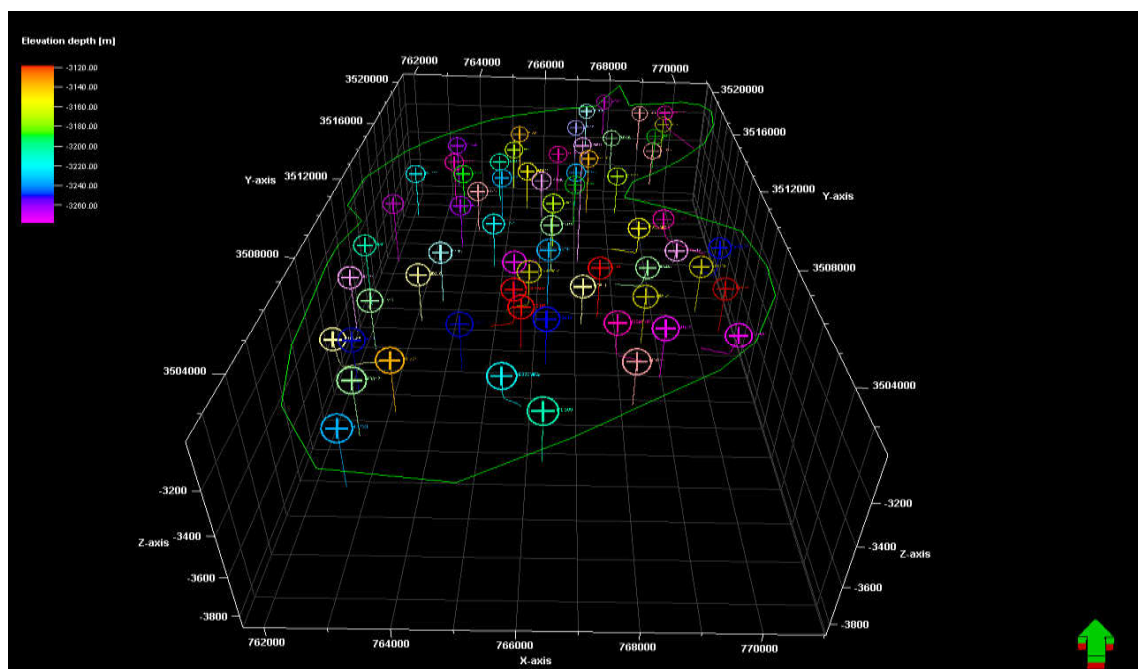


Fig14: Position des puits avec frontière de la zone d'étude (Petrel 2015).

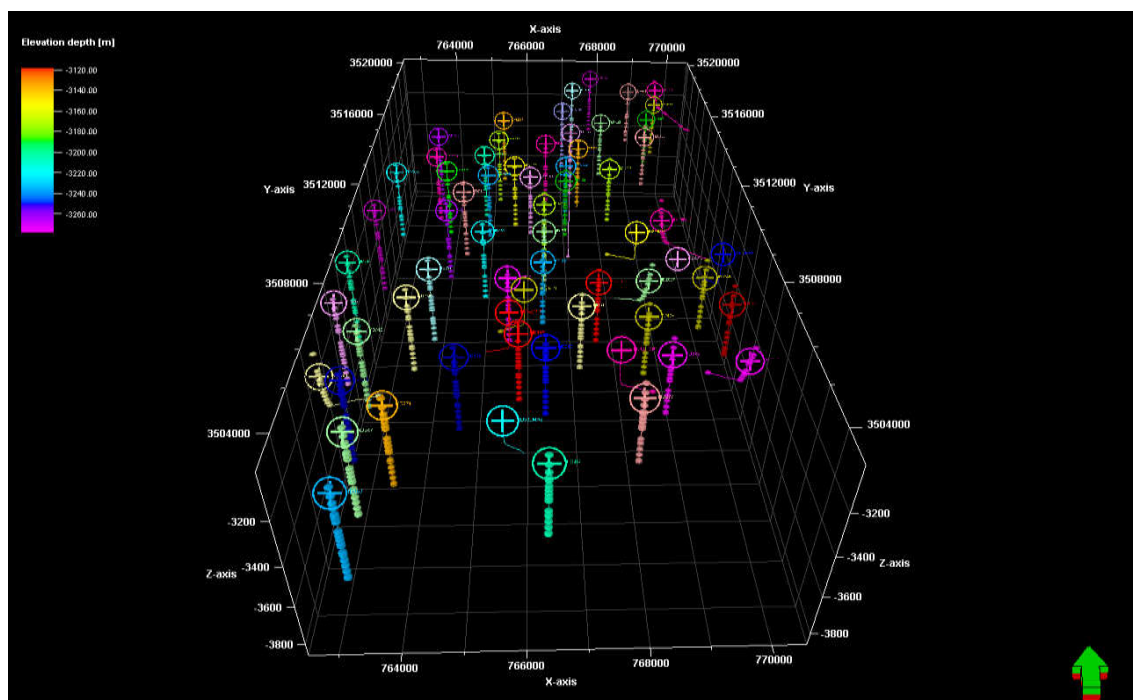


Fig 15 : Des tops formations traversent réservoir cambrien R1 (*Well tops*). (Petrel 2015).

II.2. Modélisation structurel :

Pour construire le modèle géologique 3D, du réservoir cambrien R1. On doit passer par (3) processus principales commençant par:

II.2.1 Modélisation des failles (Fault modeling) :

La modélisation des failles est la première étape dans la construction de la charpente structurelle du modèle 3D. Les failles affectant la structure globale de la zone d'étude sont sélectionnées. Le résultat de la modélisation de faille s'appelle « fault sticks », c'est-à-dire, des failles en forme de bâtonnet ou barrettes 2D **Fig16** .qui seront transformées en 3D **Fig 17**

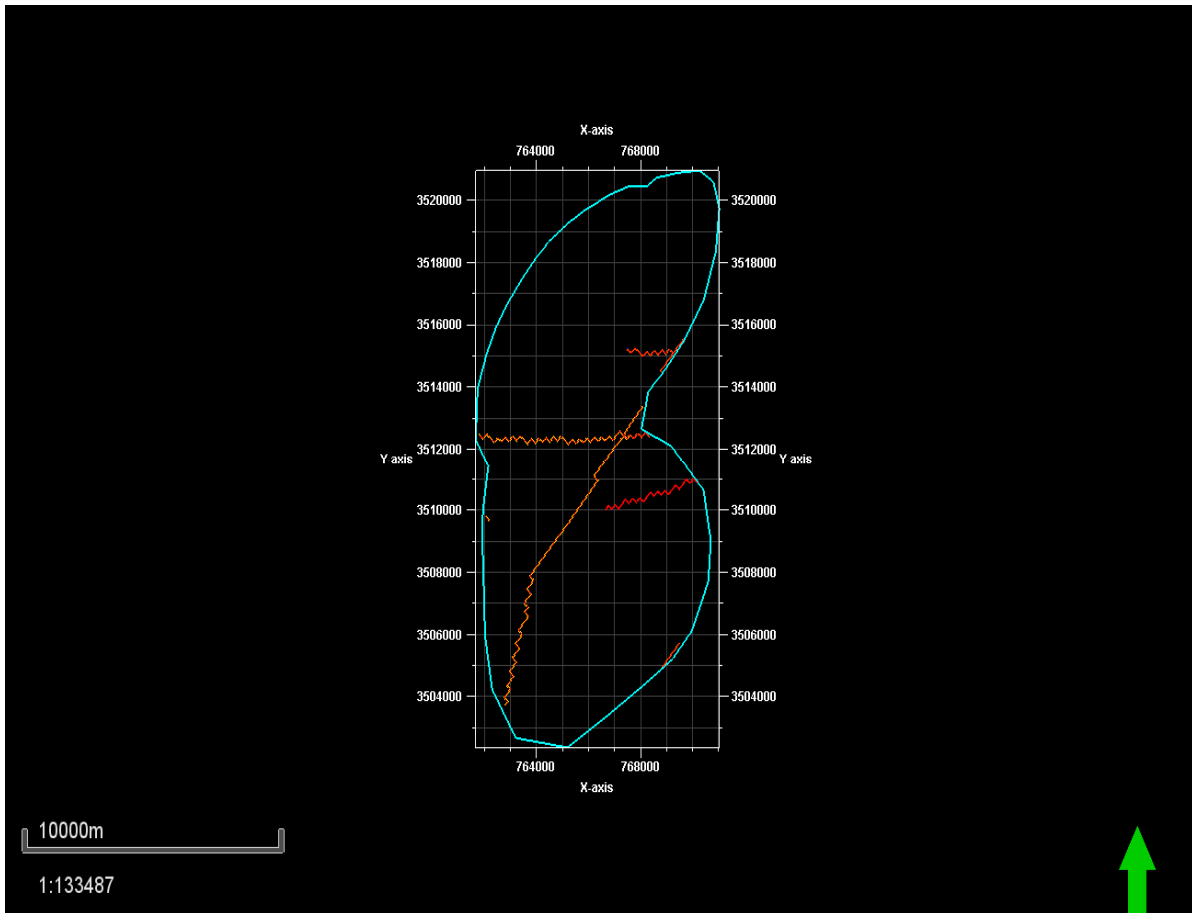


Fig 16 : Ligne des failles.

CHAPITRE III : Modélisation

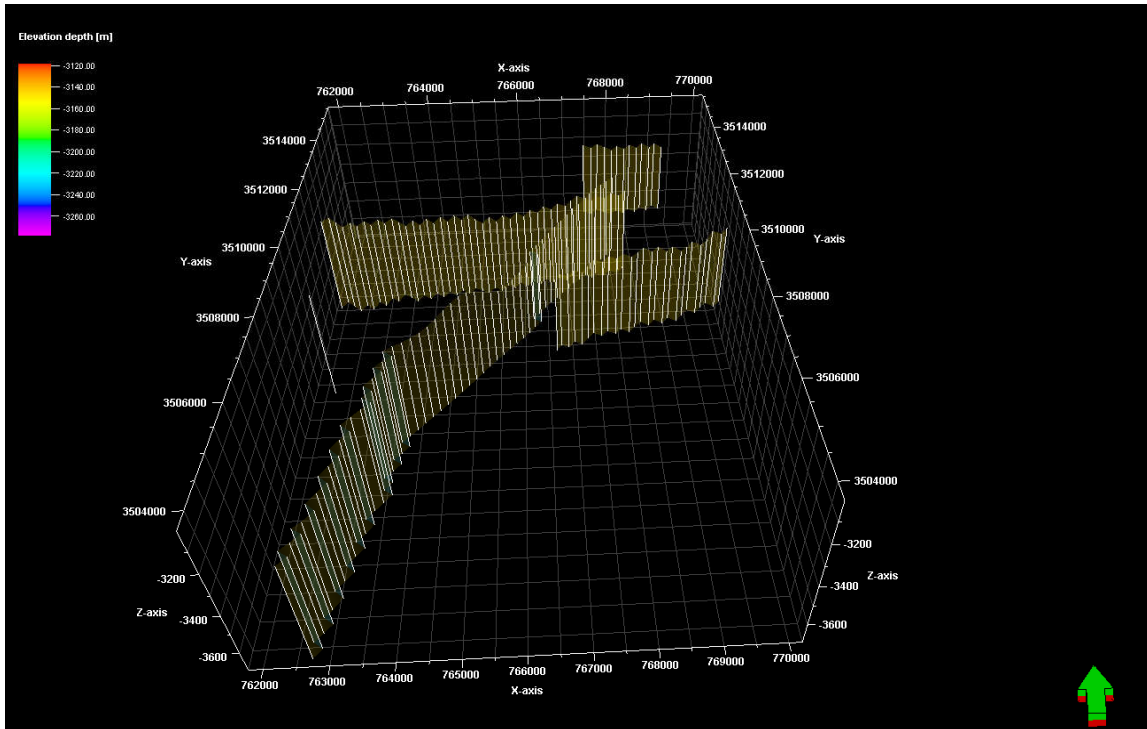


Fig17:failles en 3D.

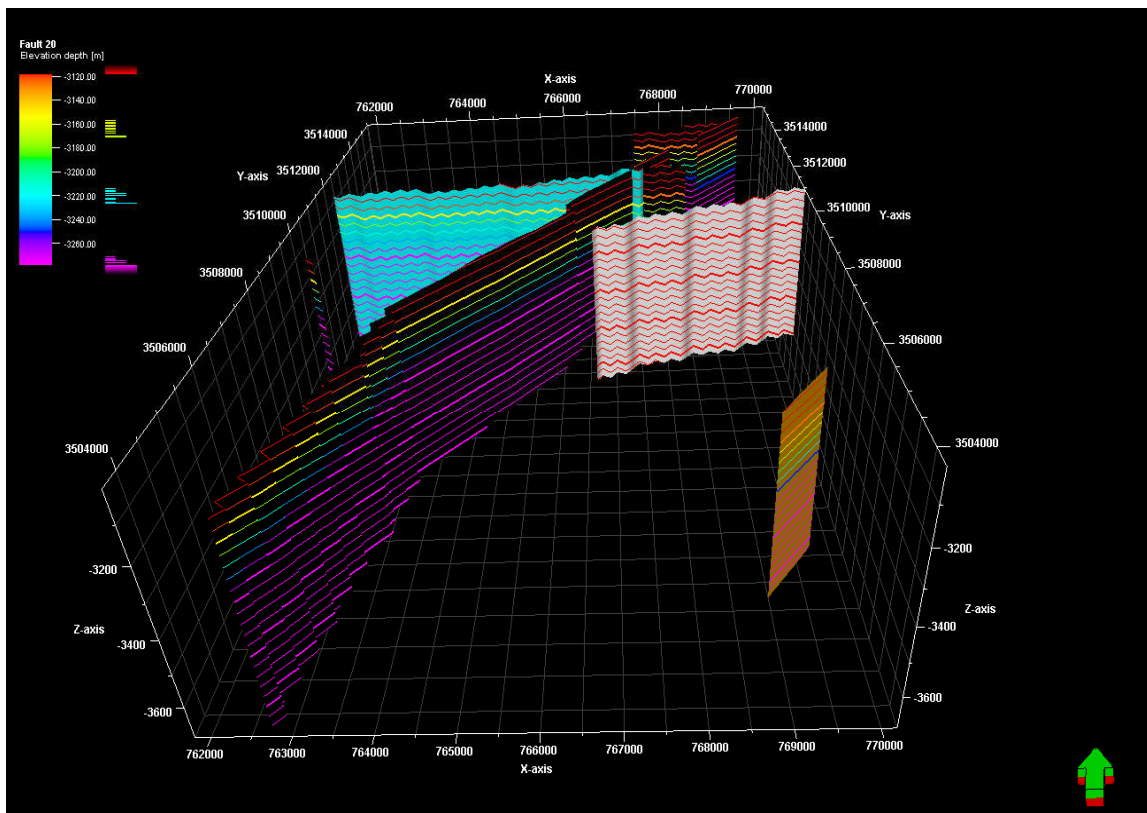


Fig 18 : Modèle des failles en 3D.

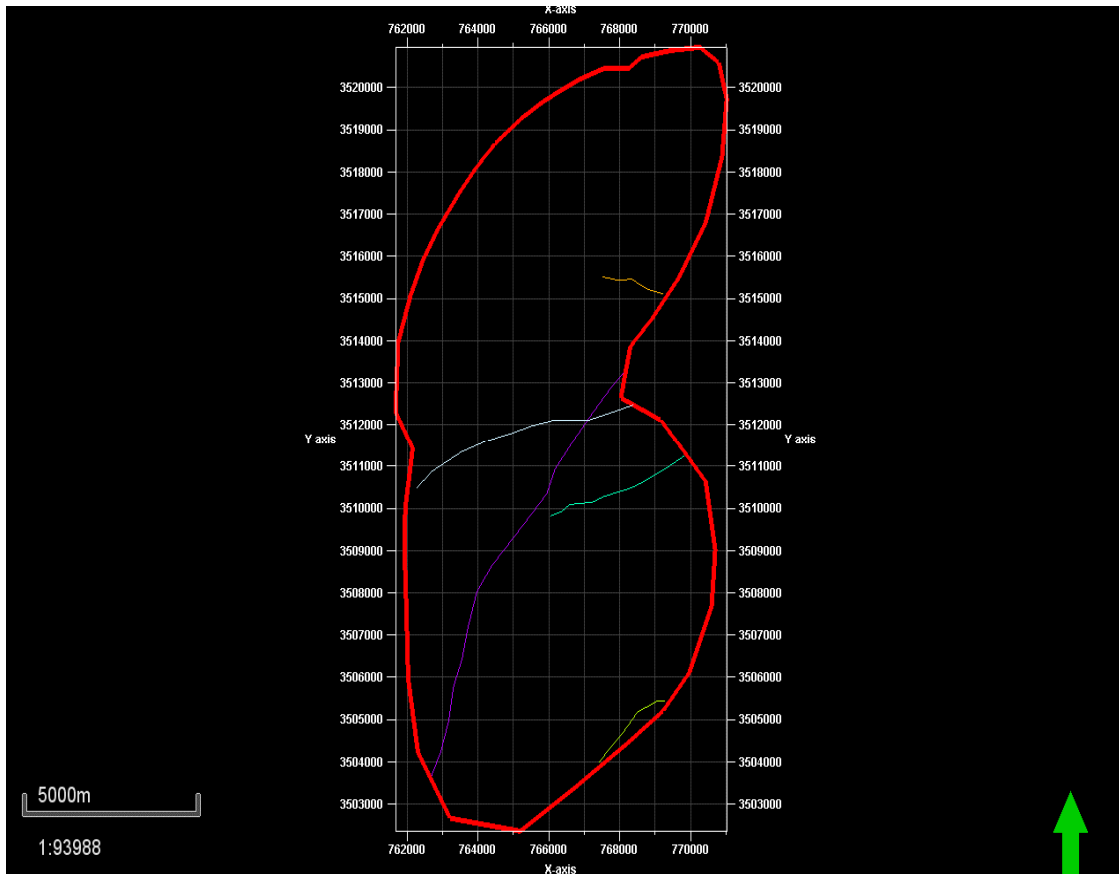


Fig. 19 : Les failles de notre modèle.

II.2.2 Résultats des études sismiques :

Les sociétés **PED** ; **BIECIP** et **PCF** ont effectué une étude sismique de la zone 01 et les résultats ont été différents d'une société à l'autre, révélant un grand nombre des failles. Pour être sûr que les résultats sont corrects , nous devons prendre un certain nombre de mesures :

- -Corrélation Stratigraphique.
- -Imagerie.
- -Test DST.
- -Pression de gisement.

II.2.2.1 Les Résultats des Etudes Sismiques du 03 Société :



Fig20:les failles de PSF.

CHAPITRE III : Modélisation

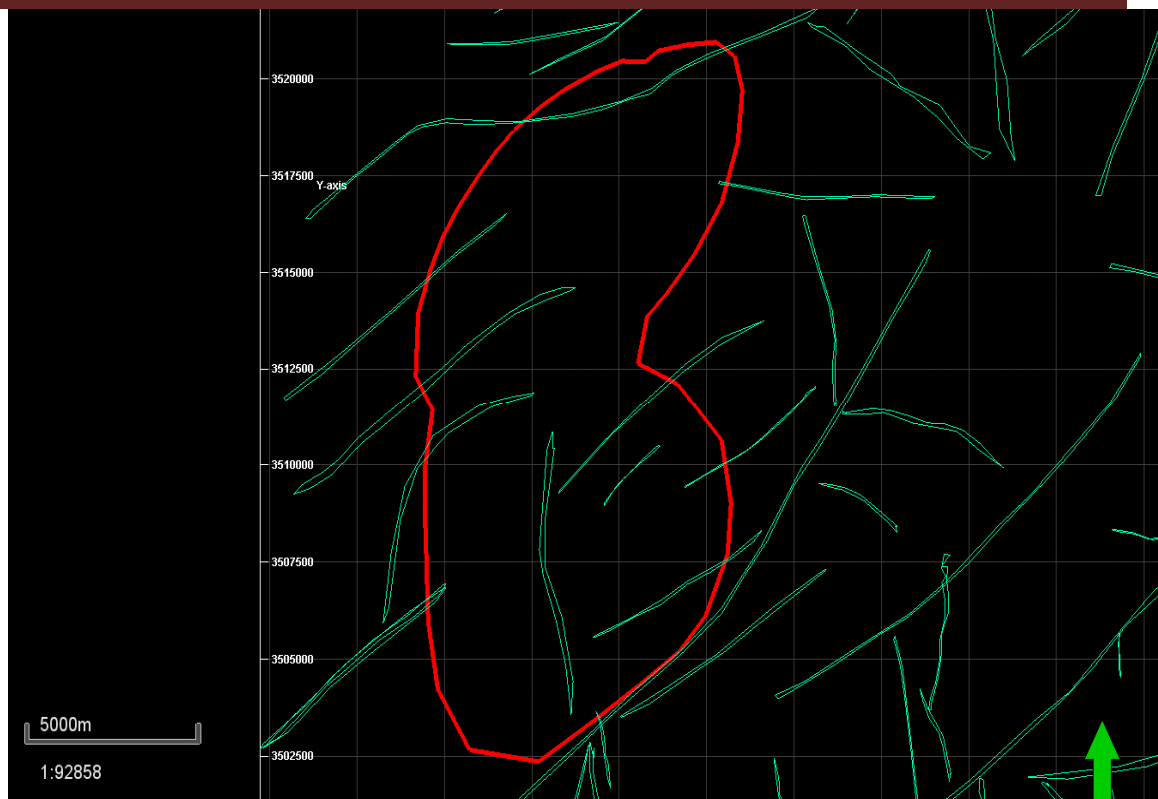


Fig 21 :les failles de PED.



Fig 22 :les failles de BIECIP.

CHAPITRE III : Modélisation

II.2.3 Maillage des piliers (Pillargridding) :

Ce processus consiste à créer des surfaces maillées en respectant un pas de maillage, afin de déterminer la géométrie de la cellule suivant les coordonnées x, y et z. Il faut que la géométrie de la cellule (tendance à être perpendiculaires) pour faciliter le calcul des réserves.

Dans notre cas, le pas de maillage est de (100 m x 100 m).

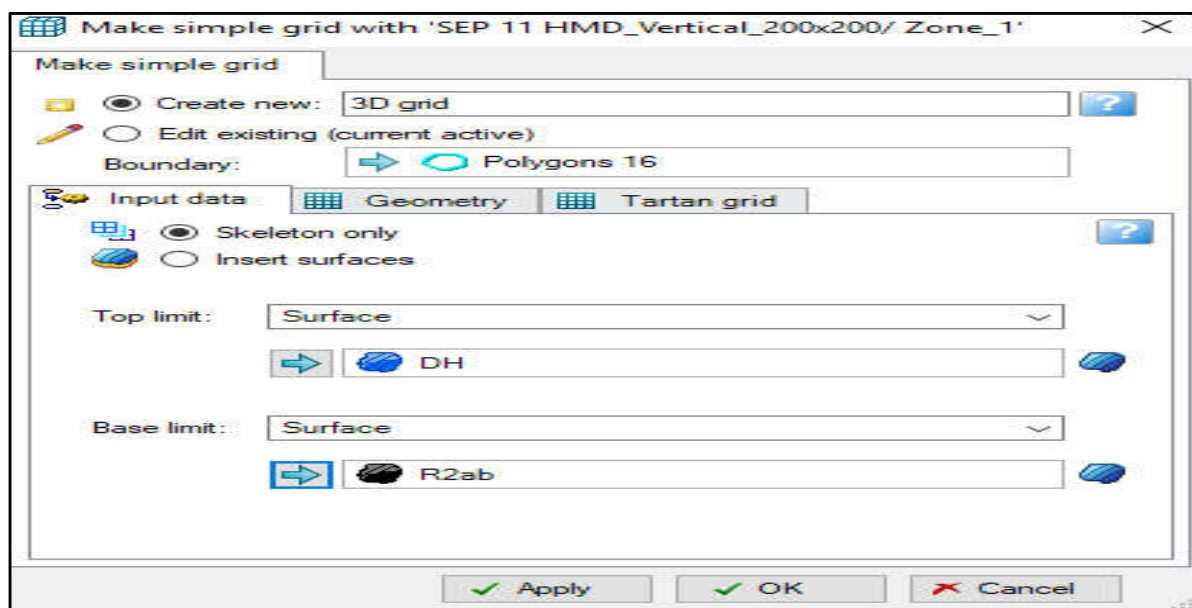


Fig23: Réglages pour le processus pillargridding.

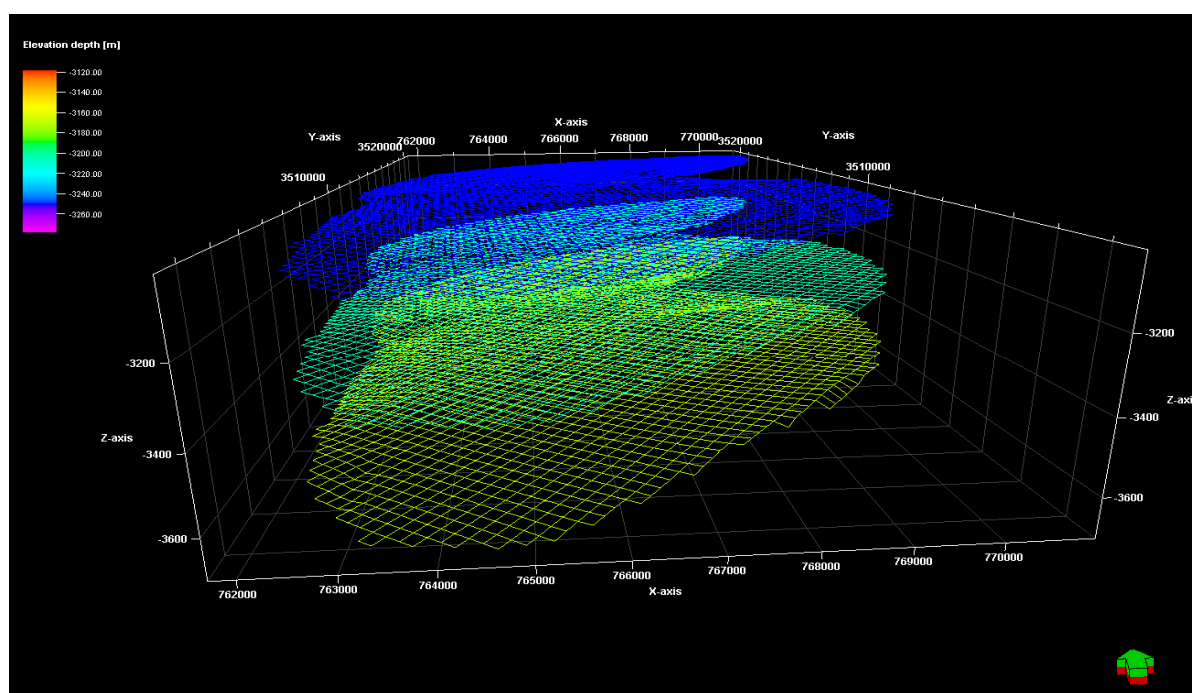


Fig 24 :Piliers de maillage (*Pillargridding*) (Petrel 2015).

CHAPITRE III : Modélisation

II.2.4. Maillage vertical :

Le processus Make Horizons est la première étape dans la définition de la stratification verticale de la grille 3D dans Petrel. La stratification verticale de la grille 3D est définie en trois étapes de traitement:

1. Make Horizons : insérez les horizons d'entrée dans le réseau 3D. Les entrées peuvent être des surfaces de sismiques ou well tops, lignes de sismique, ou tous autres points ou lignes délimitant la surface.

2. Make Zones : des horizons supplémentaires sont insérés dans la grille 3D par empilement isochore vers le haut ou vers le bas des horizons précédemment entrés.

3. Make Layers: La dernière étape consiste à faire la stratification à petite échelle, nécessaire pour la modélisation des propriétés. Ces couches définissent la partie supérieure et de la base des cellules du Grille 3D.

◆ II.2.4. 1- Subdivision stratigraphique (Make horizons) :

Cette subdivision se base sur l'insertion des horizons sismiques dans le maillage 3D, tout en respectant le pas de maillage et les failles définies lors des étapes précédentes. Pour la zone d'étude, la subdivision stratigraphique du réservoir cambrien R1 (**DH** jusqu'à **R2ab**) est bien visible (**Fig25**)

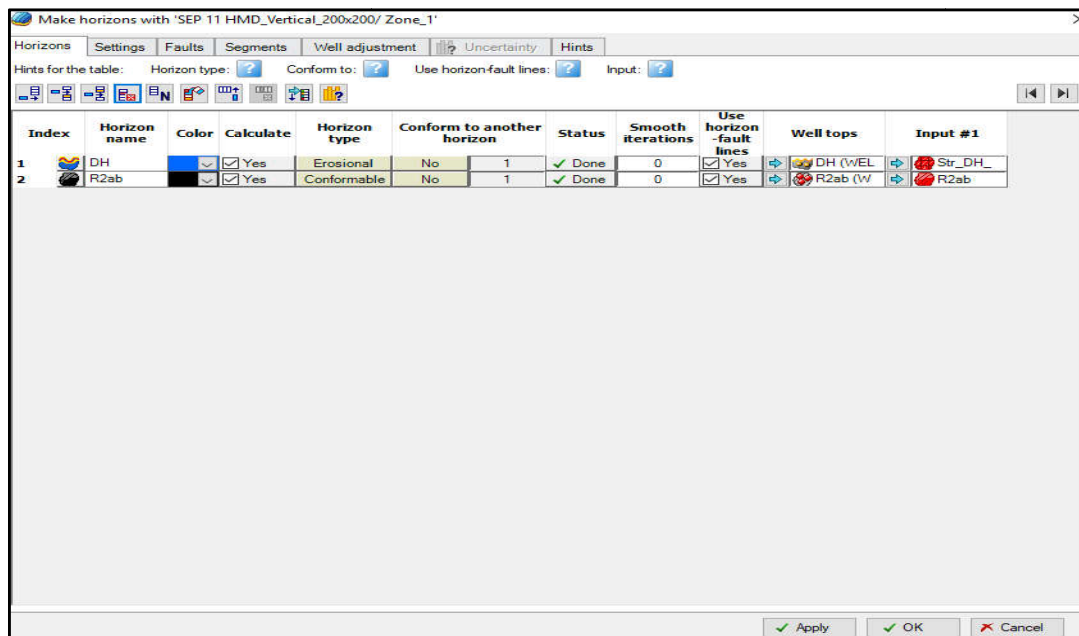


Fig25: Réglage pour le processus Make horizons.

CHAPITRE III : Modélisation

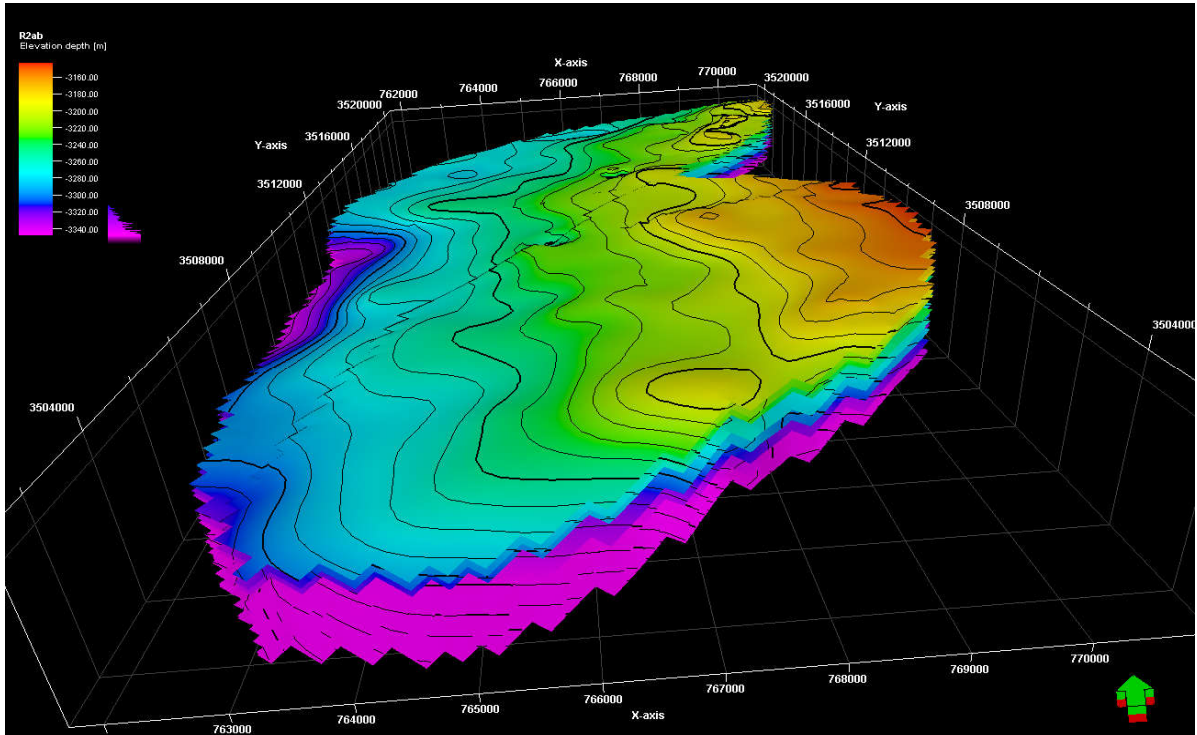


Fig 26 : Make horizons.

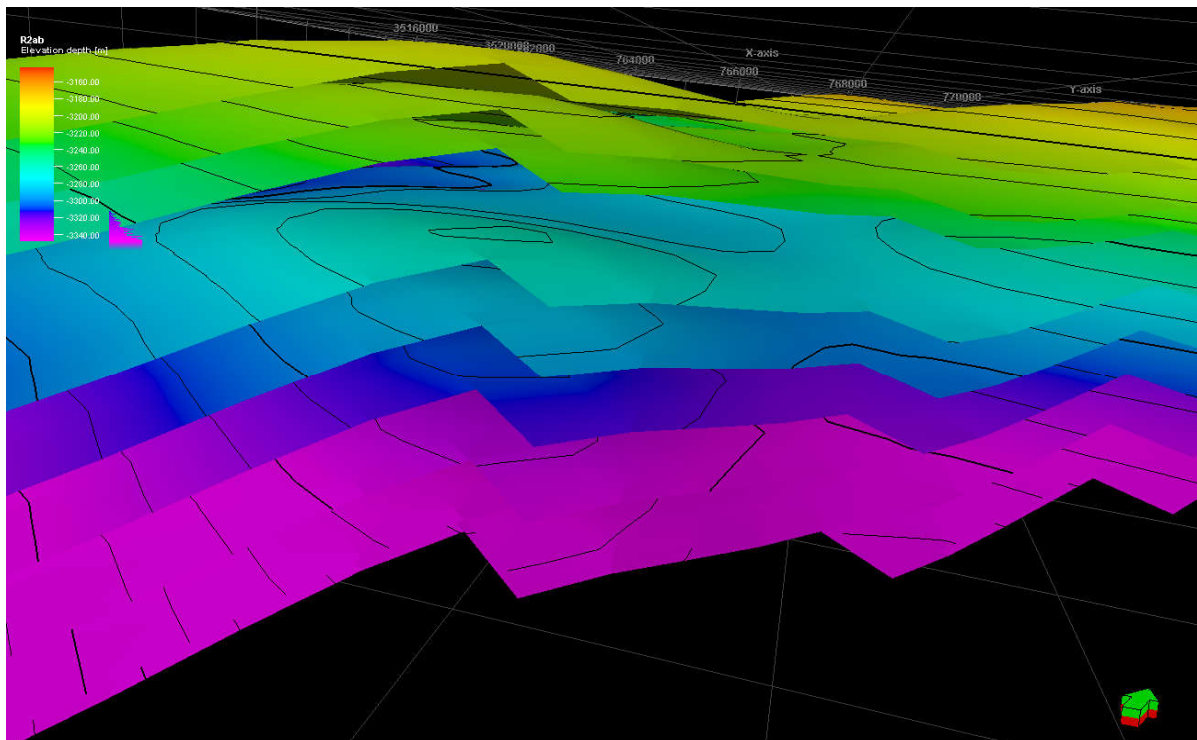


Fig 27 : coupe transversale des horizons.

CHAPITRE III : Modélisation

◆ II.2.4.2 Insertion des zones (Make zones):

Ce processus repose sur l'insertion des zones géologiques (en respectant leurs intervalles stratigraphiques) entre les horizons provenant de « Make horizons » de Petrel(SCHLUMBERGER 2015). Concernant la zone d'étude, elle est subdivisée en 10 zones lithostratigraphiques (D5 (RI sup, RI argileux, RI inf), R2ab, D4, D3, D2, ID, D1, Z psg) (Fig28).

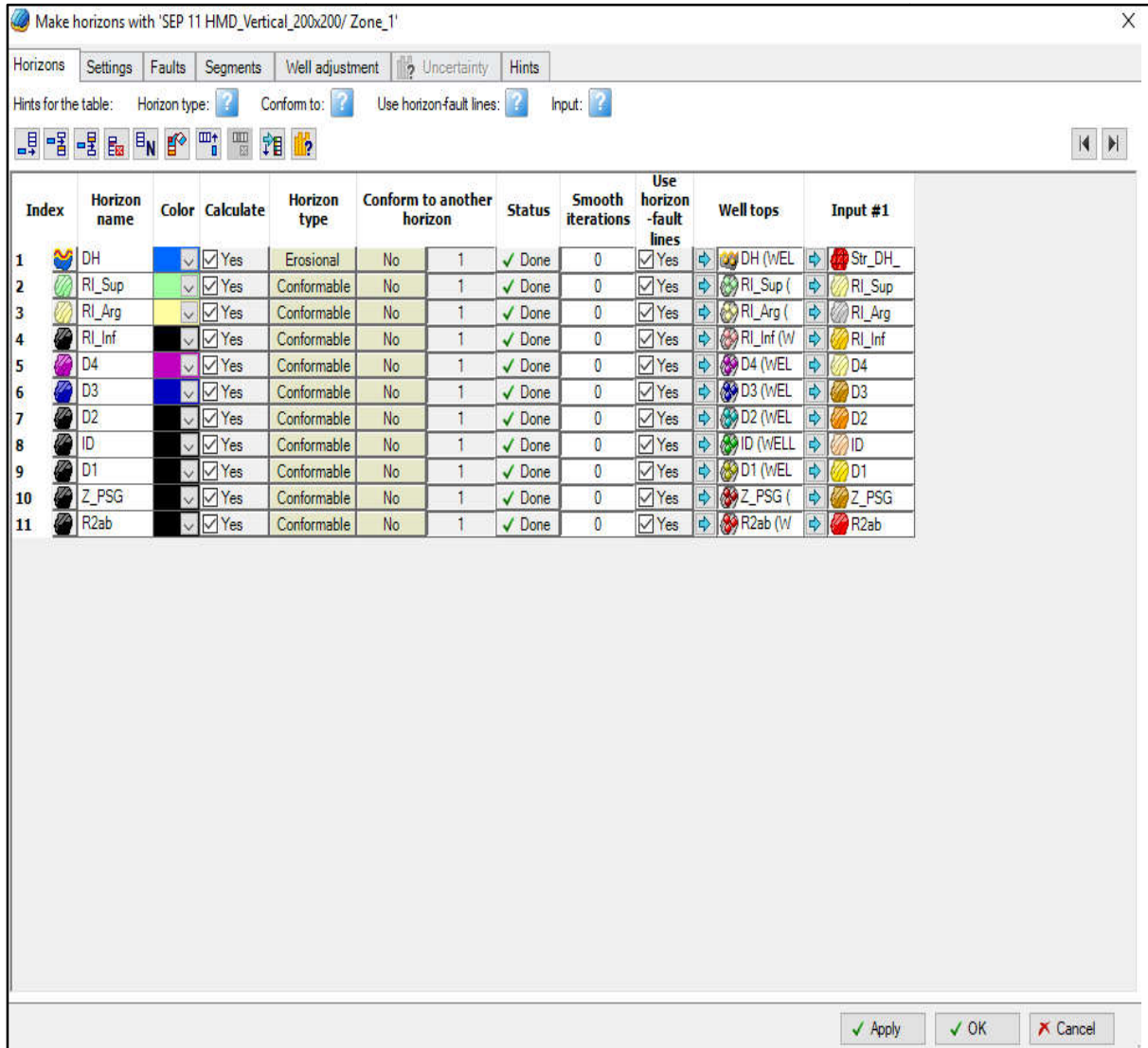


Fig28: Réglage pour le processus Make zones.

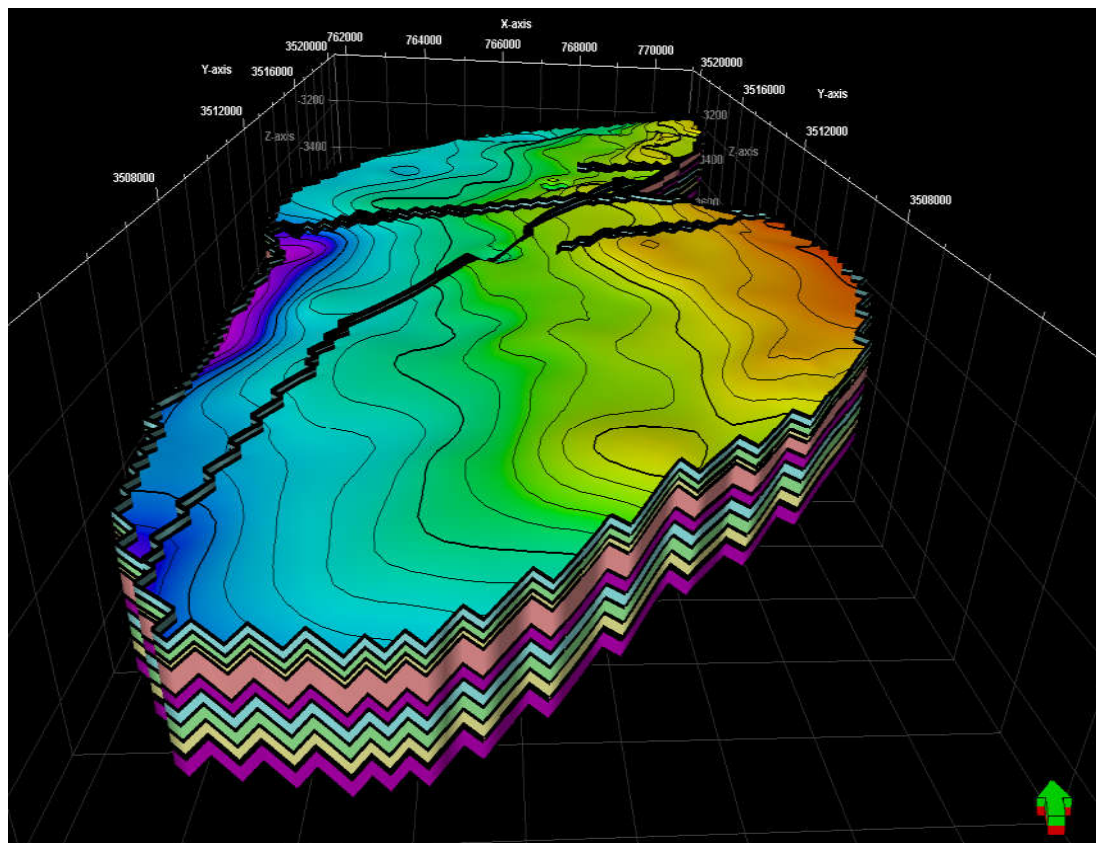


Fig29: Insertion des zones dans la zone d'étude.

◆ II.2.4.3 Insertion des sous zones (MakeLayers):

La dernière étape dans la construction du modèle structurel est de définir l'épaisseur et l'orientation des couches entre horizons de la grille 3D. Ces couches en liaison avec les piliers définissent les cellules de la grille 3D qui sont assignés des attributs lors de la modélisation des propriétés. Le processus MakeLayers va faire une résolution plus fine de la grille 3D, l'épaisseur de la couche devrait être l'épaisseur des faciès les plus minces à modéliser. Cependant, il est important de garder à l'esprit que le nombre de cellules augmente lorsque l'épaisseur de la couche diminue, donc vous ne devez pas mettre plus en détail que nécessaire. Lors de la mise en couches fine, vous devriez essayer de faire des couches suffisamment fines pour capturer les unités d'écoulement importantes.

CHAPITRE III : Modélisation

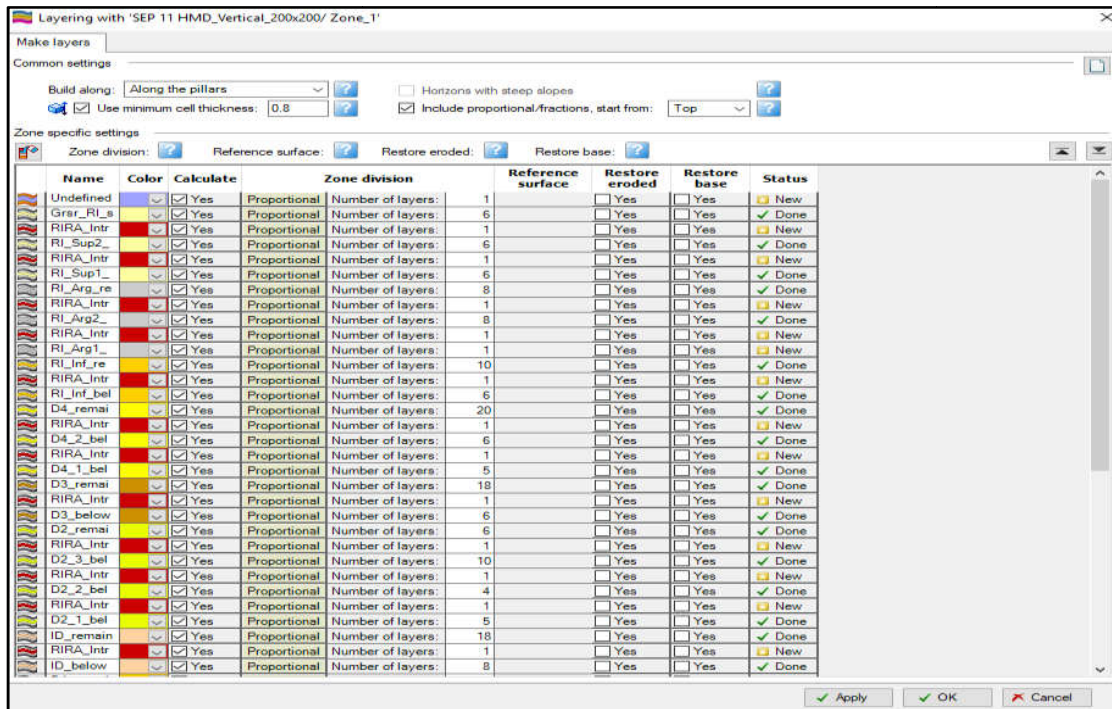


Fig30: Réglage pour la processus Layering.

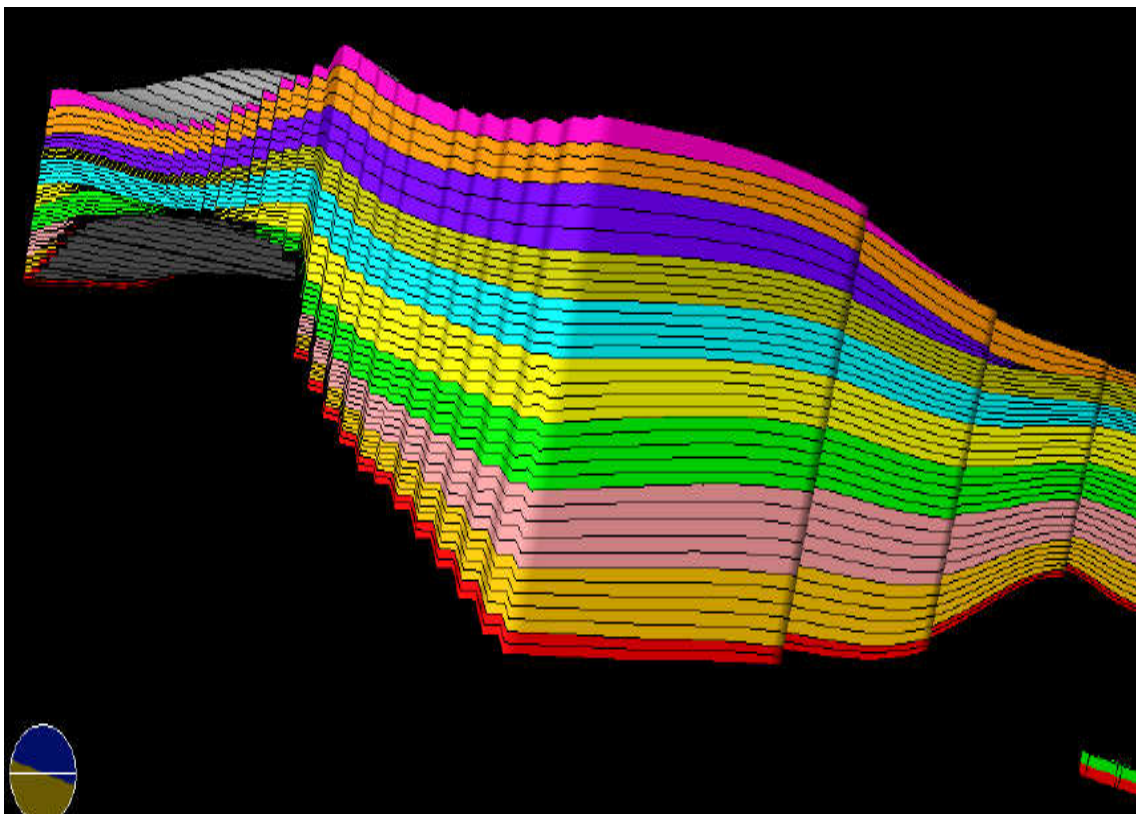


Fig31: make layering de la zone d'étude.

CHAPITRE III : Modélisation

II .4 Modélisation de propriété (property modeling) :

Le résultat de la représentation des logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs) S'appuie sur l'extrapolation de la valeur de la porosité et perméabilité et volume d'argiles des puits à travers toute la zone, en utilisant la méthode de la géostatistique (SequentialGaussian Simulation SGS) et l'analyse de variogramme pour chaque propriété. Cette méthode est aléatoire.

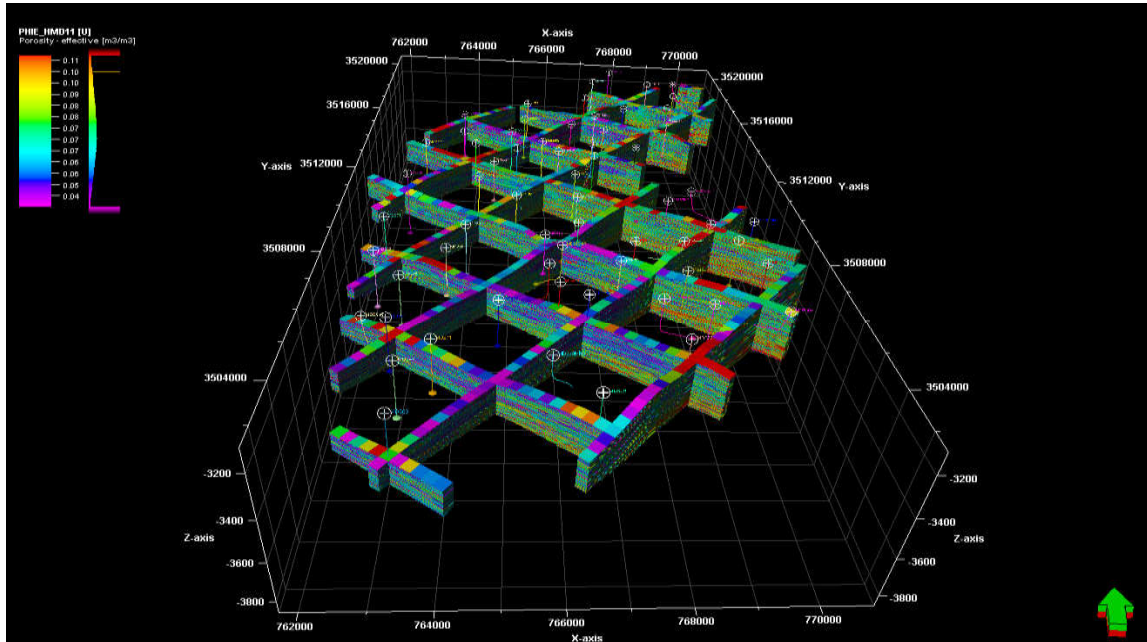


Fig32: Model porosité de la zone d'étude en 3D.

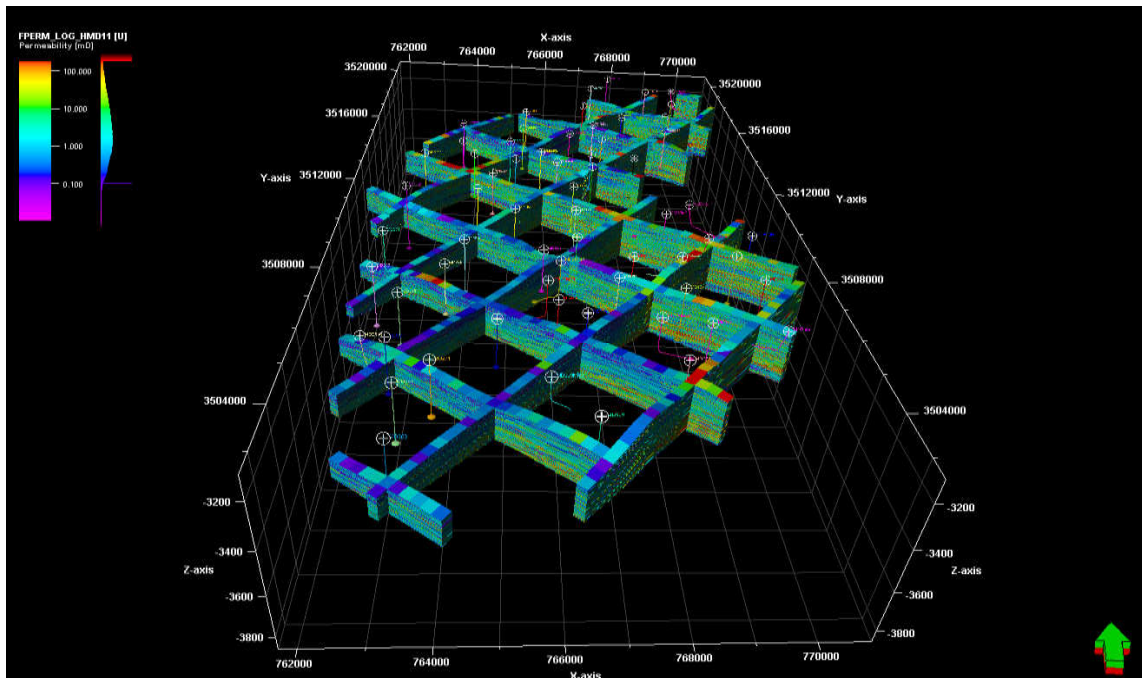


Fig 33 : Model perméabilité de la zone d'étude en 3D.

CHAPITRE III : Modélisation

III-Modélisation de faciès:(facies Modelling):

Les chenaux ont une importance réelle en géologie des réservoirs. Ils sont à l'origine d'hétérogénéités entre des roches de faibles porosité et perméabilité (les argiles de plaine d'inondation) et des roches de plus fortes porosité et perméabilité (les sables déposés dans le chenal). Il est nécessaire de modéliser cette hétérogénéité afin de localiser les zones de réservoirs potentiels et afin d'estimer la connectivité entre les différents réservoirs. Leur géométries inégalement les rend cependant difficiles à simuler.

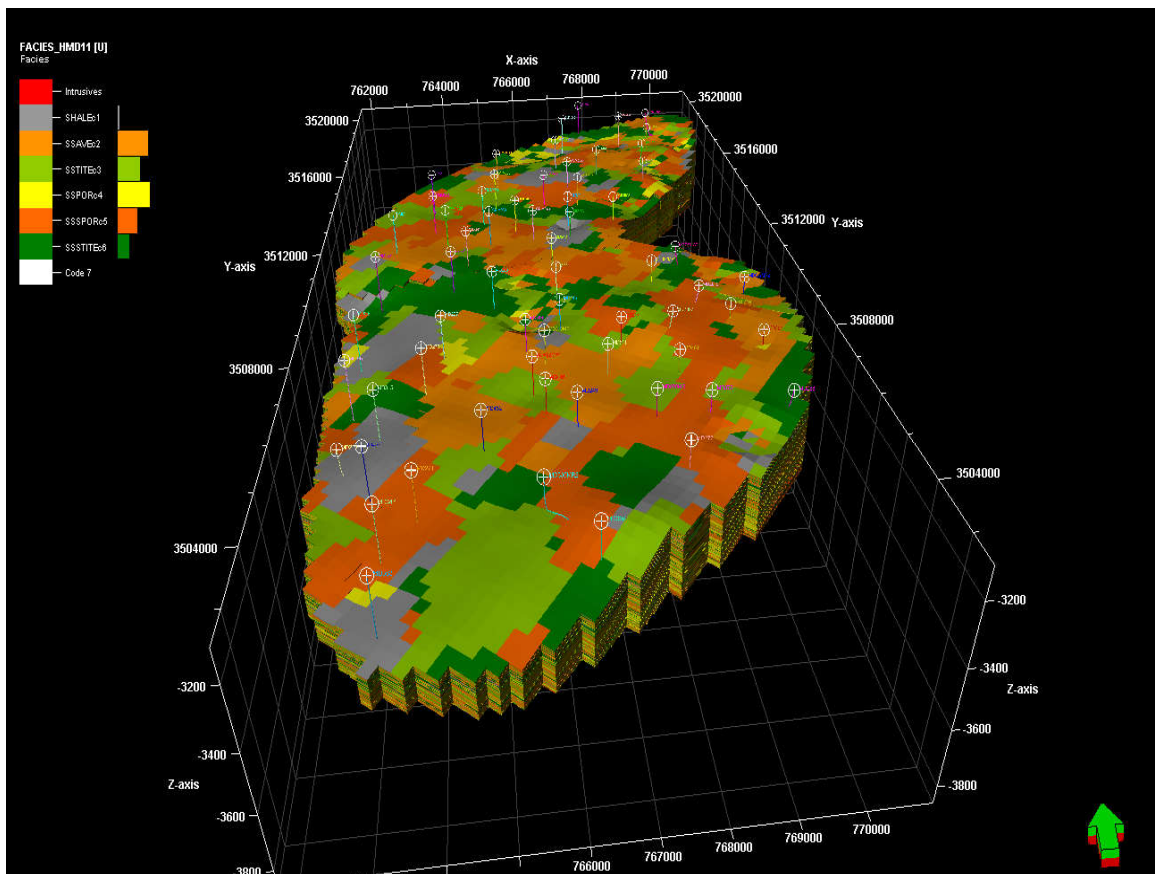


Fig34: Modèle de faciès 3D de la zone d'étude.

Chapitre IV

Caractérisation

Pétrophysique

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I. Etude Pétrophysique du Réservoir Ri et Ra:

I.1. Cartes en IsoPorosité :

I. 1-1. Introduction:

Un réservoir de pétrole est une roche souterraine suffisamment poreuse et perméable afin qu'elle puisse renfermer et laisser s'écouler des fluides. La caractérisation des roches réservoir s'effectue par mesures indirectes sur carotte ou directement par enregistrements diagraphiques des propriétés physiques de la roche à savoir ; la radioactivité (GR), la résistivité, la densité globale de la formation (RHOB), la porosité totale (TNPH). À partir de ces mesures on pourra quantifier la porosité, la perméabilité et la saturation de la roche réservoir.

I.1.2- Analyse des Cartes:

L'étude du réservoir Ri et Ra de la zone 01 à Hassi-Messaoud requiert la connaissance de ces paramètres regroupés en une discipline dite la pétro-physique. Dans cette partie d'étude on a utilisé les données carotte pour faire la modélisation des cartes en iso-porosité des 6 drains constituant le réservoir RI (D5) et Ra (D4 ; D3, D2, ID, D1).

1. Carte isoporosité du drain D5 (Fig 35):

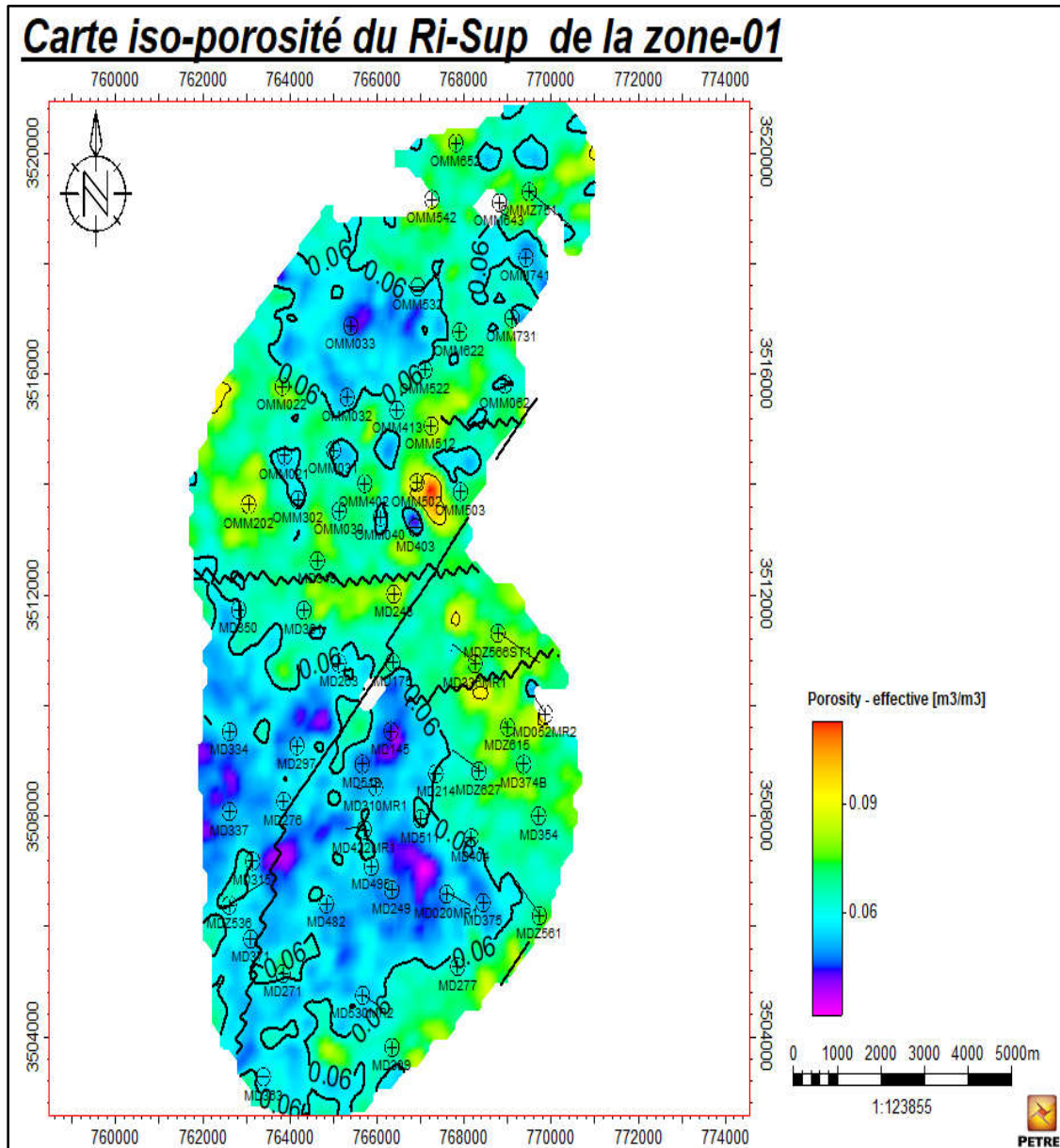


Fig 35: Carte en iso porosité de RI-Sup

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

La carte en iso porosité du drain RI-sup montre généralement une porosité moyenne à moyenne , la partie de l'extrême de centre montre une très bonne porosité au niveau de puit OMM502 , ainsi la partie de Sud-Est montre une moyenne à bonne porosité de variation 7% à 9.5% .

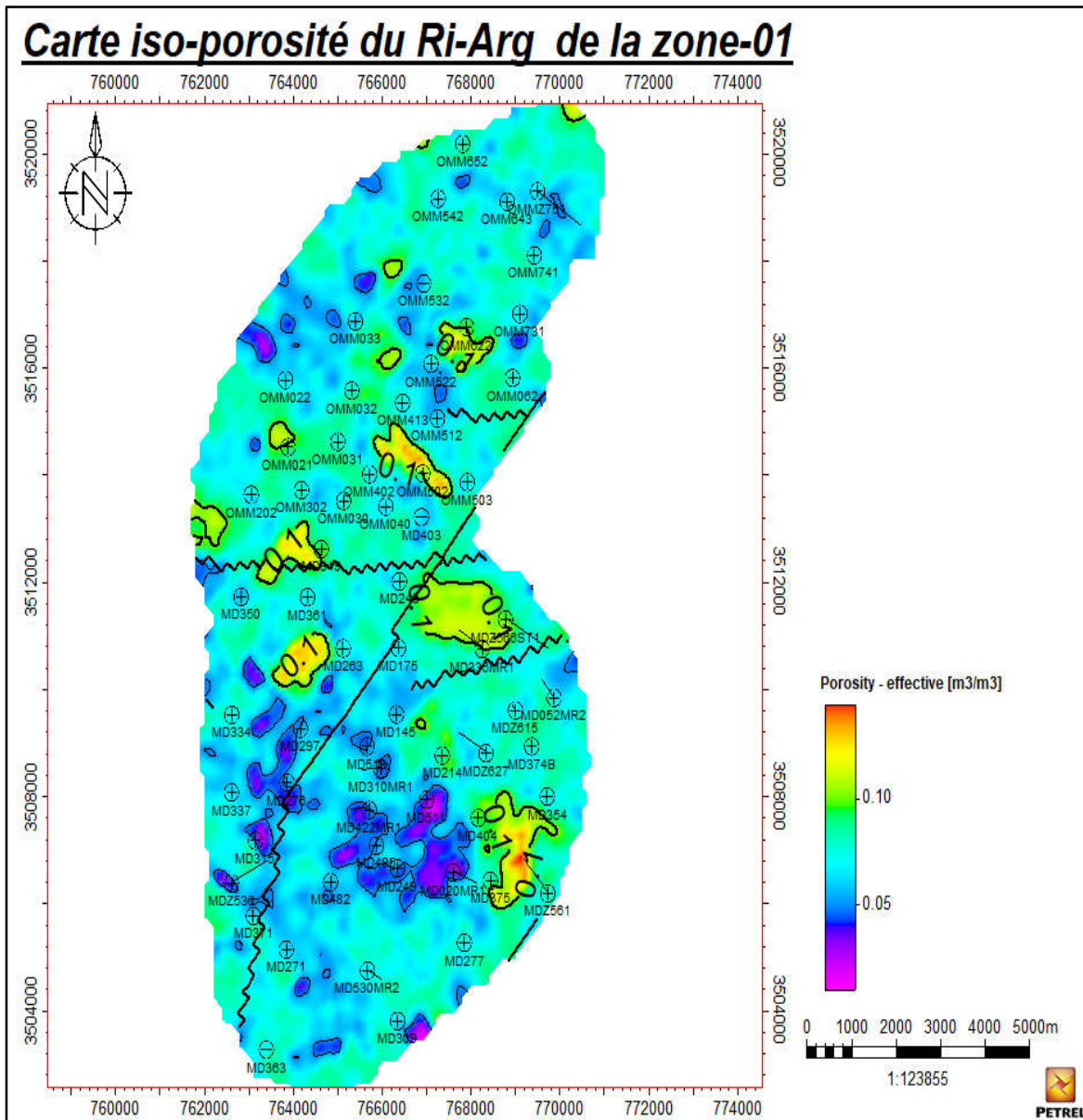


Fig 36: Carte en iso porosité de RI-Arg

La carte en iso porosité du drain RI-Arg montre généralement une porosité moyenne, on remarque une porosité bonne au niveau de puit OMM502 et une partie au Sud-Est.

3. Carte isoporosité du drain D3 (Fig 39):

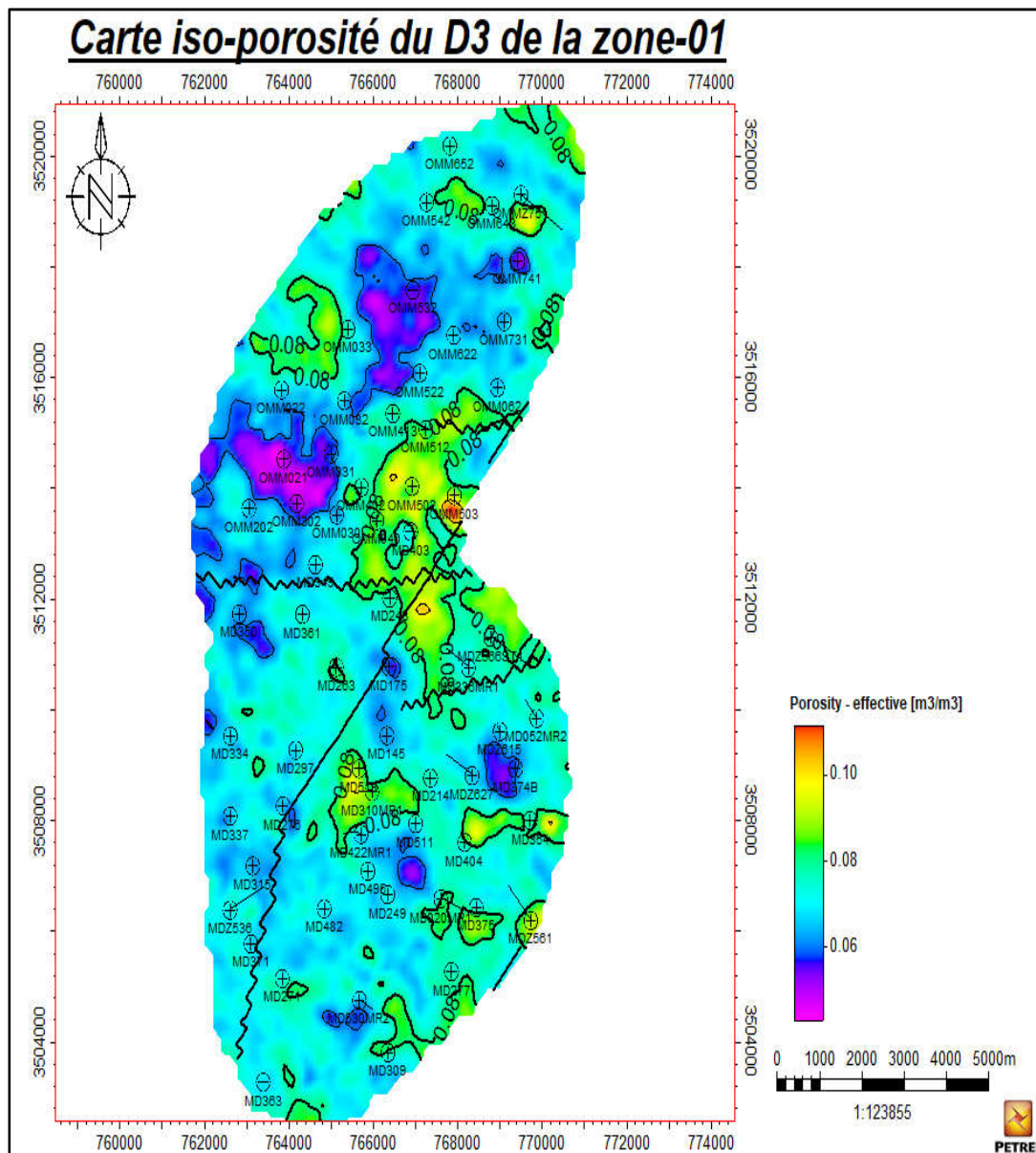


Fig 39: Carte en iso porosité du D3

La carte en iso-porosité du D3 de point de vue général est mauvaise à moyenne ; la partie extrême nord et quelque partie dans le centre à la proximité des puits OMM502, MD403, MD532 on remarquent une amélioration de la porosité.

4. Carte iso porosité du drain D2 (Fig 40) :

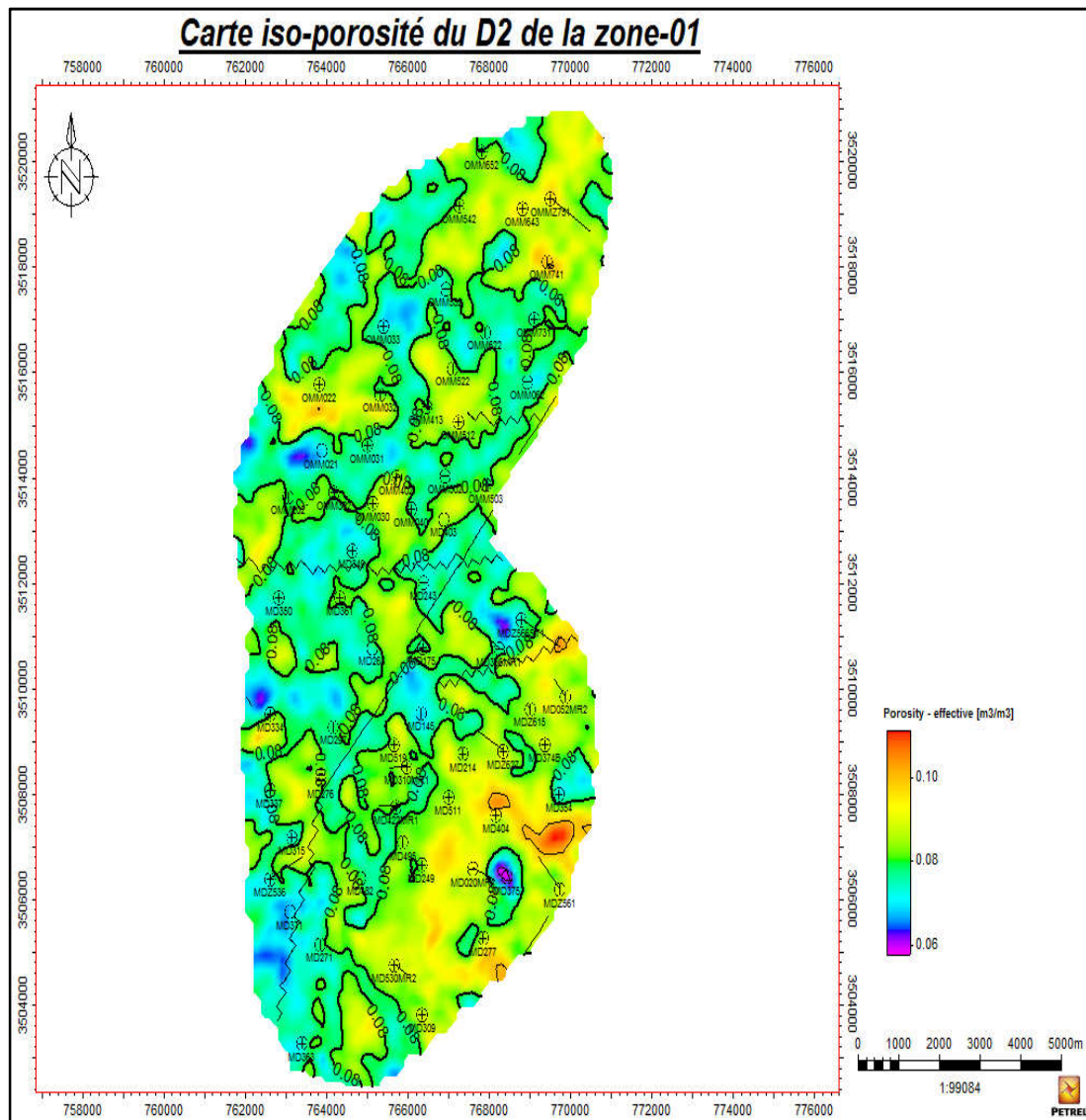


Fig 40: Carte en iso porosité du D2

La carte iso-porosité montre que le drain D2 caractérisé par des valeurs de porosité entre de 4 à 12%, dans l'extrême de la partie Nord-est et sud, on observe une meilleure valeur de porosité à la proximité du puits MD354, la majorité des valeurs de porosité moyen (9%) distribuent dans une grande distension, la plus faible porosité est située dans les puits: MD020MR, OMM021, MD688ST1.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.1.3- Interprétation:

La connaissance de la porosité est le facteur primaire pour la caractérisation d'un réservoir. La variation de la porosité est hétérogène. Elle varie généralement dans notre zone entre (1% à 15%). On note que les meilleures valeurs de porosité sont dans le drain ID. Les sédiments cambriens du Réservoir R1 ont subi une perte de porosité, c'est pour cela qu'elle s'est dégradée et qu'elle ne dépassant pas 15%. Cette perte a été causée par deux facteurs : L'enfouissement et la compaction des dépôts par les puissantes séries sédimentaires du paléozoïque, mésozoïque et tertiaire ont causé la première phase de perte de porosité. Les sédiments du cambrien R1 ont subi une diagenèse très poussée provoquant ainsi une deuxième perte de porosité.

I.2. Cartes en Iso-Perméabilité:

I.2.1- Introduction:

Le gisement de Hassi-Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambro-Ordovicien, respectivement de bas en haut ; R3, R2, R1 (Ra, Ri). Les puits implantés dans la zone 01 produisent du réservoir cambrien R1 qui possède des propriétés pétro-physiques aptes à la production. La perméabilité, joue un rôle critique dans les modèles construits pour la caractérisation d'un réservoir, l'estimation des réserves et les prévisions de production.

I.2.2- Analyse des Cartes:

Cette deuxième partie de l'étude pétro-physique focalise sur la perméabilité caractérisant l'écoulement dans les réservoirs Ra et Ri de la zone 01. Les cartes en iso-perméabilité des drains constituant le réservoir Ra ont été tracées.

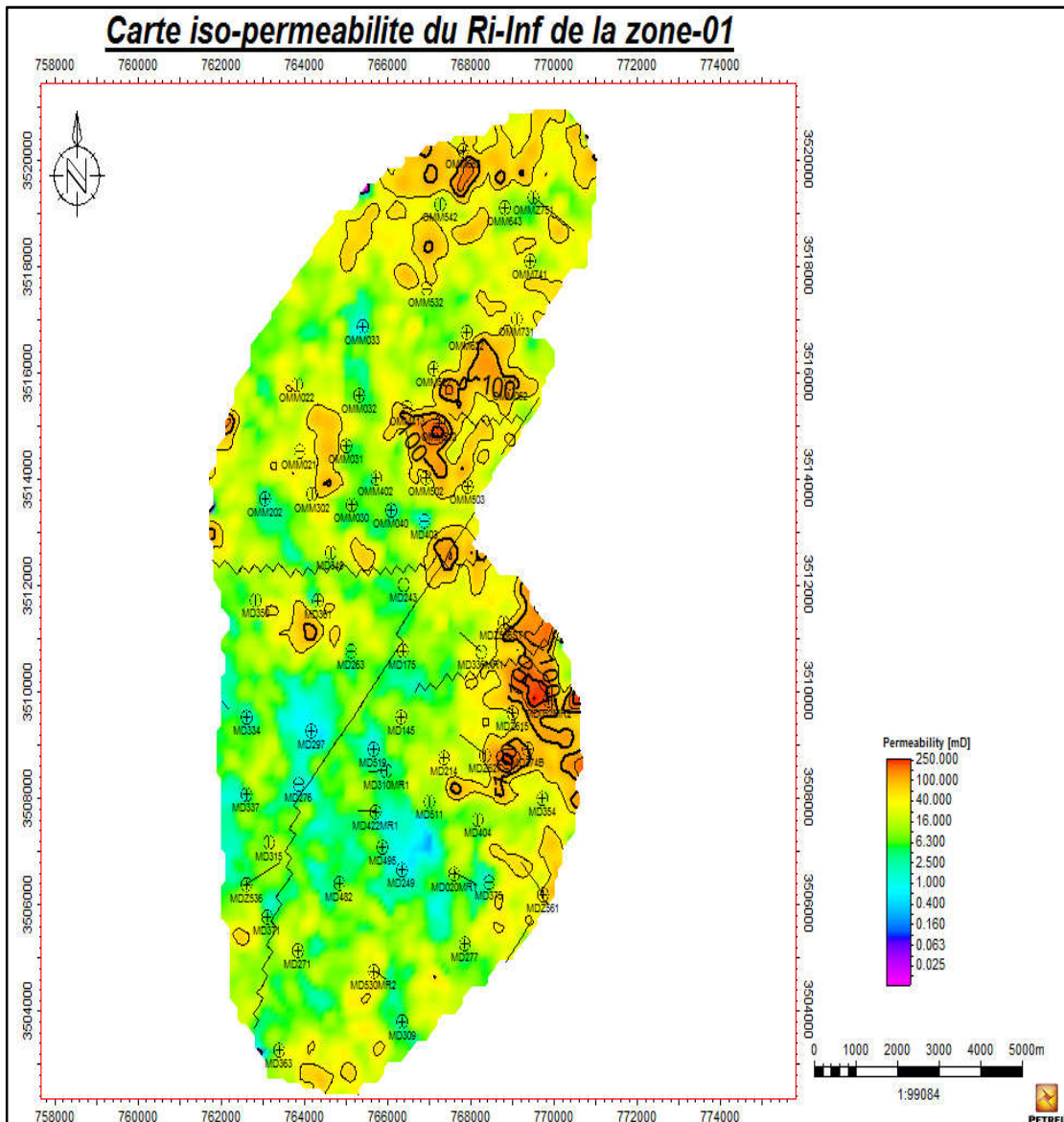


Fig 45: Carte en iso perméabilité de RI-Inf.

L'analyse de la carte iso-perméabilité au niveau du RI-Inf montre une perméabilité généralement moyen à bonne (6 à 50 md), la partie Sud-ouest montre une mauvaise valeur de perméabilité.

4. Carte iso perméabilité du drain D2 (Fig 48) :

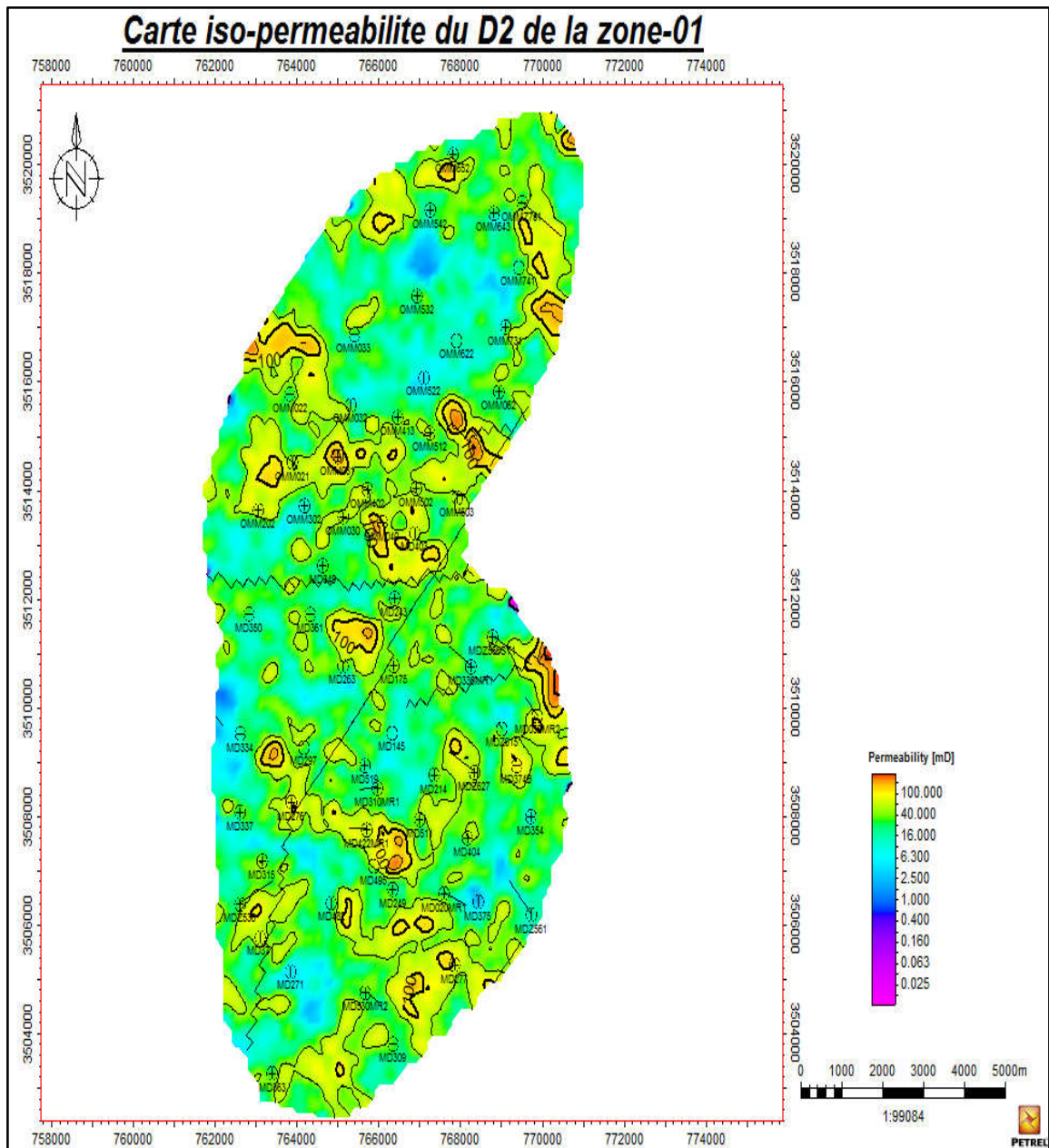


Fig 48: Carte en iso perméabilité de D2

On cite dans le drain D2 une perméabilité bonne à moyenne (16 à 140 md). La perméabilité de ce drain est forte et hétérogène, les valeurs maximale (supérieur 100md) situé dans l'extrémité de la partie Nord Est et Sud Est ; et les valeur faibles (entre 5et 30md) sont dispersent au centre de drain et quelques mauvaises valeurs dans la partie Sud-ouest (MD 334) et au Nord -Est à la proximité des puits (OMM622).

5. Carte iso perméabilité de l'inter drain ID (Fige 49) :

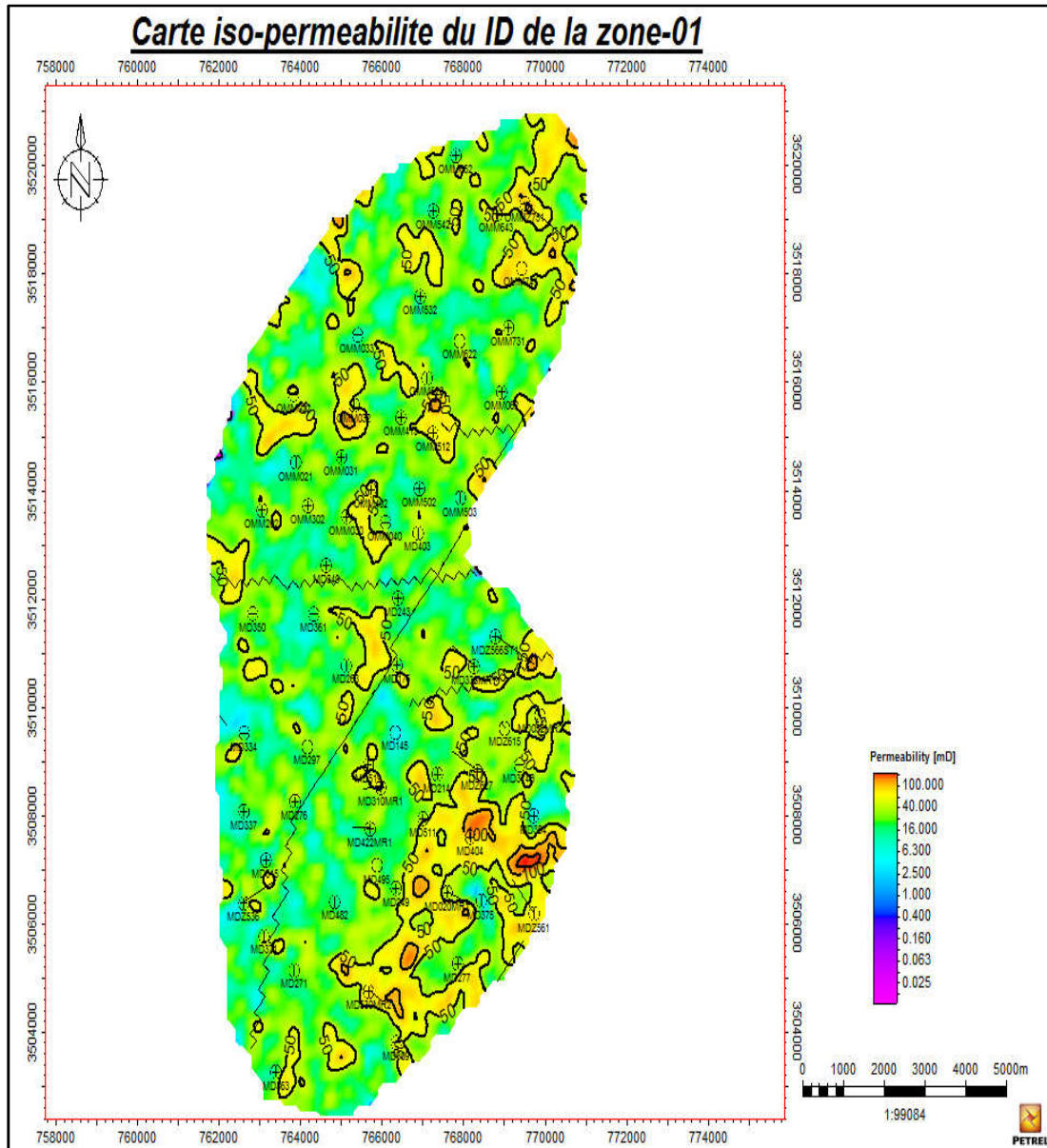


Fig 49: Carte en iso perméabilité d'ID.

L'inter drain ID est marqué par une répartition de perméabilité généralement hétérogène avec une bonne perméabilité au Sud-Est du secteur où une petite extension de terrains dépasse les 100 md surtout au niveau de puits MD404 par contre les parties situées à l'extrême Sud-ouest sont caractérisées par de faibles valeurs varie entre 6 et 30md (jusqu'à 6 md surtout au niveau des puits MD334, MDZ536, MD301, MD337, MD383) les restes valeurs sont moyennes varie entre 16-90 md.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.2.3- Interprétation :

Les sédiments cambriens constituant le réservoir Ri et Ra sont caractérisés par des perméabilités hétérogènes qui varie entre 0.1 à 200 en allant du très mauvaise à moyenne et parfois bonne perméabilité. D'après les cartes iso-valeurs des paramètres pétrophysiques on constatent que le drain D1 est de bonne caractéristiques pétrophysiques, Cela est causée par :

- La diagenèse très poussée affectant le milieu de dépôts qui est très anciens.
- Les fissurations sont généralement peu développées.
- Les fissures vides (ouverts) améliore la perméabilité par contre les fissures sont fermées ou remplies de sel ou silice ou argile.

I.3. Cartes en Iso-Water Saturation:

I.3.1- Introduction:

L'objectif pétrolier à Hassi-Messaoud réside dans Les sédiments cambriens qui sont saturé en huile. Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur -3380m. Actuellement il se situe dans la cote -3289m dans la plupart des puits de la zone 01.

I.3.2- Analyse des Cartes en iso-water saturation :

Dans le but de savoir l'évolution de volume d'eaux occupé les pores du réservoir cambrien Ra de la zone 1 HMD, on a effectué une modélisation des cartes en iso-water saturation des drains ; D5, D4, D3, D2, D1, D1.

1. Carte Saturation d'eau du drain D5 (Fig 51) :

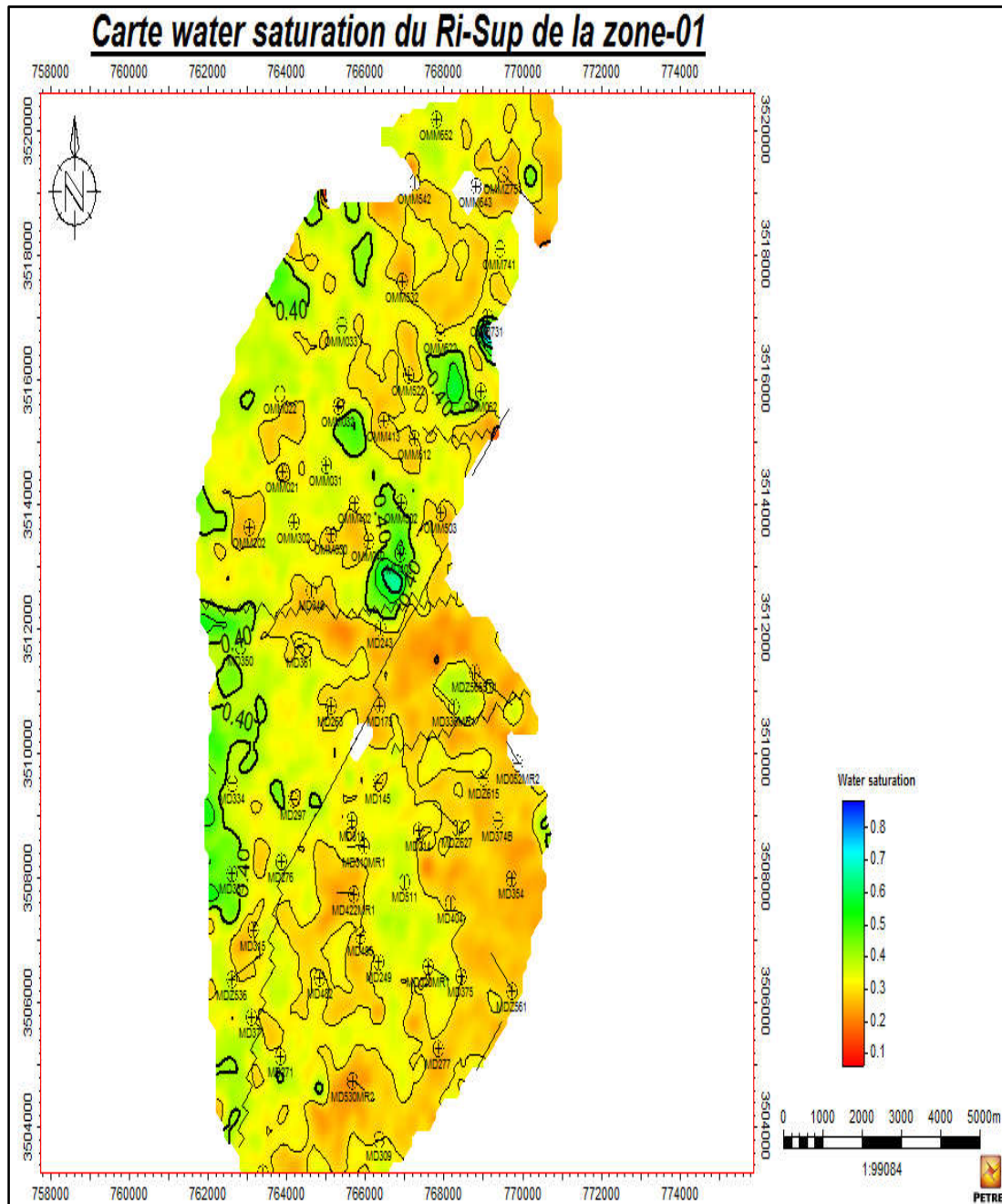


Fig 51: Carte Saturation d'eau du RI-Sup.

L'analyse de la carte Water Saturation montre que la teneur en eau est généralement faible (0.2 à 0.5)

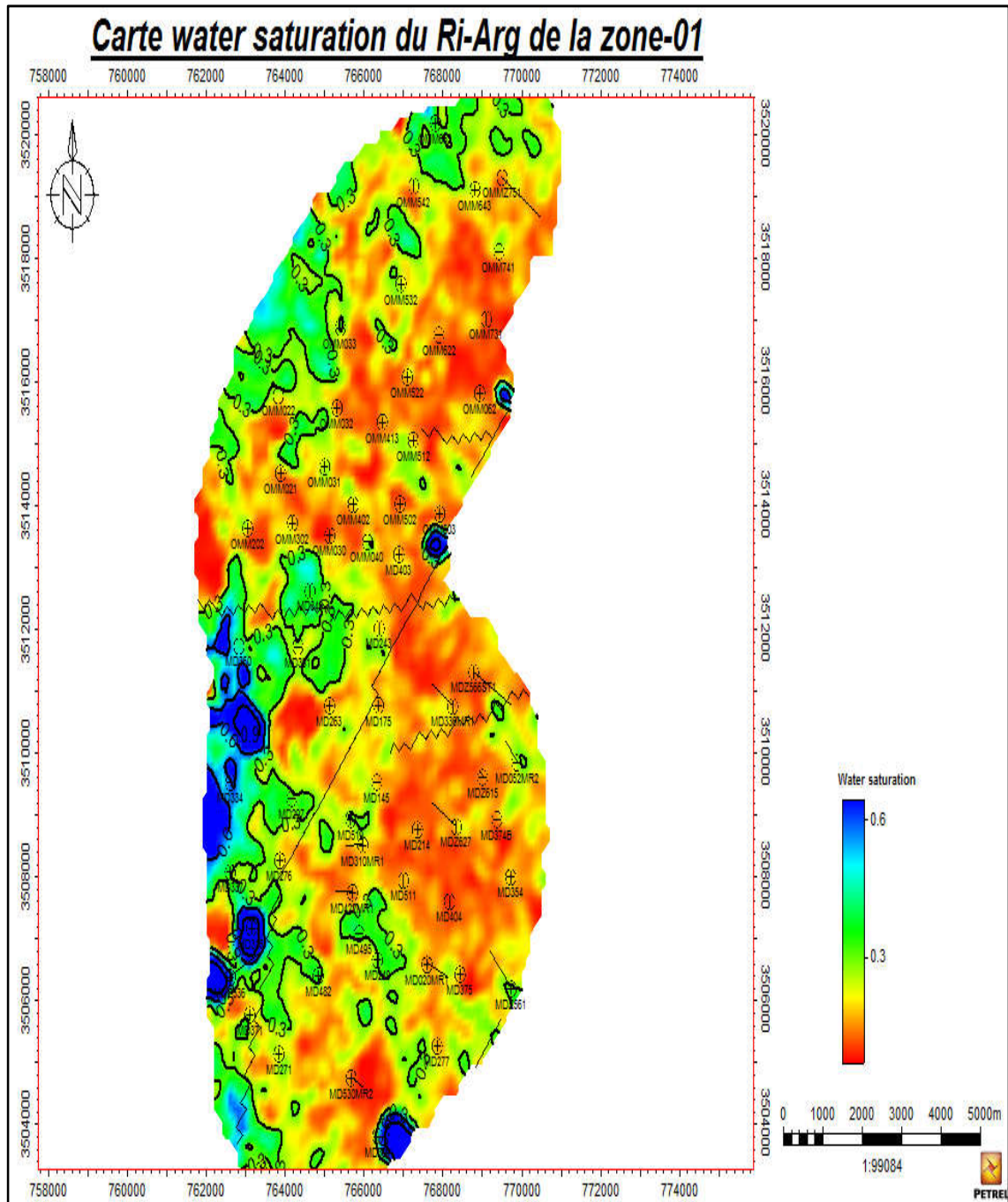


Fig 52: Carte Saturation d'eau du RI-Arg.

La carte Saturation d'eau du drain RI-Arg montre une faible saturation d'eau au Nord-Est et Sud-Est, la partie Nord-Ouest et Sud-Ouest montre une variation de 3 % à 9 %

2. Carte Saturation d'eau du drain D4 (Fig. 54) :

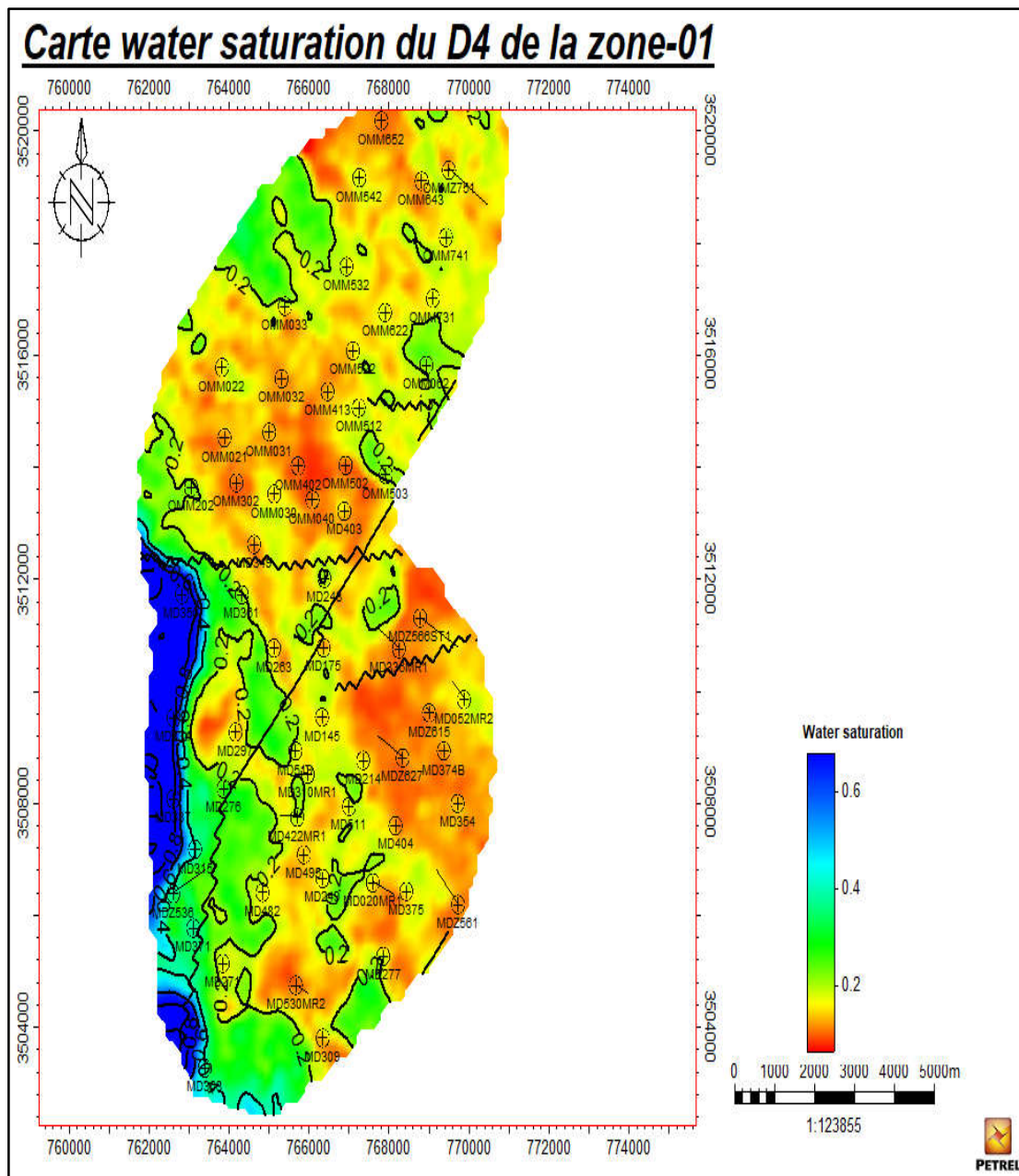


Fig 54: Carte Saturation d'eau du D4.

L'analyse de la carte de saturation en eau du D4 montre que la SW varie entre 40 % et 80 % à l'ouest et au sud-ouest, en particulier au niveau des puits MD350, MD334, tandis que les autres parties ont une saturation généralement faible.

4. Carte Saturation d'eau du drain D2(Fig 56) :

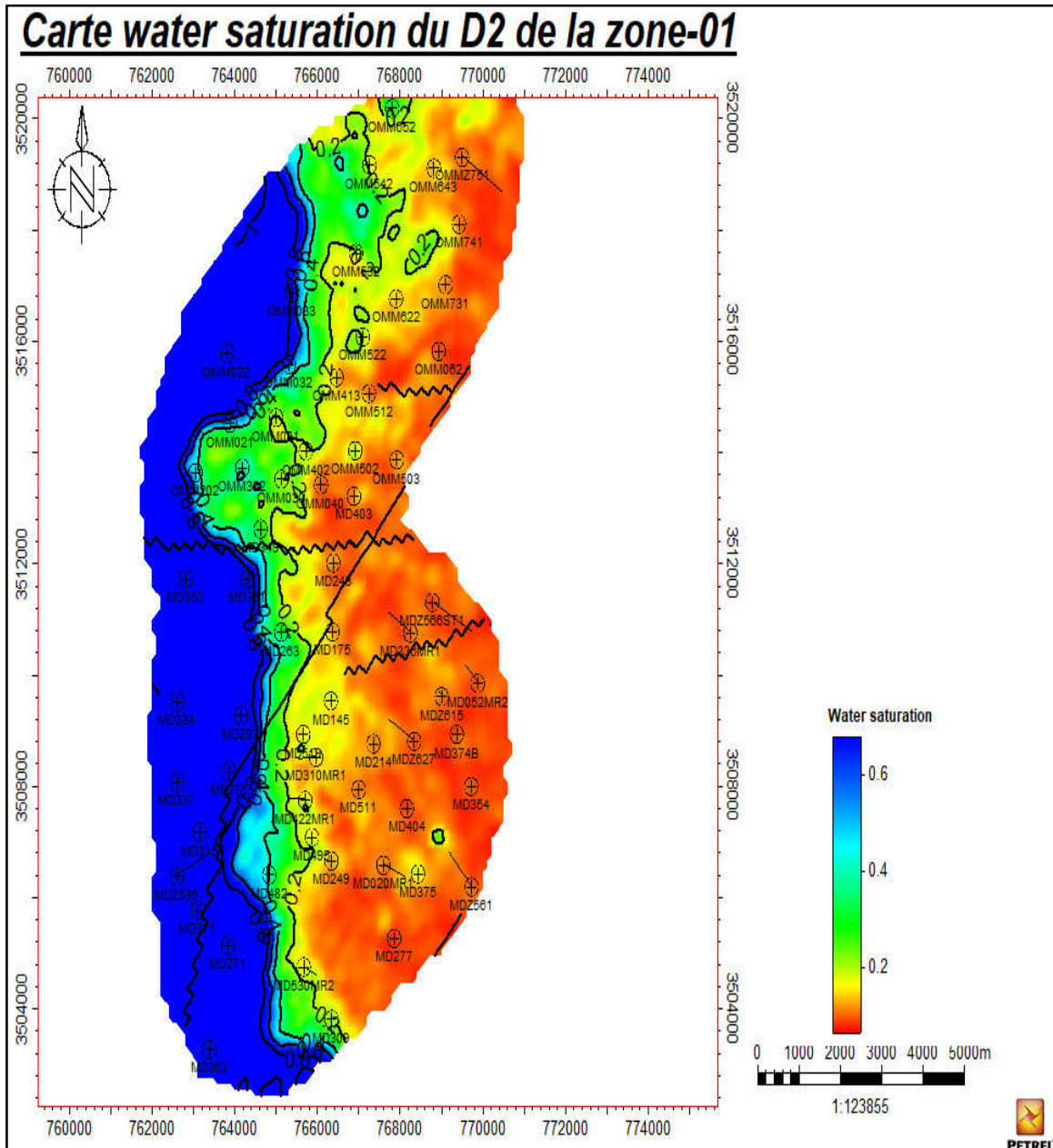


Fig 56: Carte Saturation d'eau du D2.

On cite dans la carte de saturation d'eau du drain D2 une augmentation de la teneur du SW , variée entre(80 % à 100 %) au Ouest , par contre à l'Est les valeurs du saturation sont démunie(0% à 20%).

5. Carte Saturation de l'inter drain ID (Fig 57) :

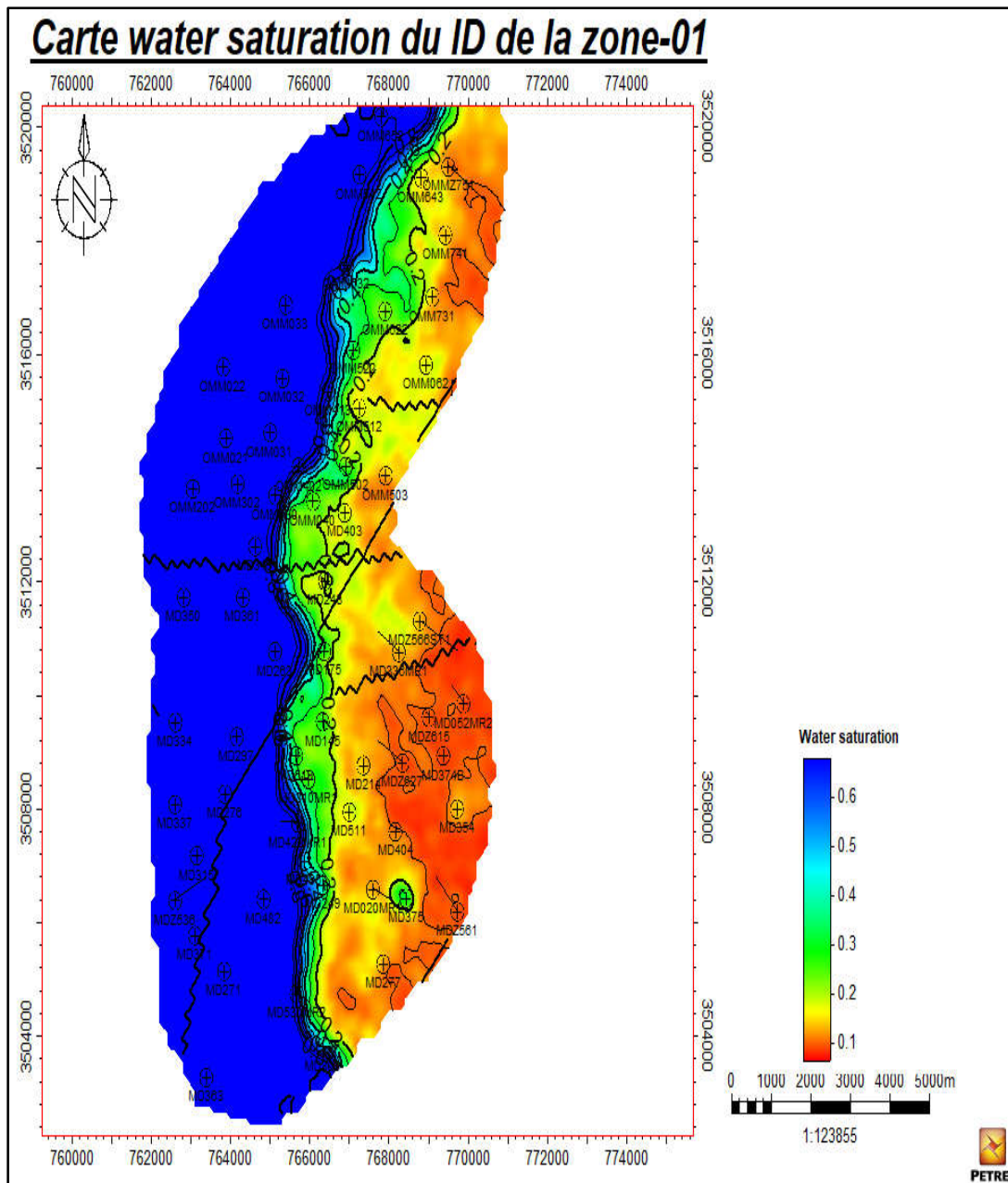


Fig 57: Carte Saturation d'eau du ID.

L'analyse de la carte saturation d'eau du ID montre que la partie Ouest est complètement saturés d'eau par contre les parties situées à l'extrême Est sont marqués des valeurs faibles (0% à 15%)

6. Carte Saturation d'eau du drain D1(Fig 58) :

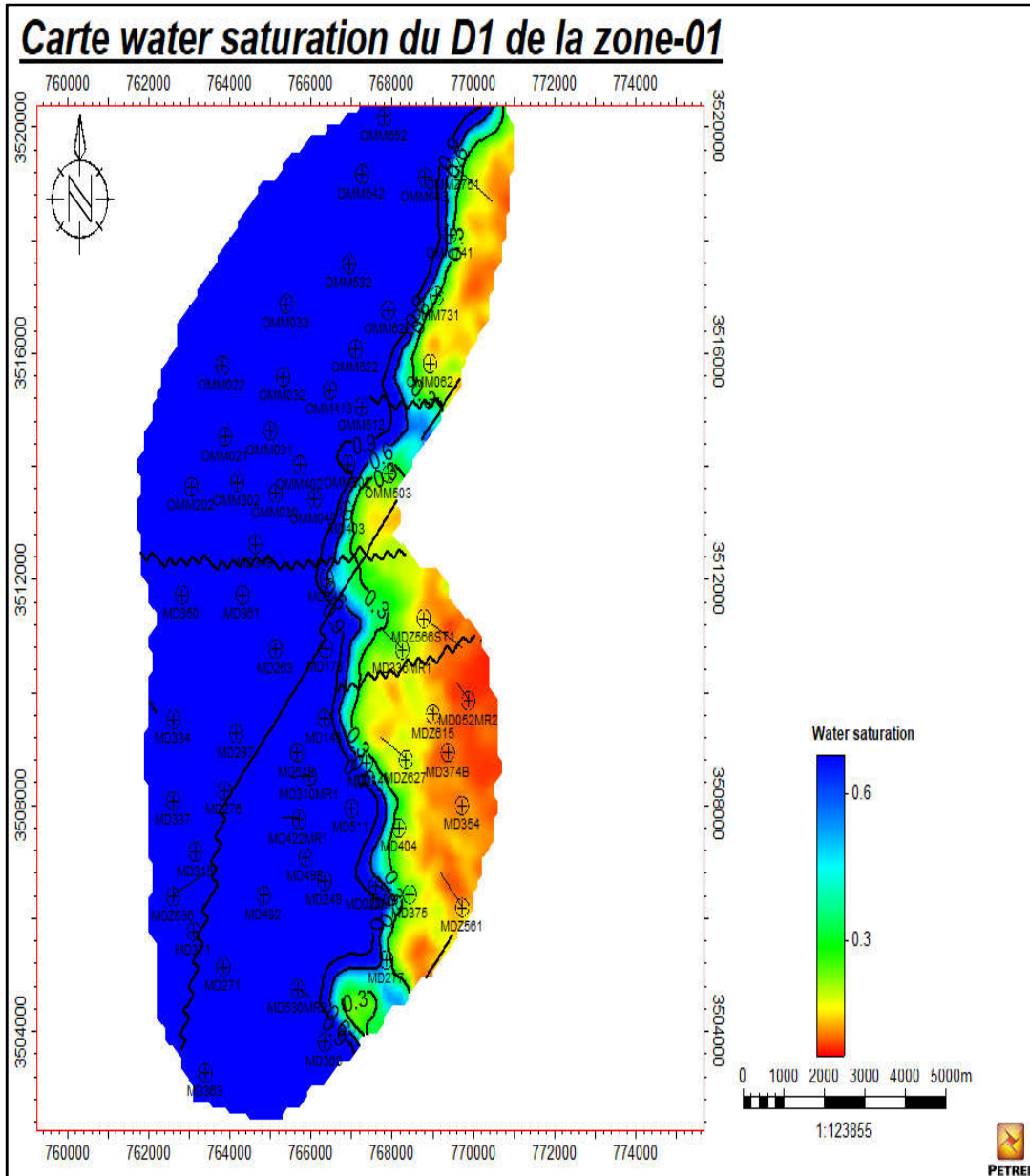


Fig 58: Carte Saturation d'eau du D1.

La carte saturation d'eau du drain D1 montre que ce drain est généralement saturés d'eau , juste les parties Nord-Est et Sud-Est sont marquées par des valeurs faibles saturation.

I.4. Carte en Iso pâques:

I.4.1-Introduction:

La région de Hassi-Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. Les dépôts cambriens qui sont représentés par des grès et des quartzites sont les mieux connus et constituent d'important réservoirs (Ri, Ra). Les mouvements hercyniens jouent un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate forme saharienne et dans la distribution des roches réservoirs à savoir la mole de Hassi-Messaoud. La limite entre le paléozoïque et le mésozoïque est caractérisée par un arrêt de sédimentation favorisant ainsi le phénomène d'érosion.

I.4.2- Analyse des Cartes:

L'environnement paléogéographique du gisement d'Hassi-Messaoud est influencé par le processus de dégradation qui s'est matérialisé par des variations d'épaisseurs. Afin d'étudier l'impact du phénomène d'érosion sur l'état du réservoir R1 de Hassi-Messaoud on a procédé à faire une modélisation des cartes en iso pâque des drains D5, D4, D3, D2, ID et D1.

2. Carte iso pâque du drain D4 (Fig 60) :

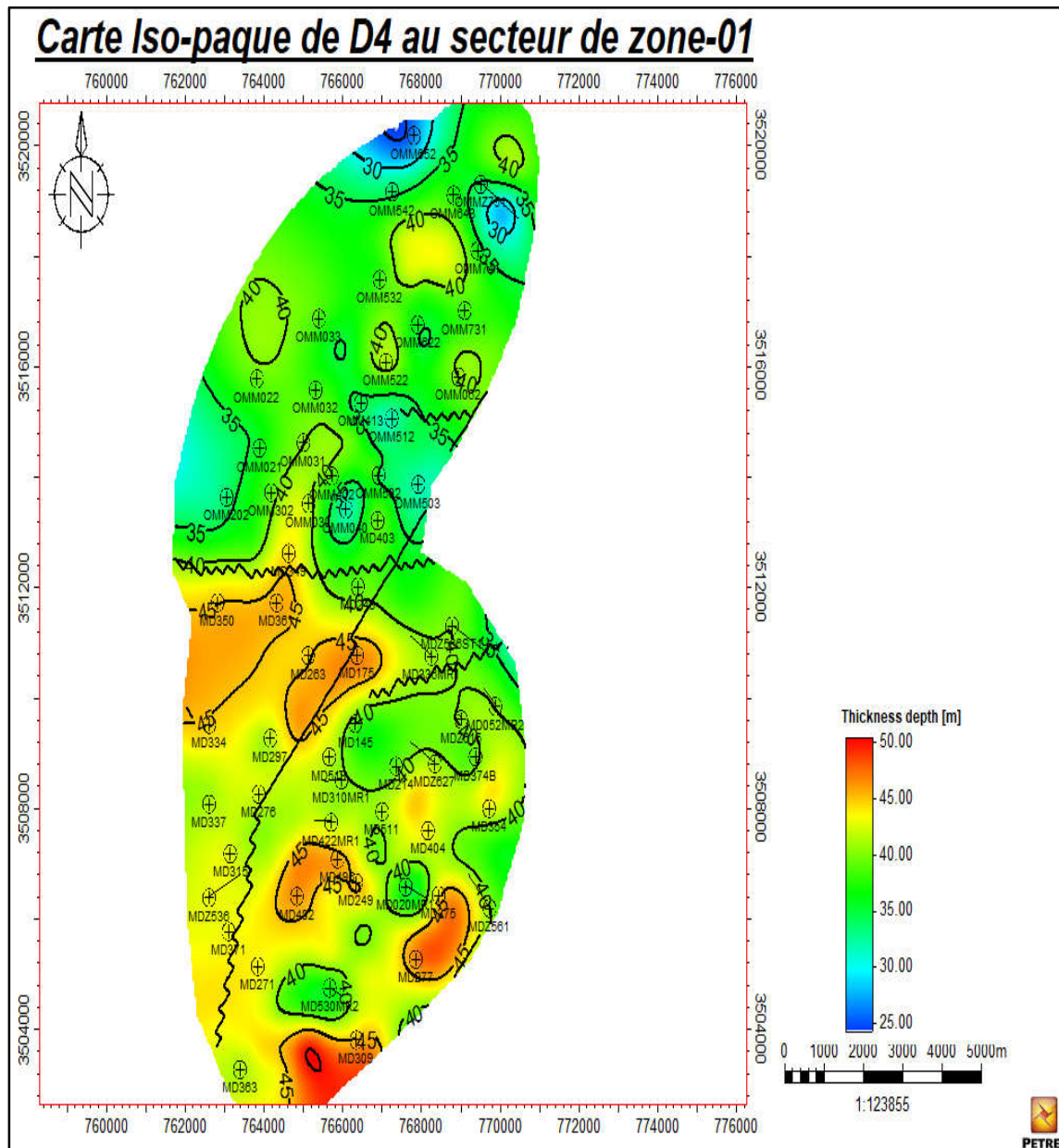


Fig 60: Carte iso pâque de D4.

L'analyse de la carte iso pâque de D4 représente une variabilité des épaisseurs entre 25 à 50 m, la partie la plus importante des épaisseurs est au centre et l'extrême Sud du drain, la meilleure épaisseur dans cette partie atteint (45-50 m), alors que la partie d'extrême nord est d'épaisseur de 30 à 40 m.

4. Carte iso pâque du drain D2 (Fig 62) :

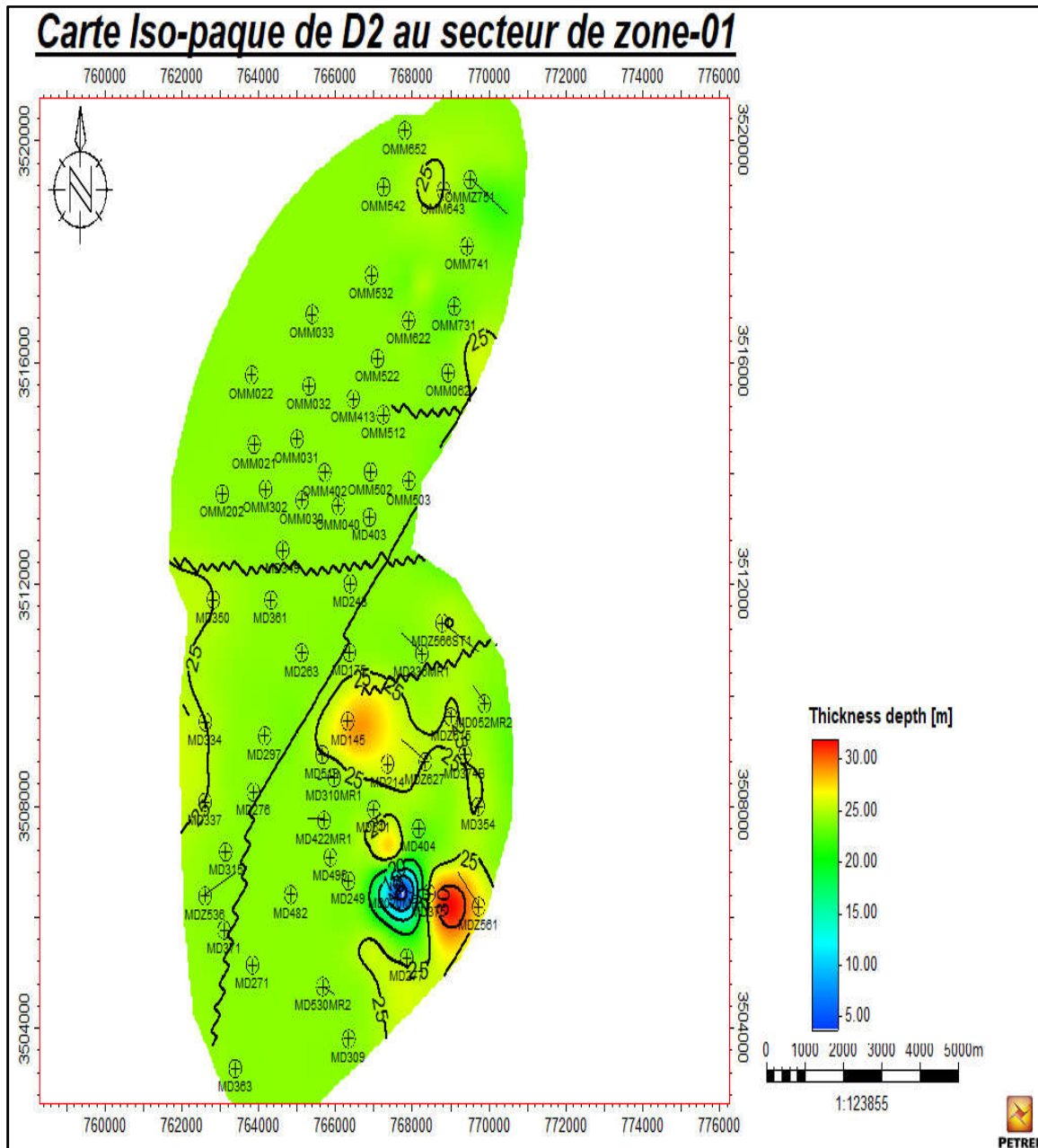


Fig 62: Carte iso pâque de D2.

L'analyse de la carte iso pâque D2 semble une épaisseur de réservoir varie entre (5 à 30m), les épaisseurs les plus importantes cités à l'extrême Sud-Est. Il est traversé par des puits MDZ561, MD277 c'est la meilleure épaisseur qui atteindre à 30m.

5. Carte iso pàque d'inter drain ID (Fig 63) :

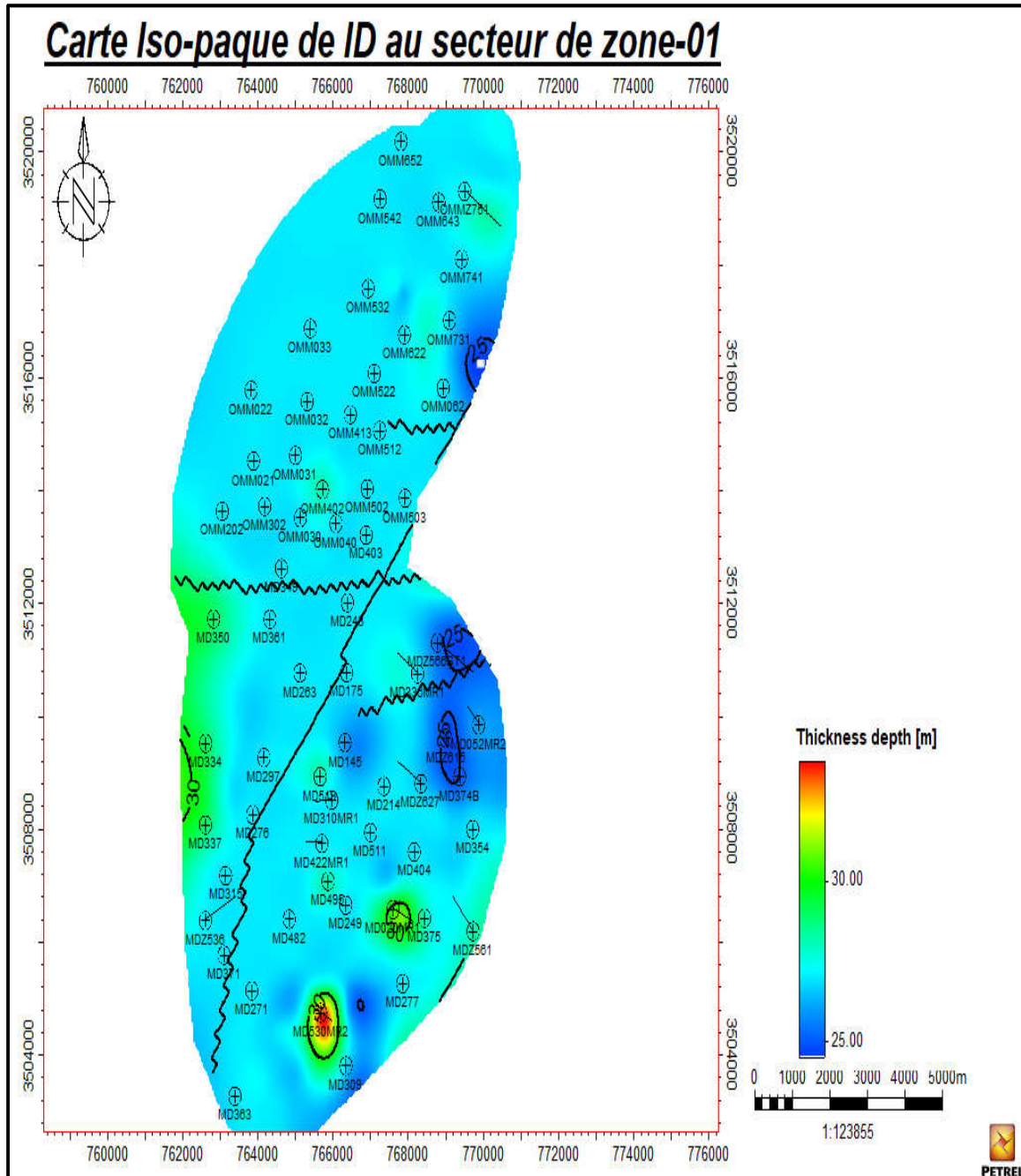


Fig 63: Carte iso pàque d'ID.

La lecture de la carte en iso pàque d'ID montrer une variation faible des épaisseurs varient entre (20 à 35 m) résultant la structure subi-tabulaire de cette drain, l'amincissement touché la partie Sud-Est de drain qui résultant une mince épaisseur est

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

augmenter vers le Nord et Sud-Ouest ou situe la partie plus épaisse de drain qui traversent par de puits MD350, MD334, MD337 le maximal épaisseur il atteindra à 35m.

6. Carte iso pâque du drain D1 (Fig 64) :

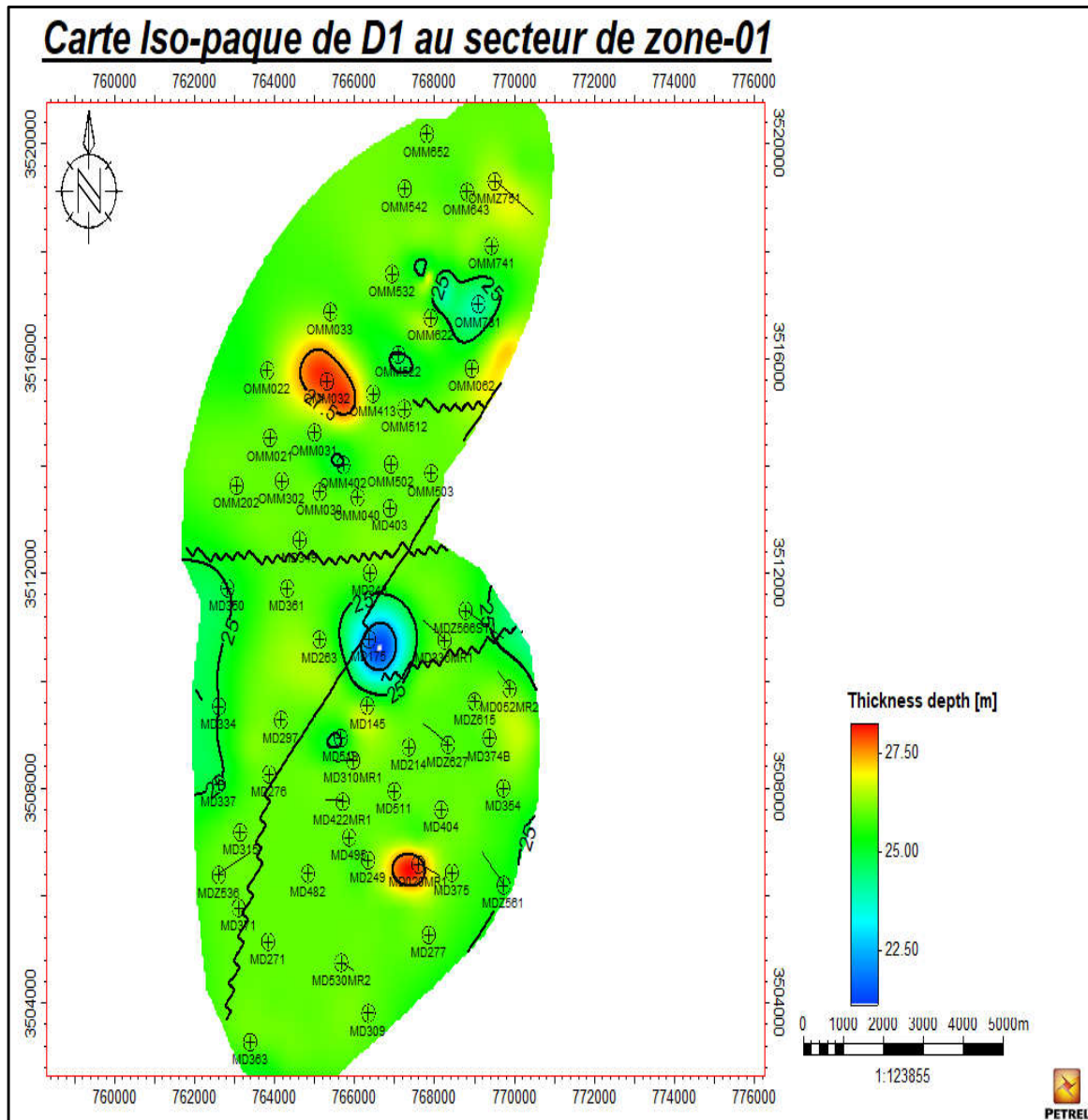


Fig 64: Carte iso pâque de D1.

L'analyse de la carte iso pâque de D1 représente généralement une épaisseur de 25 m, la partie plus épaisse dans le centre à proximité de puits OMM032 et au Sud-est MD020MR, il a diminué progressivement à faible épaisseur (22m) dans le Centre, on remarque plus faible épaisseur (21m) juste à proximité de puit MD175.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.4.3-Interprétation :

Les cartes en iso pâque de la zone 01 montrent que les drains D5 est touché par l'érosion hercynienne. Alors que les drains qui participent à la production dans cette zone sont ; D5,D4,D3,D2, ID et D1 d'une épaisseur moyenne de 30m.

Discussion :

Après analyse des cartes d'iso porosité et iso saturation on remarque une certaine contradiction dans les résultats et cartes dont nous disposons à savoir:

- Les cartes d'iso porosité :

Dans la carte du Ri-sup on remarque une faible valeur de porosité au niveau de faille alors qu'elle devrait être bonne a très bonne dans les endroits des cassures, ce problème est observé sur toutes les cartes d'isoporosité (**fig. : 35 , 36 , 37, 38 , 39, 40, 41 , 42**) .

Les cartes d'iso saturation :

On remarque aussi que les drains D2, ID, D1 sont saturé complètement d'eau et cela montre qu'il y a quelque chose qui cloche parce que c'est un résultat illogique.

Cette contradiction est due probablement à un manque des données ou à une erreur lors de la saisie au programme.

I.5. Les coupes géologiques de la zone 01 :

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 des drains, D5, D4, D3, D2, ID, D1, ainsi que leur variation d'épaisseurs y compris les failles.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.5.1. Coupe géologique (Fig 65) :

Cette figure montre le caractère aplati de la structure, avec un maximum d'érosion presque dans le centre de la coupe (N-S). Dans la partie Ouest la structure n'est pas affectée par l'érosion. On remarque aussi la présence de l'effet tectonique des Horst et Graben structural est bien déterminé voir (fig 65).

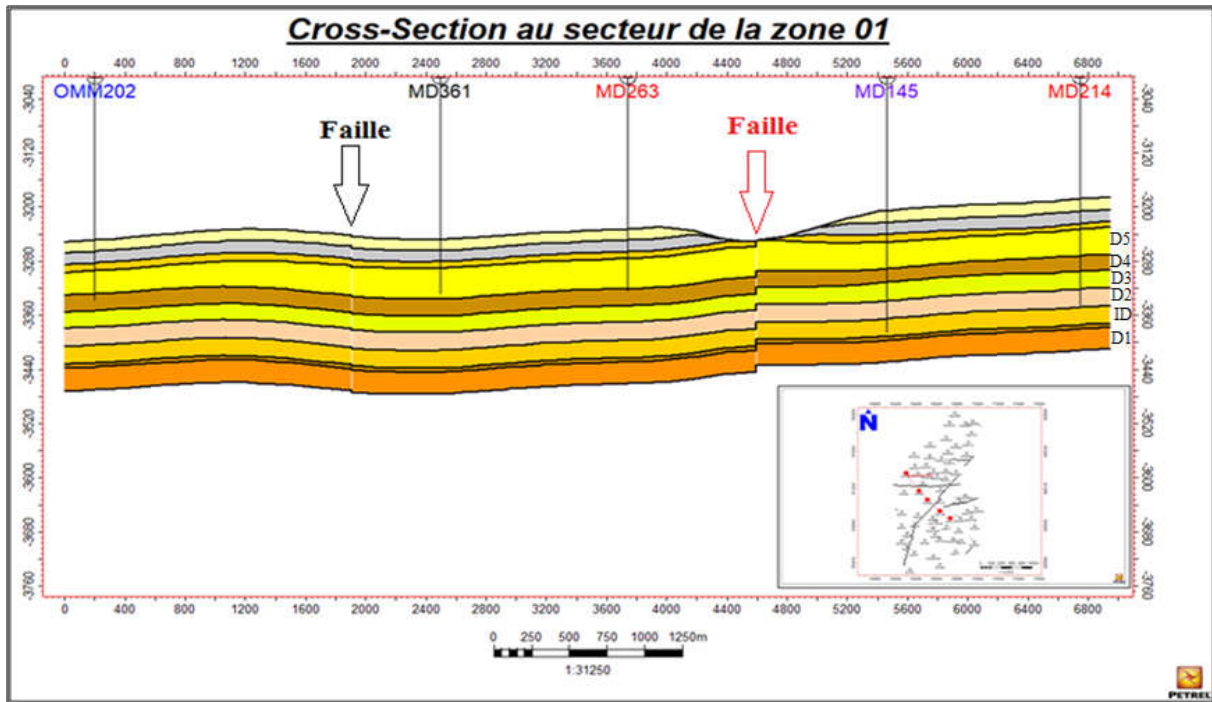


Fig 65: Coupe géologique N-S.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.5.2. Coupe géologique N-S (Fig 66) :

Cette coupe recoupant la zone 01 de Nord au Sud-Est, montre l'existence d'une faible érosion au Nord sur le puits OMM532 et dans une autre partie presque au centre de la zone. On observe une complexité de 4 failles majeures, la faille la plus effectuée au Sud-Est.

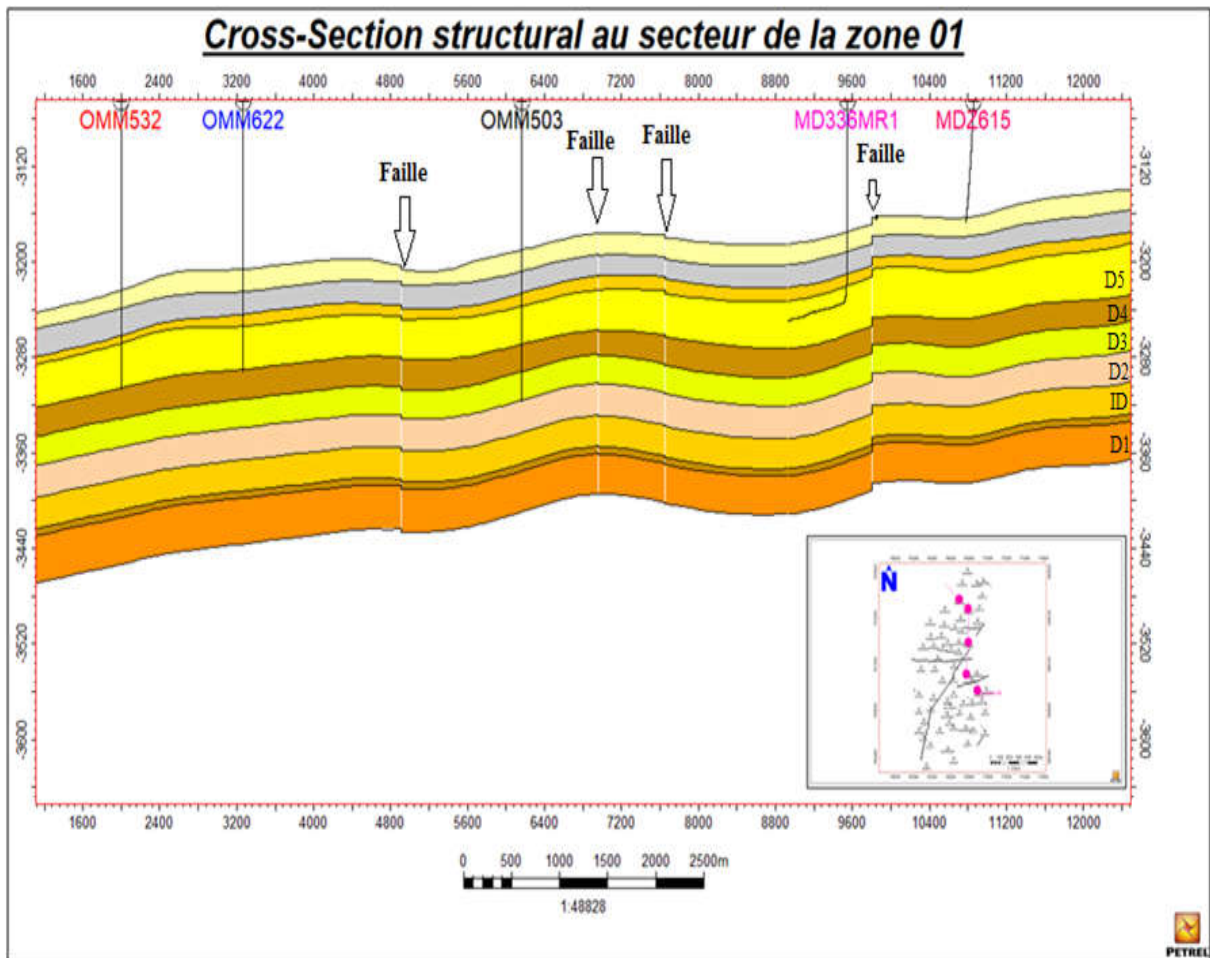


Fig 66: Coupe géologique N-S.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.5.3. Coupe géologique :

L'analyse de la coupe montre que La teneur en eau diminue Progressivement en allant du D1 vers D3, la teneur en eau dans RI-Arg est plus que Ri-Sup et RI-Inf

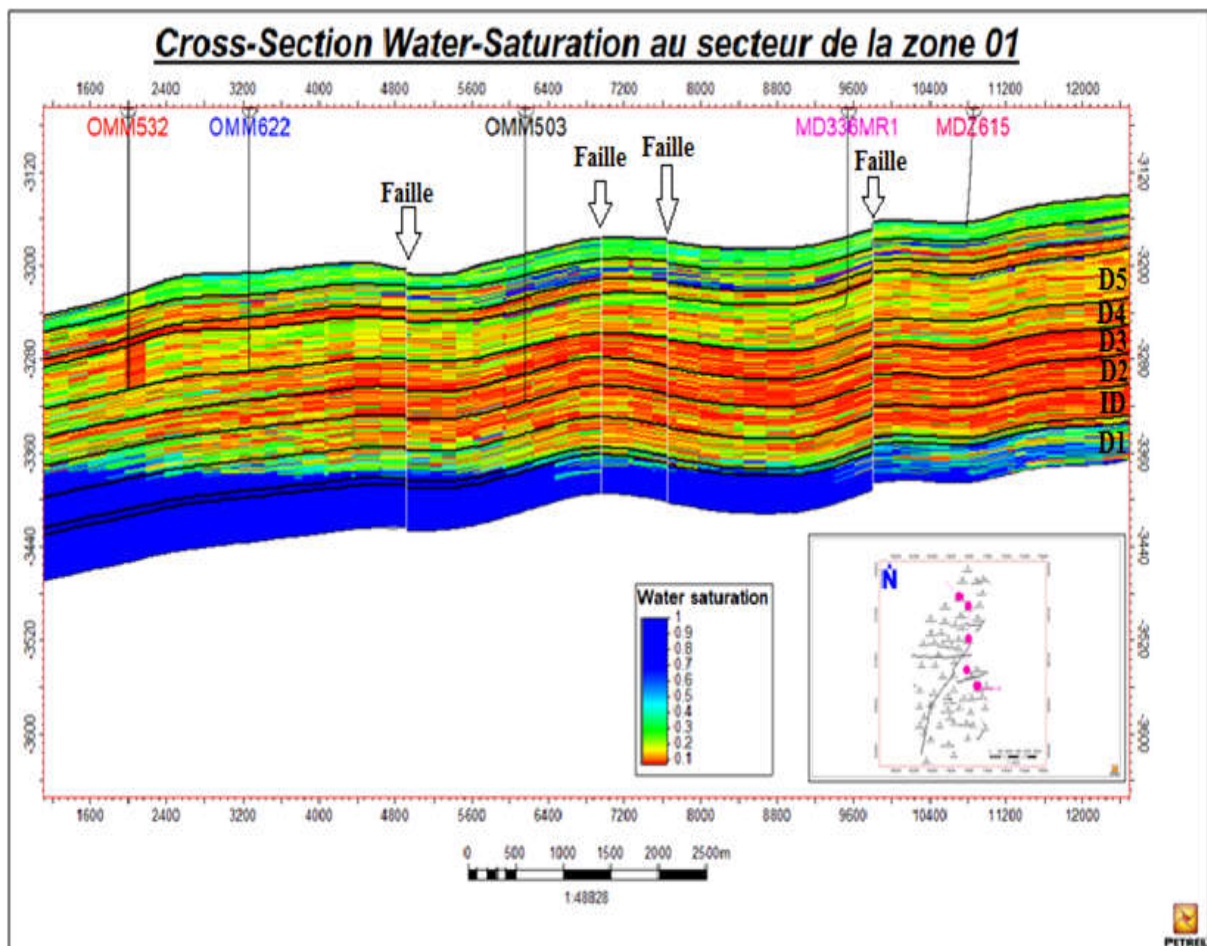


Fig 67: Coupe géologique défini la saturation d'eau du drain.

CHAPITRE IV : Caractérisation pétrophysique

I.6. Corrélations par diagraphie :

Cette corrélation N-S reliant les puits OMM202, MD361, MD263, MD145 qui montre la structure forme un synclinal avec une variation spatiale des épaisseurs au cours des dépôts des différents drains (D5, D4, D3, D2, D1, D1) du réservoir R1. Ainsi, des augmentations d'épaisseurs sont enregistrées vers le Ouest.

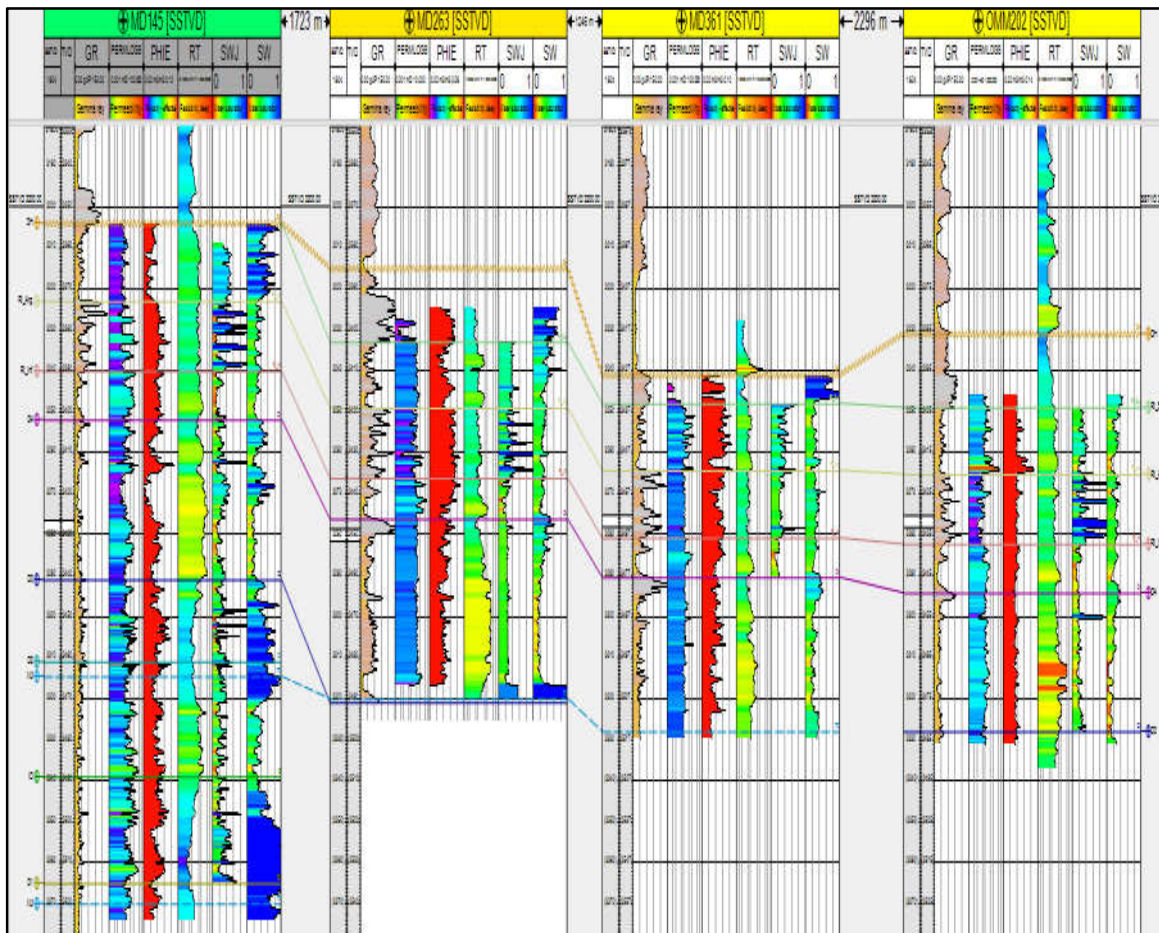


Fig.68 : Corrélation N-S recoupe les puits OMM202, MD361, MD263, MD145.(petrel 2015).

Conclusion Général

Conclusion général

Le champ géant de Hassi Messaoud, considéré comme les plus grands champs des hydrocarbures en Algérie et au monde. Ce champ est subdivisé en plusieurs zones (25 zones) selon les caractéristiques géologiques et de productivité des zones.

Le travail réalisé dans ce mémoire est focalisé sur la zone 01 caractérisé par une grande hétérogénéité géologique, influençant ainsi sur l'exploitation de cette zone. L'étude géologique de cette zone a mené à subdiviser le réservoir cambrien en deux réservoirs à savoir R isométrique (Ri) et R anisométrique (Ra).

Le réservoir Ri(D5) est caractérisé par grès quartzite, fin à moyen. Ciment argilo-siliceux. Passées de silt stone tigrillites diffuses. Le réservoir Ra (D4, D3, D2, ID, D1) est caractérisé par grès moyen à grossier. Ciment siliceux rarement argileux (kaolinite) passées de silt stone. Les résultats essentiels obtenus au terme de cette étude sont récapitulés comme suit:- Le réservoir présente des bonnes caractéristiques pétrophysiques au Sud-Est et Nord-Est de la zone mais est assez médiocres au Nord-Ouest et Sud-Ouest.

Le modèle structural a été réalisé par l'outil de Schlumberger **Petrel**, il en ressort les points suivants :

La zone 01 est traversée par 05 failles 02 faille majeure dont de direction (E-O) ;(SO-NE) ; et 03 faille secondaire L'érosion hercynienne a médiocre effet. La réalisation des cartes isobathe de toit et le mur de réservoir R1 avec les coupes géologiques locales et les corrélations dans différentes directions nous a permis de mettre en évidence la structure globale du réservoir de la Zone 01 en forme monoclinale.

L'établissement de modèle 3D des paramètres pétrophysiques dans tous les drains du réservoir de la Zone 01 nous a renseignés sur l'évolution spatiale de ces paramètres. Après l'analyse des cartes des propriétés réservoir, on peut conclure que les paramètres pétrophysiques à savoir, la porosité et la perméabilité sont généralement faibles à moyennes et parfois bonnes. En général, La porosité est hétérogène, elle varie de 1% jusqu'à 15%. La perméabilité est hétérogène faible à moyenne et parfois bonne dans le réservoir R1. La perméabilité totale varie de 0.1mD et peut atteindre 200mD. Par contre, dans les zones fracturées elle peut atteindre 100 à 1000 mD. Ce qui suggère que le

Conclusion Général

réservoir de HMD est probablement produit par fissuration remplies par le sel ou argile ou colmatés par silice par contre la fissuration ouverte amélioré la perméabilité. .

D'après l'étude pétrophysique, les meilleures propriétés de réservoir se rencontrent dans les secteurs Nord-Est et Sud-Est. La saturation en eau est faible dans le Nord-Est par contre dans le Sud-ouest et Nord-Ouest est saturé d'eau .

La modélisation géologique a permis de montrer que les propriétés réservoir: structural, pétrophysiques sont étroitement liés aux mouvements tectoniques. A cet effet, ces propriétés ont prévalues dans la zone à la proximité des failles et à leur position structurale par apport au plan d'eau.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES :

1. **BEICIP-FRANLAB** (1995). Caractérisation pétrophysique du réservoir cambrien du champ du Hassi Messaoud. *Rapp*, Interne Division Production /Sonatrach (inédit).
2. **BEICIP-FRANLAB** (2010). Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud : Études et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud. *Rapp*(inédit).
3. **BEICIP-FRANLAB** (1984). Champ de Hassi Messaoud, Alegria « étude de la Zone 20AB », *Rapport préparé pour Sonatrach*, 213p (inédit).
4. **BEICIP-FRANLAB**. (2008). Modélisation géologique du secteur nord du gisement Hassi Messaoud. IFP-Paris-France (inédit).
5. **BESSA F** (2004). Reservoir characterization and reservoir modeling in the northwestern part of Hassi Messed field Algeria. *PhD Thesis in Geology. Univ Hamburg. Germany*, 98p.
6. **HOMER A** (1967). Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grés du cambrien (Ri+Ra) ; Edition technip. SONATRACH / BEICIP-FRANLAB (inédit).
7. **KELKOULIM**. (2009). Modélisation de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud à l'aide du PETREL. *Mém. Ing en Géologie Pétrolière. INH*, 117p.
8. **KOCEIR S** et **GUERRIDA F** (2012). Essai de modélisation de la porosité du réservoir Cambro-ordovicien à l'aide des méthodes d'estimation et de simulation géostatistique : Cas de la zone 3 - Champ de Hassi Messaoud – Sud Algérien, *Rapp*, p 42 (inédit).
9. **MASSAD;RUHLANDM ET** Problématique de l'intrusif intra-cambrien et ses conséquences sur les qualités de réservoir et le développement dans le secteur SW du champ HMD en forage horizontale et en short radius, *Rapp* ;23-33 ;14-22p, (inédit).
10. **SLB-Schlumberger information solutions** (Next Schlumberger 2013) - Petrel (TMTHOUVENINJ(1972). Structure et fracturation du champ d'Hassi-Messaoud (Algérie) 2^{ème} partie-application au réservoir Cambrien de Hassi Messaoud au nord, nouvelle interprétation tectonique : Revue de IFP, Paris. N ° 27/5, p.665-713.
11. **PERRODON A** (1985). Géodynamique pétrolière : **genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures**. 2^{ème} édition. Edition ELF Aquitaine. Paris Pau, 385p.
12. **SH/DP/EP** (Novembre 2006). Modélisation 3D Zones 14, 15,16 champ HMD, *Rapp* ;182p.
13. **SH/DP/EP** (Décembre 2002). Workflow tools: Vol. 1, 00p; Vol. 2, 256p; Vol. 3, 356p; Vol. 4, 233p; Vol. 6, 125p.