

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 Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Des Hydrocarbures

THEME

**Caractérisation Pétrophysique et Modélisation de réservoir
Cambrien, Champ D'El Gassi, Bassin D'Oued M'ya,
Sud Est Algérien**

Présenté par

**SADOUKI Ezzedine
OUALAH Mohammed Lamine
ZOUZOU Mohammed Siradj**

Soutenu publiquement le 22/06/2019

Devant le jury :

| | | |
|--------------------|--------------------------------|-----------------------|
| Président : | M ^{me} BEGUIRET Lilia | M. C. B Univ. Ouargla |
| Promoteur : | M. LAOUINI Hamza | M. A. A Univ. Ouargla |
| Examineur : | M. AMEUR ZAIMECHE Ouafi | M. A. A Univ. Ouargla |

Année Universitaire : 2018/2019

المخلص

تتميز خزانات الكمبري من حقل El Gassi بعدم تجانس قوي إلى حد ما يرتبط من ناحية بهندسة أجسام الحجر الرملي ومن ناحية أخرى لظواهر تكتونية مهمة للغاية. كشفت الدراسة البتروفيزيائية عن توزيع غير متجانس للمسامية بالإضافة إلى نفاذية هذا الخزان. علاوة على ذلك ، أتاحت النتائج البتروفيزيائية (المسامية والنفاذية) والنتائج الهيكلية والليتولوجية التي تم الحصول عليها بناء نموذج جيولوجي ثلاثي الأبعاد لخزان الكمبري من برنامج Petrel. هذا النموذج ، يظهر أن خصائص الخزان الهيكلية ، البتروفيزيائية ترتبط ارتباطاً وثيقاً بالحركات التكتونية. لهذا الغرض ، سادت هذه الخصائص في منطقة قريبة من الانكسارات

الكلمات الرئيسية : خزان كمبري، حقل القاسي، دراسة بترو فيزيائية، النمذجة

RESUMÉ

Les réservoirs cambriens du champ El Gassi, sont caractérisés par une hétérogénéité assez forte liée d'une part à la géométrie des corps gréseux et d'autre part aux phénomènes tectoniques très importants. L'étude pétrophysique a révélé une distribution hétérogène de la porosité ainsi que de la perméabilité au niveau de ces réservoirs. Par ailleurs, les résultats pétrophysiques (porosité et perméabilité), structurales et lithologiques obtenus ont permis de construire à partir du logiciel Petrel un modèle géologique en 3D du réservoir cambrien. Cette modélisation, a permis de montrer que les propriétés réservoir ; structural, pétrophysiques sont étroitement liés aux mouvements tectoniques. A cet effet, ces propriétés ont prévalu dans la zone à la proximité des failles.

Mots-Clés : Réservoir Cambrien, Champ El Gassi, Caractérisation Pétrophysique, Modélisation.

ABSTRACT

The Cambrian reservoirs of the El Gassi field are characterized by a rather strong heterogeneity linked on the one hand to the geometry of sandstone bodies and on the other hand to very important tectonic phenomena. The petrophysical study revealed a heterogeneous distribution of porosity as well as permeability at these two reservoirs. Moreover, the Petrophysical (porosity and permeability), structural and lithological results obtained made it possible to build from the Petrel software a 3D geological model of the Cambrian reservoir. This modeling, has shown that the reservoir properties; structural, petrophysical are closely related to tectonic movements. For this purpose, these properties have prevailed in the area near the faults.

Keywords : Cambrian Reservoir, El Gassi field, Petrophysical characterization, Modeling.

DEDICACE

Tout d'abord, louange à Allah qui m'a guidé sur le droit chemin tout au long de mon cursus et m'a inspiré les bons pas et les justes reflexes.

A mon très cher père Aziz

Tu as su m'entourer d'attention, m'inculquer les valeurs nobles de la vie, m'apprendre le sens du travail, de l'honnêteté et de la responsabilité.

Merci d'avoir été toujours là pour moi, un grand soutien tout au long de mes études.

Les mots ne pourront jamais exprimer la profondeur de mon respect, ma considération, ma reconnaissance et mon amour éternel.

Puisse Dieu te préserver et t'accorde santé, longue vie et bonheur.

A ma très chère mère Akila

La lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur.

Tes prières ont été pour moi un grand soutien tout au long de mes études.

J'espère que tu trouveras dans ce modeste travail un témoignage de ma gratitude, ma profonde affection et mon profond respect.

Puisse Dieu tout puissant te protéger du mal, te procurer une longue vie, santé et bonheur.

A ma sœur Amina, son mari Djamel, et leurs enfants : Abderrahmane, Safaa, Wafaa et Seifeddine :

Merci pour votre encouragement et votre soutien, je vous souhaite une vie pleine de bonheur, que Dieu vous protège et vous garde.

A ma sœur Ouarda

Je te remercie pour tes paroles d'encouragement que tu as su prononcé, ton soutien extraordinaire que tu m'as offert. Je te souhaite une longue vie pleine d'amour, de bonheur et de réussite.

A tous les membres de ma famille, petits et grands

A mes chers collègues : Siradj et Ezzedine

A tous mes amis de la faculté des hydrocarbures et sciences de la terre et l'univers et énergies renouvelables de l'université d'Ouargla

Mohammed Lamine. O

Tout d'abord, louange à Allah qui m'a guidé sur le droit chemin tout au long de mon cursus et m'a inspiré les bons pas et les justes reflexes.

A mon très cher père Ahmed

Tu as su m'entourer d'attention, m'inculquer les valeurs nobles de la vie, m'apprendre le sens du travail, de l'honnêteté et de la responsabilité.

Merci d'avoir été toujours là pour moi, un grand soutien tout au long de mes études.

Les mots ne pourront jamais exprimer la profondeur de mon respect, ma considération, ma reconnaissance et mon amour éternel.

Puisse Dieu te préserver et t'accorde santé, longue vie et bonheur.

A ma très chère mère Faouzia

La lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur.

Tes prières ont été pour moi un grand soutien tout au long de mes études.

J'espère que tu trouveras dans ce modeste travail un témoignage de ma gratitude, ma profonde affection et mon profond respect.

Puisse Dieu tout puissant te protéger du mal, te procurer une longue vie, santé et bonheur.

A ma sœur Fatma zohra ,Kenza et son mari oussama, mon frère Med Ali et Med seghir :
Merci pour votre encouragement et votre soutien, je vous souhaite une vie pleine de bonheur, que Dieu vous protège et vous garde.

A tous les membres de ma famille, petits et grands

A mes chers collègues : Med lamine et Ezzedine

A tous mes amis

A tous mes amis de la faculté des hydrocarbures et sciences de la terre et l'univers et énergies renouvelables de l'université d'Ouargla

Mohammed Siradj. Z

Tout d'abord, louange à Allah qui m'a guidé sur le droit chemin tout au long de mon cursus et m'a inspiré les bons pas et les justes reflexes.

A mon très cher père Belkacem

Tu as su m'entourer d'attention, m'inculquer les valeurs nobles de la vie, m'apprendre le sens du travail, de l'honnêteté et de la responsabilité.

Merci d'avoir été toujours là pour moi, un grand soutien tout au long de mes études.

Les mots ne pourront jamais exprimer la profondeur de mon respect, ma considération, ma reconnaissance et mon amour éternel.

Puisse Dieu te préserver et t'accorde santé, longue vie et bonheur.

A ma très chère mère Djamila

La lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur.

Tes prières ont été pour moi un grand soutien tout au long de mes études.

J'espère que tu trouveras dans ce modeste travail un témoignage de ma gratitude, ma profonde affection et mon profond respect.

Puisse Dieu tout puissant te protéger du mal, te procurer une longue vie, santé et bonheur.

A mes adorables sœurs et mes chers frères :

Merci pour votre encouragement et votre soutien, je vous souhaite une vie pleine de bonheur, que Dieu vous protège et vous garde.

A tous les membres de ma famille, petits et grands

A mes chers collègues : Siradj et Med lamine

A tous mes amis

A tous mes amis de la faculté des hydrocarbures et sciences de la terre et l'univers et énergies renouvelables de l'université d'Ouargla

Ezzedine. S

REMERCIEMENTS

A notre maître et présidente de jury :

Mme. BEGUIRETTE Lilia

Nous sommes très sensibles à l'honneur que vous nous avez fait en acceptant la présidence de notre jury.

Nous avons toujours admiré vos qualités humaines et professionnelles ainsi que votre compétence.

Veillez trouver dans ce modeste travail l'expression de notre haute considération et le témoignage de notre profond respect.

A notre maître et juge de notre mémoire :

M. AMEUR ZAIMECHE Ouafi

Nous vous sommes très reconnaissants de l'honneur que vous nous avez fait en acceptant de juger ce travail.

Vos qualités scientifiques, pédagogiques et surtout humaines seront pour nous un exemple à suivre dans l'exercice de notre profession.

Veillez croire à l'expression de notre grande admiration et de notre profond respect.

A notre encadrant :

M. LAOUINI Hamza

Nous vous remercions pour l'honneur que vous nous avez fait en acceptant de diriger ce travail qui grâce à votre esprit didactique et rigoureux et vos précieux conseils a pu être mené à bien.

Vos qualités scientifiques et humaines ainsi que votre modestie nous ont profondément marquées et nous servent d'exemple.

Tout au long de ce mémoire, vous n'avez ménagé ni temps ni effort, malgré les multiples charges qu'implique votre fonction, vous nous avez à chaque fois réservé un accueil aimable et bienveillant.

Veillez trouver ici, cher professeur, le témoignage de notre profonde gratitude et grand respect.

Nous Remercierons aussi :

M. RETMI Laid

Chef de service au Département Réservoir et Engineering – Sonatrach El Gassi

M. CHINOUN Abdelghani

Chef de service au Département Réservoir et Engineering – Sonatrach El Gassi

M. BOUAFIA Imad

Superviseur au Département Réservoir et Engineering – Sonatrach El Gassi

M.NABTI Mohamed Tahar

Superviseur au Département Réservoir et Engineering – Sonatrach El Gassi

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

SOMMAIRE

DEDICACE

Remerciements

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale1

Chapitre I : Généralités sur le champ d'El Gassi

I. Introduction.....2

II. Cadre Régional De Bassin D'oued Mya.....3

II.1-Situation Géographique D'oued Mya.....3

II .2-La géodynamique du bassin d'oued Mya3

III. Cadre Locale.....4

III.1- Situation géographique.....4

III.2-Situation géologique.....5

IV. Aspect Stratigraphique du Champ.....6

IV -1- Le socle.....6

IV -2-La couverture sédimentaire.....6

IV-2-1- Le Paléozoïque.....6

IV -2-1-1-Le Cambro-ordovicien.....6

IV -2-2- Le Mésozoïque.....8

IV -2-2-1- Le Trias.....8

IV -2-2-2-Le Jurassique.....8

IV -2-2-3- Le Crétacé.....9

IV -2-3- Le Cénozoïque.....10

IV -2-3-1- Le Mio- Pliocène.....10

V. La Tectonique du Champ.....10

V-1- Principales phases orogéniques affectant la région.....10

V.2- La Structure d'El Gassi.....11

V-2-1- Interprétation de la carte en isobathe à l'hercynien.....11

V-2-2- Interpretation de carte de linéament du toit de réservoir.....12

| | |
|---|----|
| VI. Système Pétrolier..... | 13 |
| VI.1. La roche mère..... | 13 |
| VI.1.2. La roche couverture..... | 13 |
| VI. 3. Les pièges..... | 13 |
| VI. 4. Migration des hydrocarbures..... | 13 |
| VI. 5. La roche réservoir..... | 15 |
| VII. Conclusion..... | 15 |
| Chapitre II : Caractérisation Statique | |
| I.INTRODUCTION..... | 16 |
| II. RAPPELS..... | 16 |
| II.1. Notion de réservoir, matrice et fluides..... | 16 |
| II.2. Notion de porosité (Φ)..... | 17 |
| II.3. Notion de perméabilité (K)..... | 18 |
| II.4. Saturation en eau (S_w)..... | 19 |
| III. EVOLUTION VERTICALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES..... | 20 |
| III.1. Corrélation des puits dans la Direction Nord -Sud..... | 20 |
| III.1.1.Gassi Core..... | 20 |
| A. Interprétation des logs de porosité | 20 |
| B. Interprétation des logs de perméabilité..... | 20 |
| III.1.2.Gassi Nord..... | 20 |
| A. Interpretation des logs de porosité..... | 20 |
| B. Interpretation des logs de permeabilité..... | 20 |
| III.2. Corrélation des puits dans la Direction est-ouest..... ; | 22 |
| III.2.1.Gassi Core..... | 22 |
| A. Interprétation des logs de porosité..... | 22 |
| B. Interprétation des logs de perméabilité..... | 22 |
| III.2.2.Gassi Nord..... | 22 |
| A. Interprétation des logs de porosité..... | 22 |
| B. Interprétation des logs de perméabilité..... | 22 |
| IV. EVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES..... | 24 |
| IV.1. Interprétation de l'histogramme..... | 24 |
| IV.1.1. Interprétation de l'histogramme de porosité..... | 24 |
| IV.1.2. Interprétation de l'histogramme de perméabilité..... | 24 |

| | |
|---|----|
| IV.2. Interpretation des Cartes..... | 26 |
| IV.2.1 Interprétation des cartes en isoporosité..... | 26 |
| A. Carte en isoporosité de Gassi Nord..... | 26 |
| B. Carte en isoporosité de Gassi Core..... | 26 |
| IV.2.2 Interprétation des cartes en isoperméabilité..... | 27 |
| A. Carte en isoperméabilité de Gassi Nord..... | 27 |
| B. Carte en isoperméabilité de Gassi Core..... | 27 |
| IV.3. Corrélation entre la porosité et la perméabilité..... | 28 |
| IV.3.1.Gassi Nord..... | 28 |
| IV.3.1.Gassi Core..... | 29 |
| V.CONCLUSION | 30 |
| Chapitre III : Modélisation | |
| I.INTRODUCTION..... | 31 |
| II.DEFINITIONS ET CONCEPTS..... | 31 |
| III.DIFFERENTES ETAPES DE MODELISATION..... | 31 |
| III.1.Import Data..... | 32 |
| III.2.Interprétation sismique (Seismic interpretation)..... | 33 |
| III.3.Modélisation des failles (Fault modeling) | 34 |
| III.4.Maillage des piliers (Pillar gridding)..... | 35 |
| III.5.Subdivision stratigraphique (Make horizons)..... | 36 |
| III.6.Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layers)..... | 37 |
| III.6.1.Insertion des zones (Make zones)..... | 37 |
| III.6.2 Insertion des sous-zones (Make layers)..... | 37 |
| III.7.Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D..... | 38 |
| III.8.Modélisation pétrophysique (Petrophysical modeling)..... | 39 |
| III.8.1.Modèle de porosité | 39 |
| III.8.2. Modèle de perméabilité..... | 40 |
| III.9. Définir les contacts (huile/eau) (Make Contacts)..... | 40 |
| III.10.Modèle de volume d'argile (Vsh) | 41 |
| IV.CONCLUSION..... | 42 |
| Conclusion Générale..... | 43 |
| Références Bibliographiques..... | 44 |
| ANNEXE..... | 45 |

Liste des Abréviations

3D : trois dimensions.

GR: Gamma Ray.

GS : Gassi

K: Perméabilité.

Km: kilo mètre.

m: mètre.

mD : milli Darcy.

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

OWC : Oil Water Contact

r : coefficient de corrélation

R : Réservoir.

Ra : Réservoir anisométrique.

Ri : Réservoir isométrique.

SGS : Sequential Gaussian Simulation

Sw: saturation en eau.

Vp : Volume des pores.

Vs : Volume de l'échantillon sans sa porosité.

Vsh : Volume d'argile.

Vt : Volume totale.

Φ: porosité.

Φe : porosité efficace.

Φt : porosité totale

Φden : porosité de densité

Φn : porosité neutronique

Φs : porosité sonique

ρb : Densité de la Formation

ρma : Densité de la matrice

ρf : Densité du fluide

Δt_{log} : Temps de transition de la formation lu sur le log de densité (μs/m)

Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice

Δt_f : Temps de transition du fluide

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure 1 : Situation géographique d'Oued M'ya (SONATRACH/ EXPLOTATION, 1995) | 3 |
| Figure 2 : Situation géographique du champ Gassi El Agreb. (Sonahess, 2007)..... | 4 |
| Figure 3 : Situation géologique du champ EL-GASSI (Wec, 2007) | 5 |
| Figure 4 : Colonne litho Stratigraphique du champ El Gassi (SONAHESS 2003)..... | 7 |
| Figure 5 : Carte en isobathe à l'hercynien (SONAHESS 2005) | 11 |
| Figure 6 : Carte de linéament du du toit de réservoir (Sonatrach 2007)..... | 12 |
| Figure 7 : Pièges et migration dans le bassin d'EL-Gassi (Sonahess, 2007) | 14 |
| Figure 8 : Corrélacion entre les puits de Gassi Core pour le drain RaU3B selon la direction Nord-Sud..... | 21 |
| Figure 9 : Corrélacion entre les puits de Gassi nord pour le drain RaU3B selon la direction Nord-Sud. | 21 |
| Figure 10 : Corrélacion entre les puits de Gassi core pour le drain RaU3B selon la direction Est-Ouest..... | 23 |
| Figure 11 : Corrélacion entre les puits de Gassi nord pour le drain RaU3B selon la direction Est-Ouest..... | 23 |
| Figure 12 : Distribution de porosité dans le réservoir | 24 |
| Figure 13 : Distribution de perméabilité dans le réservoir | 25 |
| Figure 14 : Carte en Isoporosité du Gassi Nord | 26 |
| Figure 15 : Carte en Isoporosité du Gassi Core | 26 |
| Figure 16 : Carte En isoperméabilité du Gassi Nord..... | 27 |
| Figure 17 : Carte En isoperméabilité du Gassi Nord..... | 27 |
| Figure 18 : Corrélacion entre la porosité et la perméabilité de Gassi Nord | 28 |
| Figure 19 : Corrélacion entre la porosité et la perméabilité de Gassi Core..... | 29 |
| Figure 20 : Interprétation de la section sismique de la zone d'étude | 33 |
| Figure 21 : Modélisation des failles dans la zone d'étude..... | 34 |
| Figure 22 : Maillage de Piliers (<i>Pillar gridding</i>) | 35 |
| Figure 23 : Subdivision stratigraphique de la zone d'étude..... | 36 |
| Figure 24 : Insertion des zones dans la zone d'étude | 37 |
| Figure 25 : Insertion des sous-zones dans la zone d'étude | 38 |
| Figure 26 : Mise à l'échelle les logs diagraphie des puits (porosité) | 38 |
| Figure 27 : Modélisation de la porosité | 39 |
| Figure 28 : Modélisation de la perméabilité | 40 |

| | |
|---|----|
| Figure 29 : Model niveau plan d'eau en 3D | 41 |
| Figure 30 : Modèle distribution d'argile en 3D..... | 42 |

Liste des Tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau 1 : Tableau des différents types des données..... | 32 |
|---|----|

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'aventure de l'exploration pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19^{ème} siècle, avec les premières explorations dans le Nord, en 1877, dans la région d'Ain Zeft, près de Relizane, dans l'Ouest de l'Algérie. Depuis, le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploration, qui trouve un nouvel élan dans cette région.

Le champ d'El Gassi est situé au Sud du champ pétrolier de Hassi-Messaoud, il été mis en production en 1959. Les réservoirs cambriens Ri et Ra, sont considérés comme étant les réservoirs principaux dans la région d'El Gassi. Ce sont des réservoirs caractérisés par une hétérogénéité assez forte liée d'une part à la géométrie des corps gréseux et d'autre part aux phénomènes tectoniques très importants. Ces dernières ont générés des failles ainsi qu'une fracturation influant sur les qualités réservoir.

Ce travail consiste a faire une caractérisation de Réservoir cambrien de ce champ par l'analyse des différents paramètres pétrophysiques qui sont clés au réservoir. Ensuite nous allons construire un modèle géologique 3D de réservoir en utilisant le logiciel Petrel. Ce modèle contient toutes les données géologiques disponibles pour faire cartographier la distribution des différents paramètres.

Notre Travail est subdivisé en trois chapitres :

Chapitre I : Etablir le contexte général sur la zone d'étude (champ d'El Gassi).

Chapitre II : Faire une caractérisation Pétrophysique (porosité, perméabilité).

Chapitre III : Explique par étapes la construction du modèle géologique. Le modèle structural représente le squelette de la zone d'étude, à partir de laquelle les Pétrophysique modèles des propriétés ont été construites en utilisant les variogrammes et les algorithmes de modélisation Adéquats.

Ensuite quelques conclusions et recommandations.

CHAPITRE I

Généralités

I. INTRODUCTION

La plateforme saharienne dont notre région d'étude fait partie est située au Sud de l'Algérie. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. Dans ce contexte, On distingue d'ouest en est:

- les bassins de Tindouf et de Reggane situés sur les bordures nord et nord-est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000m dans le bassin de Tindouf et 6500 m dans celui de Reggane. Dans cette zone peu explorée, les formations Paléozoïques pourraient se révéler à hydrocarbures liquides et gazeux;
- le bassin de Béchar limité au nord par le haut atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne d'Ougarta. Sa couverture sédimentaire atteindrait 8000 m. Les réservoirs se trouvent dans le détritique paléozoïque inférieur et les récifs Carbonifères;
- le bassin d'Ahnet-Timimoun limité au Nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'Ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par la dorsale d'Idjerane- M'zab. La couverture serait en moyenne de 4000 m. Dans le sud, les réservoirs ordovicien et dévonien inférieurs sont gazifères. Au nord, dans la cuvette de Sbâa, de l'huile a été découverte dans la totalité du paléozoïque;
- les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued M'ya sont limités l'ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab et l'Est par la dorsale Amguid-El Biod. Au Sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir. Au Nord, dans la dépression d'Aguemour- Oued M'ya, comblée par une puissante série paléozoïque et méso-Cénozoïque (5000m à Oued M'ya). D'importants gisements ont été mis en évidence dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (Hassi R'Mel);
- la synéclise d'Illizi-Ghadamès est limitée à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'Est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire (supérieure à 6000 m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le paléozoïque et le trias (SONATRACH/ EXPLOTATION, 1995).

II.CADRE REGIONAL DE BASSIN OUED MYA

II.1.Situation Géographique d'oued M'ya

Oued M'ya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province triasique, couvrant une superficie de 400 000 km². Les limites géographiques se présentent comme les meilleurs repères (Figure 1). Les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensemble au sud et au nord, et les méridiens 6°15' et 3°30' limitent l'est et l'ouest, englobant les blocs :439- 438-425-422-437-436-3178-420-419-418-417et416, appartenant au district IV de la Sonatrach. Le bassin est limité par le haut structural Djemaa-Touggourt au nord, le bassin du Mouydir au sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud a l'est, et la voûte d'Allal a l'ouest (**Figure 1**).

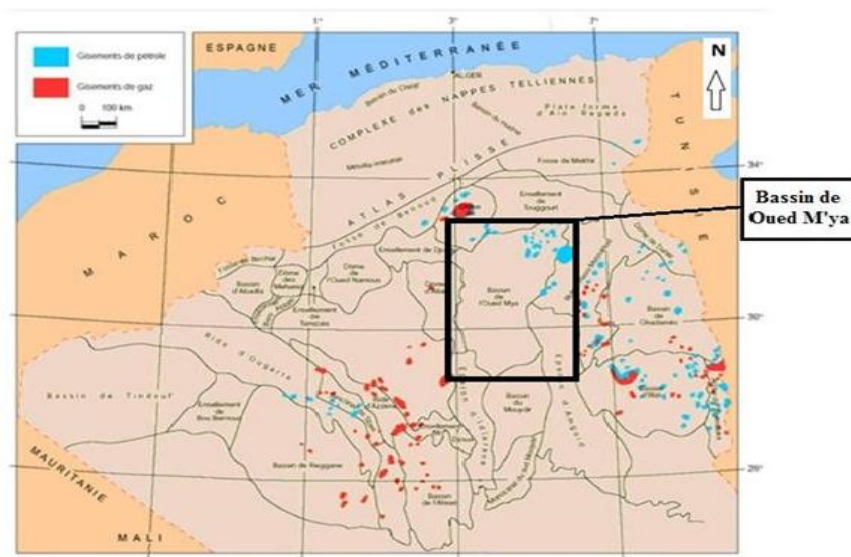


Figure (1) : Situation géographique d'Oued M'ya (SONATRACH/ EXPLORATION, 1995).

II.2-La géodynamique du bassin d'Oued M'ya

La région d'Oued M'ya ne constitue qu'un sous bassin intracratonique. Sa bordure Nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsident au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péricratonique de l'atlas saharien.

L'évolution de la région d'Oued Mya depuis le Cambrien comporte deux étapes majeures :

1- La sédimentation du paléozoïque, pratiquement restreinte au paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne.

2- La création d'un bassin au trias et son évolution au cours du mésozoïque et du tertiaire.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérer deux mégacycles sédimentaires, paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le paléozoïque des zones hautes structurant la région.

III. CADRE LOCALE

III.1- Situation géographique

Le complexe GEA (Gassi El Agreb) est situés à environ 120 km au sud-ouest de Hassi Messaoud, à une altitude de 190 m au-dessus du niveau de la mer (Sonahess, 2007). Les coordonnées géographiques du champ GEA sont :

Longitude : 5°45 Latitude : 30°59 nord

Il comporte trois gisements indépendants :

El GASSI, d'une superficie de 207 km², divisé en deux principales entités:

- Gassi-North
- Gassi-Core
- ZOTTI, d'une superficie de 77 km².
- EL-AGREB, d'une superficie de 162 km².

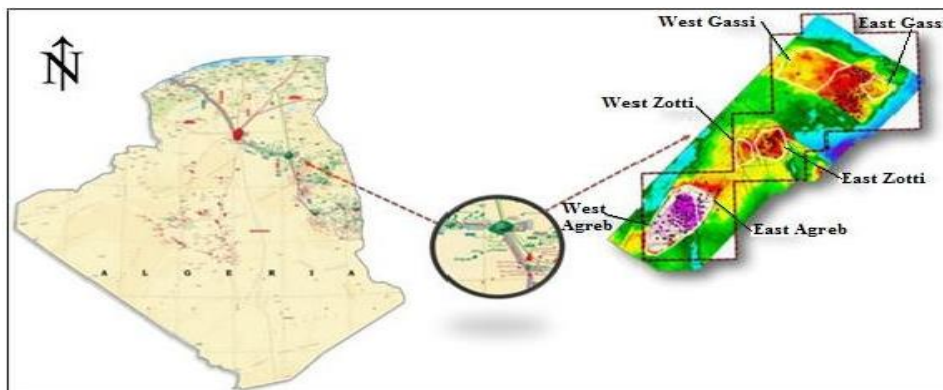


Figure (2) : Situation géographique du champ Gassi El Agreb. (Sonahess, 2007).

III.2-Situation géologique

Le réservoir d'El Gassi se trouve dans un grès du cambrien supérieur déposé à succession fluviale et marine avec des silices deltaïques de marée. L'ensemble de la séquence constitue une partie d'un ensemble latéralement extensif qui a persisté sur la plupart du craton africain nord durant le cambrien. (Sonahess, 2007).

Le bourrelet d'el Agreb- el Gassi s'allonge sur 130km, sa largeur est de 8 à 18 km, il correspond aux blocs (439) et apparaît au Nord de district six.

De point de vue géologique le gisement d'el Gassi se localise au nord du bourrelet d'el Agreb – el Gassi, ce dernier est limité (Sonahess, 2007) :

- du Nord : par le dôme de Hassi Messaoud.
- du Sud : par le mole structural d'Amguid el Biod.
- du l'Ouest : par le bassin d'Oued M'ya.

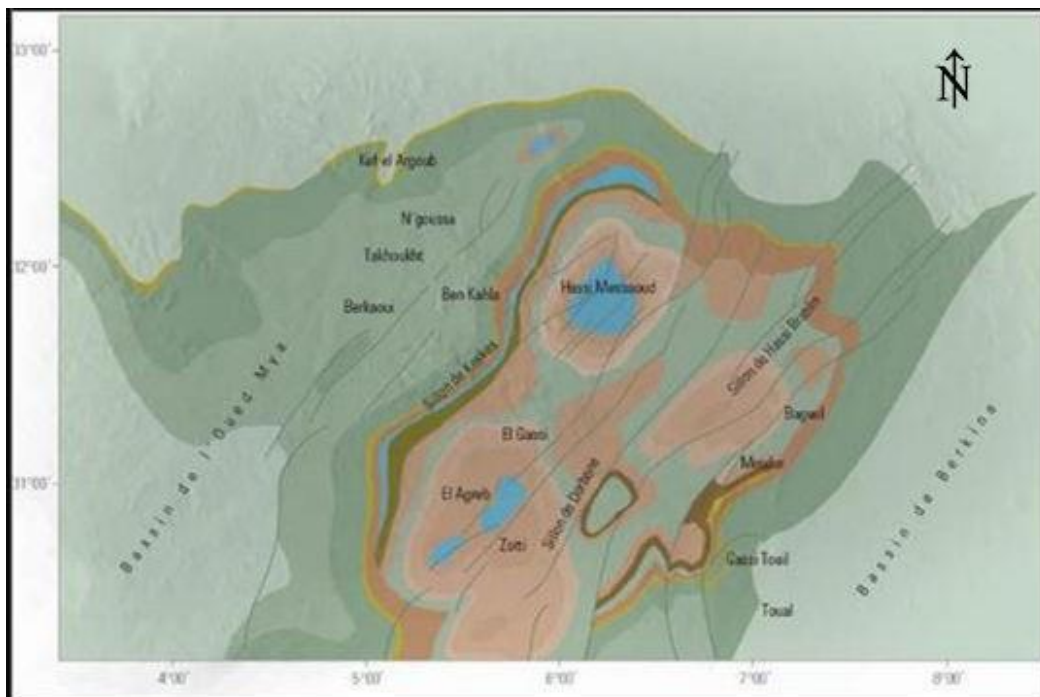


Figure (3) : Situation géologique du champ EL-GASSI (Wec, 2007).

IV. ASPECT STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP

La colonne stratigraphique donne une description lithologique succincte des formations qui affleurent dans notre zone d'étude. La série stratigraphique de la région d'étude présente une couverture sédimentaire essentiellement mésozoïque, surmontant en discordance les terrains paléozoïques partiellement érodés. L'ensemble de cette couverture repose en discordance majeure sur le socle précambrien. (**Figure -04**)

IV -1- Le socle

Il est constitué de terrains métamorphiques, de granites porphyroïdes et de terrains sédimentaires formés d'argiles rouges alternant avec les grès arkosiques.

IV-2-La couverture sédimentaire

IV-2-1- Le Paléozoïque

Les dépôts paléozoïques reposent sur le socle, ils sont formés en général de faciès argilo-gréseux avec des épaisseurs qui varient d'un endroit à un autre, dans les zones où la série est complète on rencontre de bas en haut :

IV.2.2.1. Cambro-ordovicien

Etant azoïque dans son ensemble. Les unités stratigraphiques sont limitées en se basant essentiellement sur la granulométrie (**BEICIP 2003**) de bas en haut on distingue :

a- La litho zone R3: Son épaisseur moyenne est 250 m, elle est formée de grès à grains moyen à grossier à ciment argileux illitique.

b- La litho zone R2 : Son épaisseur moyenne est 90 m, elle correspond à des grès moyens et à des grès quartzitiques présentant des niveaux argileux vers le sommet.

c- La litho zone Ra : elle a une épaisseur de 100 m, elle est composée de grès anisométrique (hétérogène), siliceux à silico-argileux parfois quartzitique. Les trois lithozones correspondent aux grès de H. Messaoud.

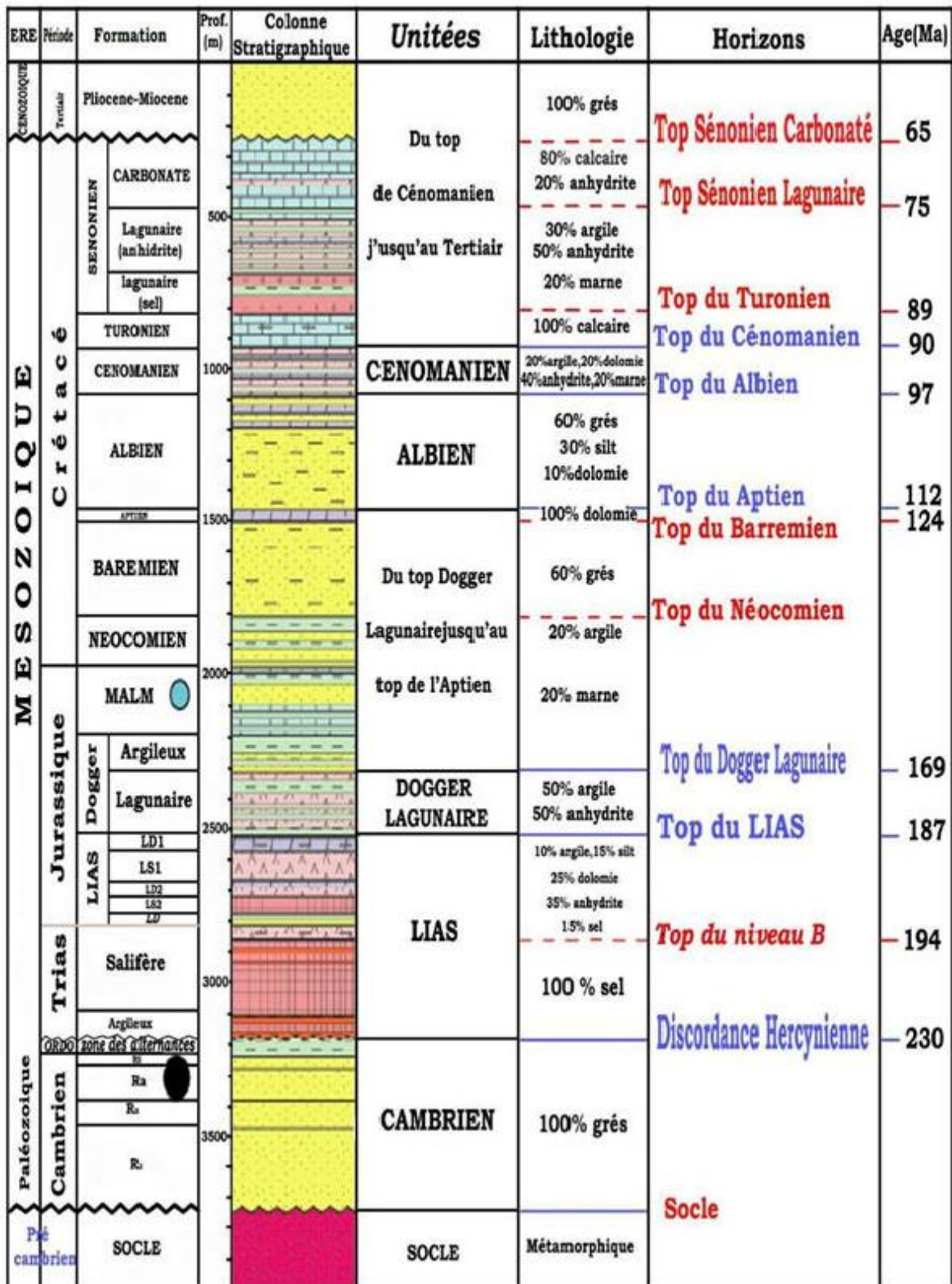


Figure (4) – Colonne litho Stratigraphique du champ El Gassi (SONAHES 2003)

e- La litho zone Ri : Epaisseur moyenne égale à 45 m, composée de grès moyen à fin isométrique bien classé. Ce faciès est caractérisé par l'abondance de tigillites dans sa partie sommitale. (ALAIN, 2003)

f- La zone des alternances : c'est une alternance de grès fin à très fin argilo-quartzitique et silto-gréseuse, les grains de quartz sont généralement anguleux, les ciments sont argileux et siliceux malgré la présence d'argile, la roche est extrêmement compacte.

Le Silurien, Dévonien, Carbonifère et le permien sont complètement érodés

IV-2-2-Le Mésozoïque : Les formations Méso-Cénozoïques qui viennent de couvrir le paléozoïque, en discordance angulaire, sont représentées par des dépôts continentaux et lagunaires :

IV -2-2-1- Le Trias : Il est subdivisé en :

a- Le Trias argileux: C'est une série argileuse de 150 m d'épaisseur intercalée entre les grès du Paléozoïque et le Trias Salifère.

b- Le Trias salifère: C'est une série formée des sels massifs avec au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile, légèrement silteuses et dolomitiques.

IV -2-2-2-Le Jurassique: Il se subdivise en :

a- Lias : C'est une formation essentiellement argileuse avec des alternances de sel, d'anhydrite et quelques bancs dolomitiques. On trouve de bas en haut :

Le LD3 : Il est de 50 m d'épaisseur, composé de dolomie beige microcristalline, avec des passées d'argile

Le LS2 : C'est un sel blanc rosâtre, avec une épaisseur de 50 m, intercalé d'argiles brunes rouges, carbonatées.

Le LD2 : C'est une couche, de 40 m d'épaisseur, d'anhydrite blanche, parfois grise avec des passées d'argile.

Le LS1 : C'est une couche de 97 m d'épaisseur, composée de sel blanc rosâtre, massif avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile silteuse.

Le LD1 : C'est une épaisseur de 60 m d'anhydrite blanche, avec des passées d'argile dolomitique.

Le passage Lias-Trias est caractérisé par une zone de marnes dolomitiques plus connue sous le terme d'horizon B.

b-Dogger: Il est évaporitique à la base et argileux au sommet où on distingue :

Le Dogger lagunaire : Il est de 200 m d'épaisseur, il comporte des anhydrites blanches, parfois rosâtres, avec des passées d'argile, silteuse, micacée.

Le Dogger argileux : Il est de 100 m d'épaisseur, il est composé des argiles brunes rouges très silteuses avec des passées de grès fins, d'anhydrite blanche, massive à la base.

c-Malm : Avec une épaisseur de 185 m, il est composé des argiles brunes rouges parfois silteuses, avec des intercalations de grès fins carbonates, avec de fines passées de dolomie. Le passage Dogger-Malm est marqué par la présence d'un niveau d'anhydrite.

IV -2-2-3- Le Crétacé : Il est composé de :

a- Le Néocomien: Il a une épaisseur de 190 m, il est formé de grès fin carbonate souvent à ciment d'anhydrite, des argiles grises contenant de la pyrite de faibles concentrations.

b- Le Barrémien: Le Barrémien à une épaisseur moyenne de 345 m, il présente des faciès identiques à ceux observés dans le Néocomien à l'exception d'une influence carbonatée représentée par les passées dolomitiques.

c- L'Aptien: Il se présente comme une série carbonatée au centre du bassin, avec 50m d'épaisseur, et détritique vers les bordures.

d- L'Albien: Il est puissant en épaisseur 370 m composé du matériel détritique contenant des grès fins et des argiles.

e- Le Cénomaniens: Ce terme est essentiellement argileux avec des passées carbonatées à évaporitiques. Son épaisseur est de 150 m, il est composé au sommet par une série argilo-carbonatée à banc d'anhydrite et à la base par des grès.

f- Le Turonien: C'est une série de 97 m d'épaisseur, composée essentiellement de calcaires blancs à beiges, tendres avec de rares intercalations silteuses de couleur brun rouge.

g-Le Sénonien : Il est formé de bas en haut de :

Le Sénonien salifère : Il est de 120 m d'épaisseur, composé de sel blanc avec des fines passées d'argiles, des intercalations de dolomie et d'anhydrite tendre vers la base.

Le Sénonien lagunaire : Il est de 243 m d'épaisseur, il comporte des anhydrites blanches à beiges avec des intercalations de dolomies dures microcristallines et de marne gris.

Le Sénonien carbonate : Il est composé de calcaire et de marne.

IV -2-3- Le Cénozoïque

IV -2-3-1- Le Mio- Pliocène: Il est caractérisé par une sédimentation détritique continentale représentée par des sables blancs translucides rosâtres fins à très grossiers, parfois graveleux.

Son épaisseur moyenne est de 200 m, dont le mur se coïncide avec l'apparition des calcaires dolomitiques du Sénonien.

V. LA TECTONIQUE DU CHAMP

La compréhension de l'histoire tectonique d'une région passe nécessairement par la connaissance et l'identification des différents phénomènes et phases orogénique, responsables de la configuration architecturale de cette région.
(PERRODON, 1985)

V-1- Principales phases orogéniques affectant la région

a- Phase calédonienne précoce

Elle est en relation avec la structuration tardive cambrienne, avec érosion et mise en place des failles suivant une direction SW-N

b- Phase calédonienne majeur

Cette phase est caractérisée par des mouvements compressifs commençant à la fin du cambrien et qui ont formé des structures de faibles amplitudes.

c- Phase hercynienne majeure

Probablement responsable de la direction de l'ensemble NE-SW de la structuration actuelle, cette phase avait débuté au dévonien supérieur et avait duré jusqu'à la fin du primaire.

Caractérisée par l'absence des sédiments d'âge Silurien, Dévonien, Carbonifère, Permien, ainsi que la partie sommitale de l'ordovicien sur toute la surface de l'axe Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

D- Phase Autrichienne

Sont des mouvements compressifs selon une direction Est-Ouest.

V.2- La Structure d'El Gassi

La structure d'El Gassi, et comme la plus part des structures, s'est formée vraisemblablement pendant le Paléozoïque inférieur. L'absence de plus grande partie de la série Paléozoïque par suite de l'érosion hercynienne, ne permet pas de suivre les traits de son évolution au cours de ce temps. Cependant l'étude des épaisseurs par les cartes en isopaque, les cartes en isobathe établies à la discordance hercynienne ainsi que la carte de linéament nous permettent d'avoir une idée sur la structure d'El Gassi.

V-2-1- Interprétation de la carte en isobathe à l'hercynien :

La carte en isobathe à la discordance hercynienne montre le secteur d'étude comme un anticlinal très fracturé. Il est limité par des failles majeures de direction N120 au nord et au sud-ouest et par des failles de direction NNE-SSO à l'ouest (**Figure-05**) (YOUSSIFOV 1985).

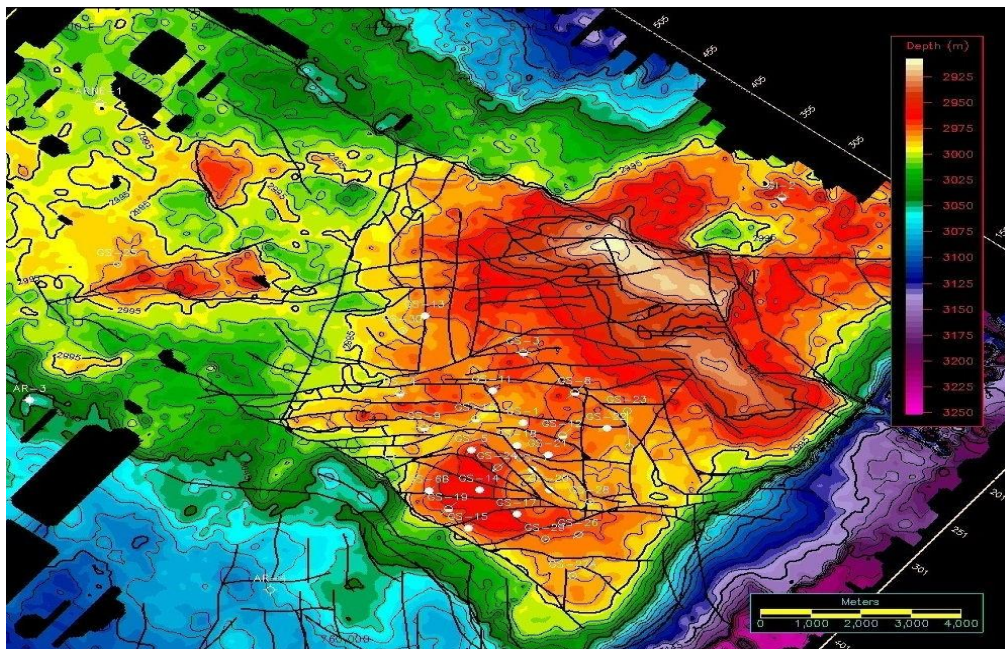


Figure. (5) : la carte en isobathe à l'hercynien (SONAHESS 2005)

La structure d'El Gassi apparaît ainsi comme un horst, où on voit que l'érosion est plus prononcée au centre qu'à la périphérie. Cependant, il est à noter la présence de plis en échelon dans la partie N-E de la structure, avec un fort pendage au Sud-est et au Sud-ouest marqué par le resserrement des courbes de niveau qui peut être lié à un fort mouvement tectonique important affectant la région dans cette partie.

V-2-2- Interpretation de carte de linéament du toit de réservoir :

La carte de linéament nous montre quatre directions principales de failles affectant la région : N120, N040, EW et NS.

Les études structurales qui ont été faites sur la région d'El Gassi montrent la chronologie de ces failles comme suit :

- Les failles N120, NS et N040 étaient actives pendant la sédimentation des réservoirs Cambriens (syndé debates) et ce jusqu'à la phase hercynienne.
- Pendant le jurassique, les failles N040 étaient réactivées, les failles EW probablement actives et les failles N120 apparaissent non actives.
- Une importante activité des failles EO après l'hercynien jusqu'à l'Albien et l'Aptien.

(Figure- 06).

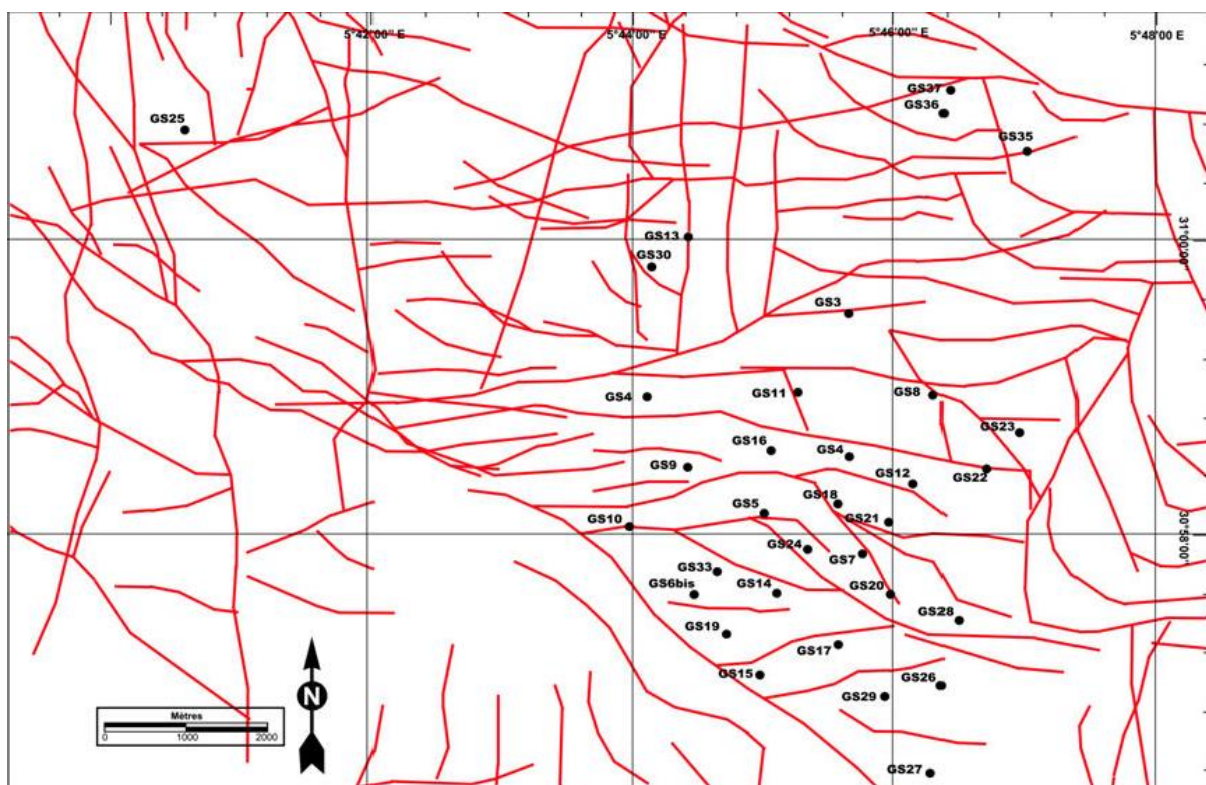


Figure (6) : carte de linéament du toit de réservoir (Sonatrach 2007)

VI. SYSTEME PETROLIER

VI .1. La roche mère

a) *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 radio actives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m. La matière organique est de nature amorphe. Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'ouest (Bassin d'Oued Mya), au Sud-ouest (bassin de Mouydir) et à l'est du bassin de Berkine (**Perrodon, 1966**).

b) *Les argiles d'El Gassi*

Ces argiles noires et organogènes pourraient avoir apporté la plus grande contribution à l'accumulation des réserves de Hassi Messaoud; cette formation de 37 à 50 mètres d'épaisseur est présentée dans les grabens de la structure de Hassi Messaoud (**Sonahess, 2007**).

VI. 2. La roche couvertures

La zone structurale d'El-Gassi et El-Agreb est caractérisée par la présence de barrière de perméabilité pour les gisements d'huile au cambrien, formée par des dépôts argileux – salifères du Trias et du Jurassique (**Sonahess, 2007**).

VI. 3. Les pièges

Vu l'importance des mouvements tectoniques qui ont affectés la région, les pièges rencontrés sont essentiellement liés à des horsts (tectonique complexe), mais il existe également des pièges stratigraphiques tel que ceux qui sont dans l'ordovicien et qui peuvent être rencontrés sur le flanc ouest du bourrelet d'El-Gassi et El-Agreb (**Sonahess, 2007**).

Durant les différentes époques géologiques, cette zone a joué le rôle d'une zone haute et de ce fait, les sédiments paléozoïques ont subi une érosion intense lors de la phase Hercynienne ce qui engendre des pièges sous discordance (**Sonahess, 2007**).

VI. 4. Migration des hydrocarbures

Les données de bio-marqueurs et les paramètres de maturité d'hydrocarbures aromatiques, ainsi que les données de composés pyrroliques azotés donnent à penser que la source de l'huile à El-Gassi et El-Agreb provient de la roche mère Silurienne du bassin d'Oued Mya, et qui représente également la source de remplissage de la roche réservoirs de la grande structure anticlinale Hassi Messaoud, est qui provient principalement des secteurs

Ouest-Nord-ouest et Nord-Nord-est de la région. L'huile a connu une migration latérale sur des longues distances, commençant des strates de la roche mère Silurienne dans le bassin d'Oued Mya et de la roche mère Silurienne situées au Nord-Nord-est de Hassi Messaoud. Les indices disponibles nous permis à penser que les huiles provient des champs Mokh-El-Kebch, N'goussa, Guellala et Draa Temra sont les courtes distances de migration et les principales responsables de remplissage vertical du réservoir à partir des roches mères Siluriennes sous-jacentes (Sonahess, 2007)

Une évidence nous a permis de penser que l'huile a en suite migré vers le sud, pour atteindre Haoud Berkaoui et Benkahla, puis a poursuivi sa migration vers le sud pour remplir le réservoir de Hassi Messaoud. Une fois il atteint le réservoir de Hassi Messaoud, l'huile a migré vers la crête située au centre, puis vers le bas en direction du Nord, Sud, et enfin vers les parties Ouest du champ EL-Gassi et El-Agreb. Il est évidant de penser que le remplissage de la structure Hassi-Guettar et Gassi-El-Agreb sont devient du Nord, avec les huiles d'El Agreb qui sont migrés à travers un système pétrolifère sur des longues distance (120 à 140 km) (Sonahess, 2007).

Une migration de l'huile du nord vers le sud peut être inférée de ces données, la maturité de l'huile diminuant du nord au sud à travers les champs d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb. (Sonahess, 2007).

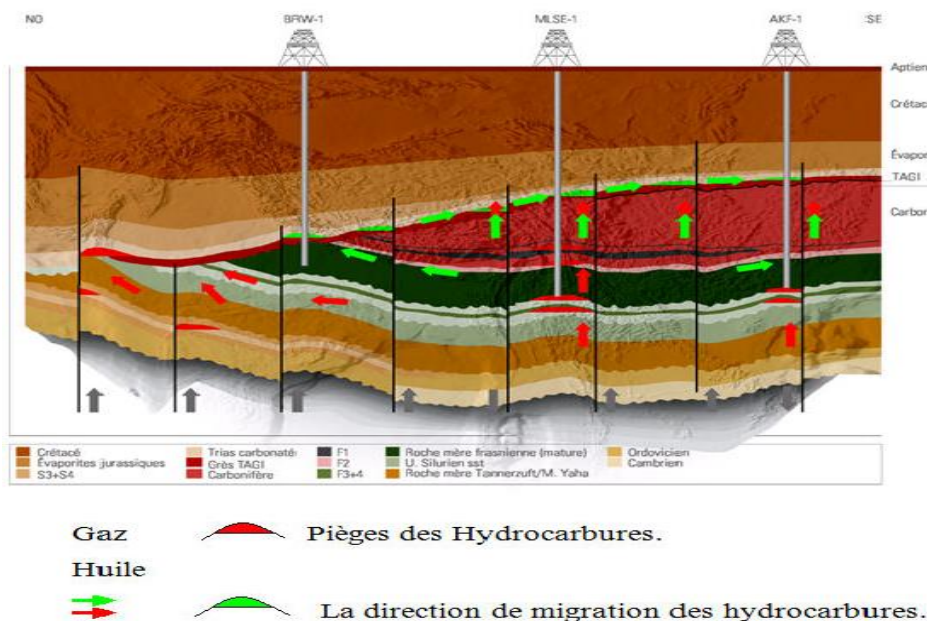


Figure (7) : Pièges et migration dans le champ d'el gassi (Sonahess 2007)

VI .5. La roche réservoir

Pour le réservoir de la région d'EL-Gassi et El-Agreb, il s'agit des roches cambro-ordoviciennes :

- La série cambrienne comprenant successivement de bas en haut les zones R3, R2, Ra et Ri.
- La série ordovicienne qui est représentée par la zone des alternances, composée de grés, grés quartzitiques, des gravies et de conglomérats, au toit on observe une amélioration du classement et de l'arrondi des grains.

Les réservoirs les plus développés dans la région sont le Ri et Ra qui sont productifs d'huile d'El-Gassi, El-Agreb et Zotti. Les grandes épaisseurs des lithozones Ri et Ra sont enregistrées au centre, par contre les faibles épaisseurs sont observées sur le bourrelet d'EL-Agreb-EL-Gassi où les réservoirs Ri et Ra partiellement érodés par la phase hercynienne et sont, de ce fait, recouverts par des dépôts Triasiques et Jurassique (**Sonahess, 2007**).

IV. CONCLUSION

Le gisement d'El Gassi se localise au nord du bourrelet d'El Agreb – El Gassi dans le bassin d'oued M'ya.

Le réservoir du Cambrien représente l'horizon de la présence des hydrocarbures. Ce réservoir a fait l'objet de plusieurs subdivisions. Ces subdivisions ont été effectuées sur la base de l'étude sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie).

Les champs de Gassi el agreb suivent la même direction structurale que celle des champs de Hassi Messaoud, Rhourde el Baguel et Nezla . Cette principale chaîne de dorsales orientée NE-SW est d'origine Pré-Cambrienne (Panafricaine) et renferme les accumulations d'hydrocarbures dans les strates du Cambrien supérieur.

El-Gassi a été le premier champ découvert dans la zone Gassi el agreb en mars 1958, Le secteur d'étude, sud-est algérien, se présente comme un anticlinal compliqué par une tectonique intense marquée par des failles principales de direction NW-SE (~N120°), E-W (~N85°) et N-S (N5°).

CHAPITRE II
Caractérisation Pétrophysique

I. INTRODUCTION

En géologie pétrolière, chaque couche réservoir doit être caractérisée par des paramètres principaux. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de porosité, perméabilité, volume d'argiles et saturation en eau. Dans la zone d'étude, nous avons jugé utile d'étudier l'évolution spatio-temporelle de ces différents paramètres pétrophysiques du cambrien.

II. RAPPELS

II.1. Notion de réservoir, matrice et fluides

A. Réservoir

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides (**PERRODON, 1985**). Ils sont souvent fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre (**SERRA, 1979**). Géologiquement, les meilleures roches réservoirs sont :

- les roches détritiques : sables et grès ;
- les roches carbonatées : calcaires et dolomies

B. Matrice

Il s'agit de l'ensemble des éléments solides figurés (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. D'après **SERRA (1979)**, il existe trois types de matrice :

- Matrice simple : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc.) ;
- Matrice complexe : les éléments ont une composition minéralogique variable ou le ciment est de nature différente (par exemple grès à ciment calcaire) ;
- Matrice propre : quand elle ne contient pas d'argile.

C. Fluides

Une formation poreuse implique l'existence des fluides. Leur pourcentage dans les roches dépend du pourcentage des espaces vides (pores, fissures, etc.). Les fluides peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume).

II.2. Notion de porosité (Φ)

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. Dans l'interprétation de la diagraphie, deux définitions différentes de la porosité sont utilisées :

-Porosité totale (Φ_t) : Il s'agit de la somme de la porosité primaire (Inter-granulaire, inter-cristalline) et secondaire (dissolution, fissures, fractures).

-Porosité efficace (Φ_e) : Elle exclut les pores non-connectés et l'eau liée aux argiles. Sa formule est la suivante :

$$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - V_{sh})$$

A noter : V_{sh} (volume des argiles)

- Méthodes de mesures et de calcul de la porosité

A. Méthodes directes

Trois paramètres sont à déterminer pour mesurer la porosité directement sur un échantillon. Il s'agit de :

- V_t : volume total de l'échantillon ;
- V_s : volume de l'échantillon sans sa porosité ;
- V_p : volume des pores.

B. Méthodes indirectes

Ce sont les méthodes diagraphiques comme :

-la diagraphie sonique (BHC/ LSS/ SDT/ DT) : Elle donne la porosité sonique (Φ_s), en utilisant la formule :

$$\Phi_s = [\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}] / [\Delta t_f - \Delta t_{mat}]$$

A noter Δt_{\log} : Temps de transition de la formation lu sur le log de densité ($\mu\text{s/m}$) ;

Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice, ex. $\Delta t_{\text{calcaire}} = 156 \mu\text{s/m}$ ($\mu\text{s/m}$) ; Δt_f :

Temps de transition du fluide, ex. $\Delta t_{\text{huile}} = 755 \mu\text{s/m}$ ($\mu\text{s/m}$).

-la diagraphie de neutron (NPHI, CNL) : La porosité neutronique (Φ_N) est directement lue en pourcentage sur le log d'enregistrement

-la diagraphie de densité (RHOB, FDC) : mesure la porosité de densité (Φ_{den}), en utilisant la formule :

$$\Phi_{\text{den}} = [\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{b}}] / [\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{f}}]$$

A noter ρ_{ma} : Densité de la matrice, ex. grès = 2.65 g/cm^3 . (g/cm^3), ρ_{b} : Densité de la Formation, lue sur le log de densité (g/cm^3), ρ_{f} : Densité du fluide, ex. huile = $\sim 0.85 \text{ g/cm}^3$ (g/cm^3).

$$\Phi_t = [(\Phi_{\text{den}} + \Phi_N) / 2] + \Phi_s$$

II.3. Notion de perméabilité (K)

La perméabilité exprime l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau) à travers ses espaces de vide. Son unité est le millidarcy (md). Il existe trois types de perméabilité :

-la perméabilité absolue ou intrinsèque (K) ;

-la perméabilité efficace (Ke) ;

-la perméabilité relative (Kr).

- Méthode de mesure de la perméabilité

A. Méthodes directes

Il n'est pas simple de mesurer la perméabilité. C'est une grandeur statistique du matériau. On peut la comparer à une vitesse d'infiltration et dans ce cas, un infiltromètre est parfait pour faire la mesure.

B. Méthodes indirectes

- d'après les essais de puits au cours de forage.
- en utilisant les données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et Autres.

II.5. Saturation en eau (S_w)

La fraction des vides de pores remplies d'eau est appelée « Saturation en eau » (S_w). Le reste de volume poreux contient du pétrole et du gaz. C'est une grandeur sans dimension, exprimé souvent en %.

- Méthodes de calcul de la saturation en eau Deux principales sont utilisées :
- méthode du rapport de résistivité : (loi d'Archi)
- combinaison porosité et résistivité.

En somme, les différents paramètres pétrophysiques cités précédemment peuvent être influencés par les conditions de dépôts, l'importance de l'enfouissement, les phénomènes diagénétiques (compaction), etc.

III. EVOLUTION VERTICALE DE PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Chaque log (colonne lithologique) permet de présenter schématiquement la succession verticale des paramètres péetrophysiques a savoir la porosité et la perméabilité.

III.1. Corrélation des puits dans la Direction Nord -Sud

III.1.1. Gassi Core :

A. Interprétation des logs de porosité :

Dans les puits GS-11, GS-14, GS-15, GS-16, le RaU3B se caractérise par une faible à médiocre porosité, allant 1 à 9% (**figure 8**)

B. Interprétation des logs de perméabilité :

La perméabilité présente une variation très faible à faible dont les valeurs sont comprises entre 0.1 à 10 md dans le drain RaU3B des puits GS-11, GS-14, GS-15, GS-16 (**figure 8**).

III.1.2. Gassi nord:

A. Interprétation des logs de porosité :

La porosité est faible à médiocre (1.5 à 8%) au niveau du RaU3B des puits GS-44, GS-48, GS-56 (**figure 9**).

B. Interprétation des logs de perméabilité :

La perméabilité présente une variation très faible à faible dont les valeurs sont comprises entre 0.1 à 10 md dans le drain des puits GS-36, GS-48 (**figure 9**).

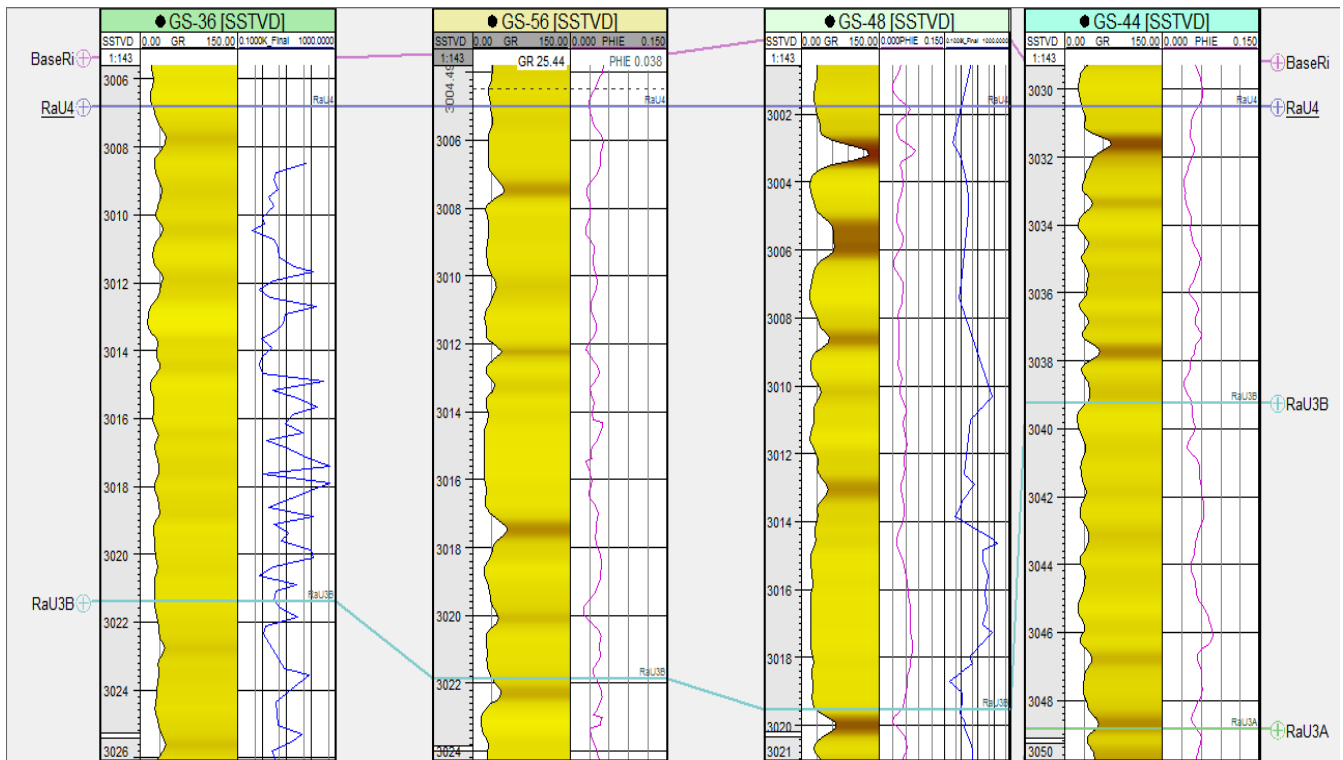


Figure (8) : Corrélation entre les puits de Gassi Core pour le drain RaU3B selon la direction Nord-Sud.

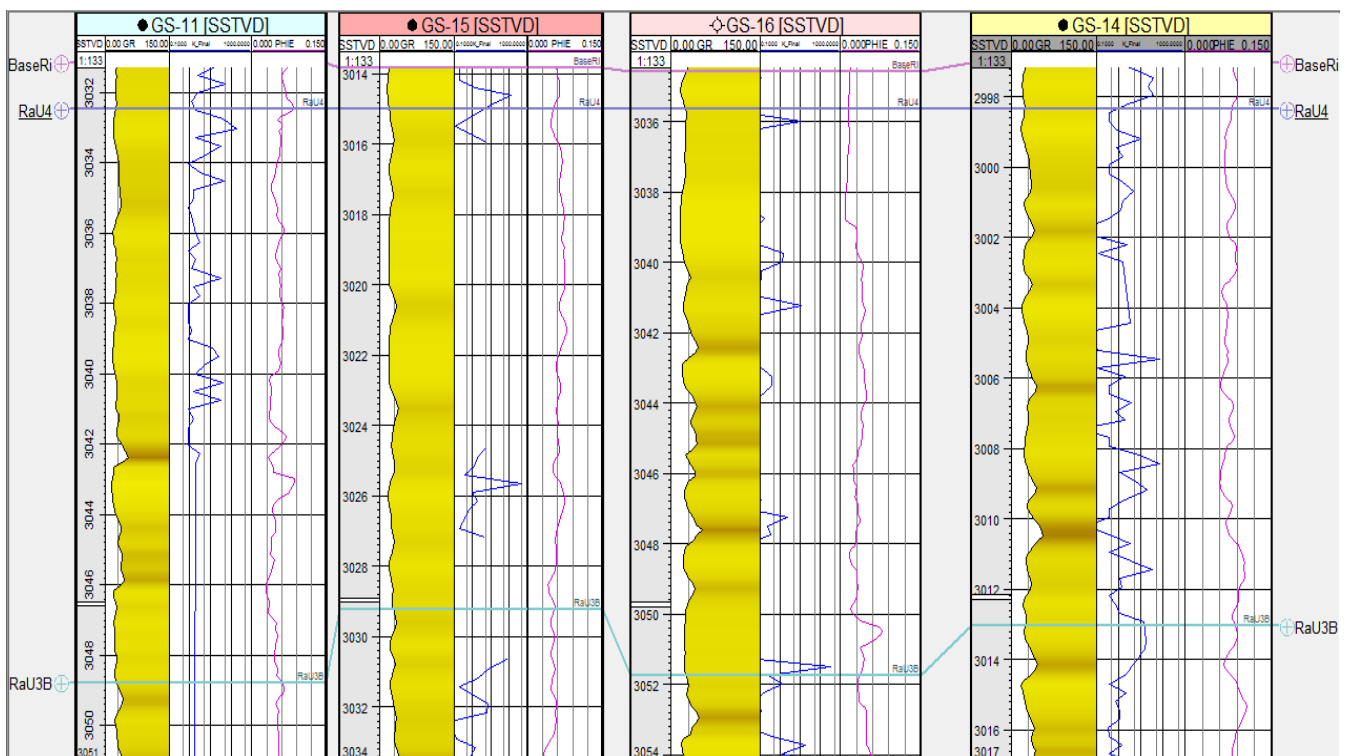


Figure (9): Corrélation entre les puits de Gassi nord pour le drain RaU3B selon la direction Nord-Sud.

III.2.1. Corrélation des puits dans la Direction est –ouest :

III.2.1-Gassi core :

A. Interprétation des logs de porosité :

La **porosité** dans les puits reste faible à médiocre (1 à 9%) dans le drain RaU3B sauf pour le GS-1 qui varie de 1 à 15 % (**figure 10**).

B. Interprétation des logs de perméabilité :

La perméabilité enregistrée dans les puits GS-1, GS-12, GS-16, GS-22 est aussi très faible à faible (0.1 à 10) dans le drain RaU3B (**figure 10**).

III.2.2. Gassi nord :

A. Interprétation des logs de porosité :

La porosité est faible à médiocre (1.5 à 6%) au niveau du RaU3B des puits GS-46, GS-41 (**figure 11**).

B. Interprétation des logs de perméabilité :

La perméabilité reste très faible à faible (0.1 à 10 md) dans les puits GS-35, GS-36, GS-41 de niveau RaU3B (**figure 11**).

Notons un manque des données de porosité dans les puits GS-22, GS-35, GS-36 et données de perméabilité des puits GS-44, GS-46, GS-56.

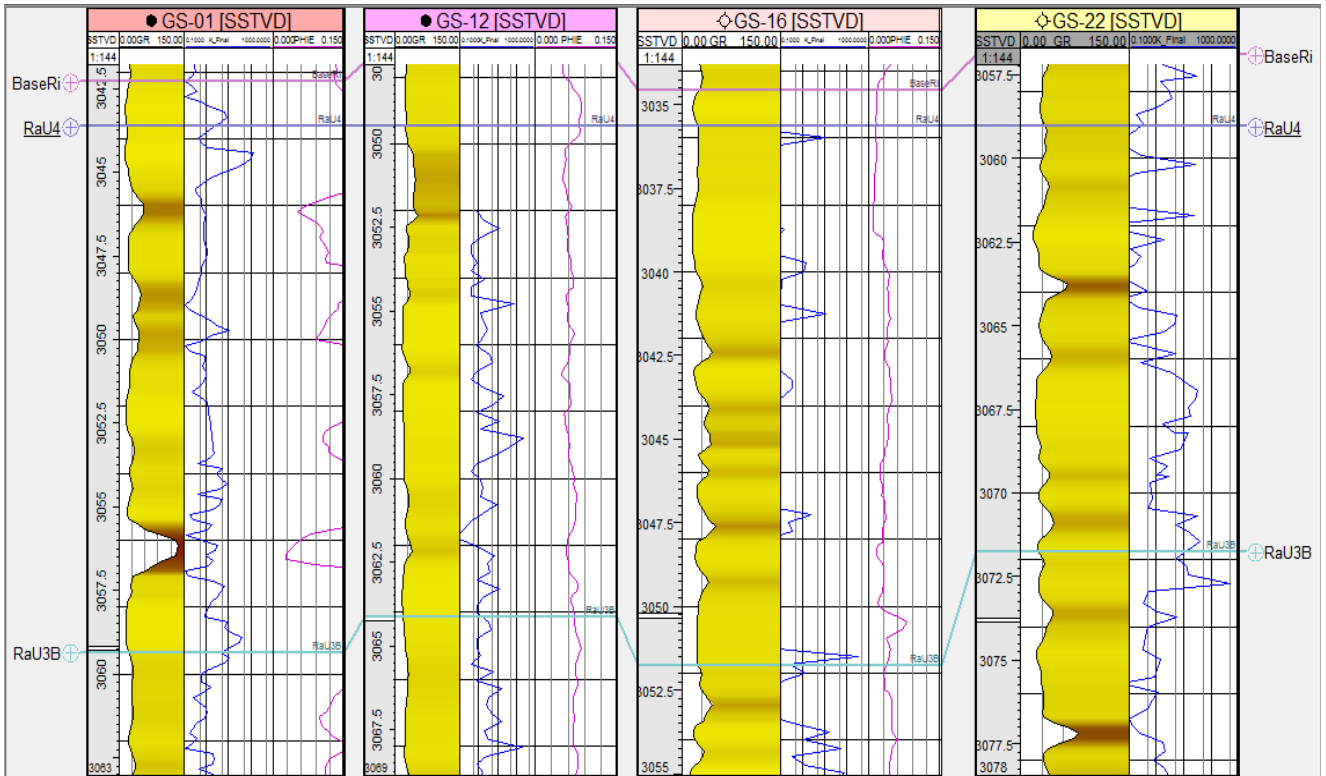


Figure (10): Corrélation entre les puits de Gassi core pour le drain RaU3B selon la direction Est-Ouest.

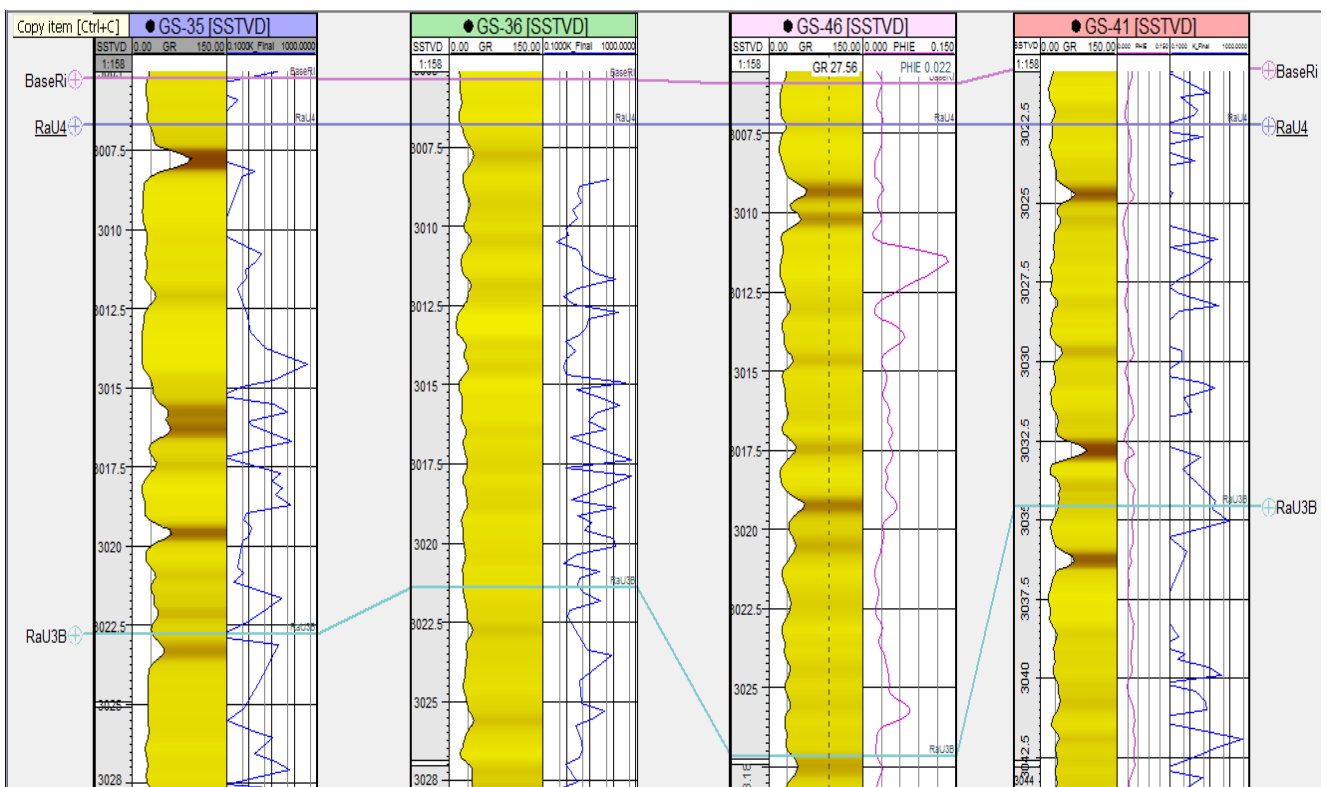


Figure (11): Corrélation entre les puits de Gassi nord pour le drain RaU3B selon la direction Est-Ouest

IV. EVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Pour avoir une bonne représentation de l'évolution spatiale de la porosité et la perméabilité dans la zone d'étude élargie (intégration d'autres puits), plusieurs histogrammes, cartes et corrélations ont été établies à travers ce réservoir.

IV.1. Interprétation de l'histogramme

IV.1.1. Interprétation de l'histogramme de porosité :

L'histogramme de répartition des valeurs de porosité montre une distribution unimodale. La classe la plus fréquente est comprise entre 6 et 8 qui présente 34,32 %. Les valeurs des classes faibles présentent des fréquences de 14,02 % (figure.12)

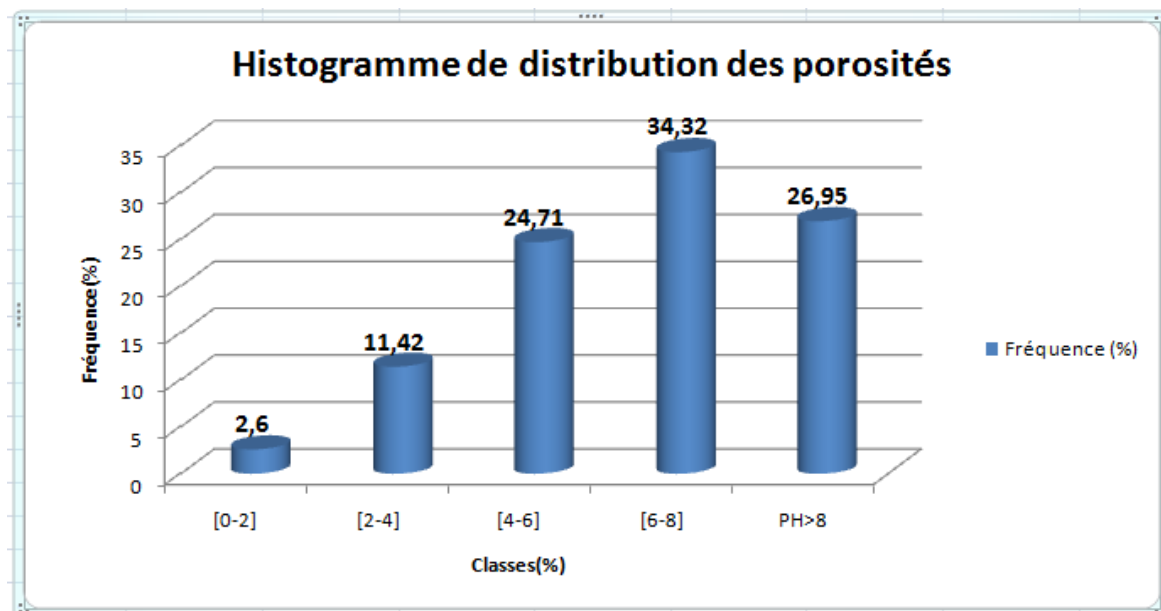
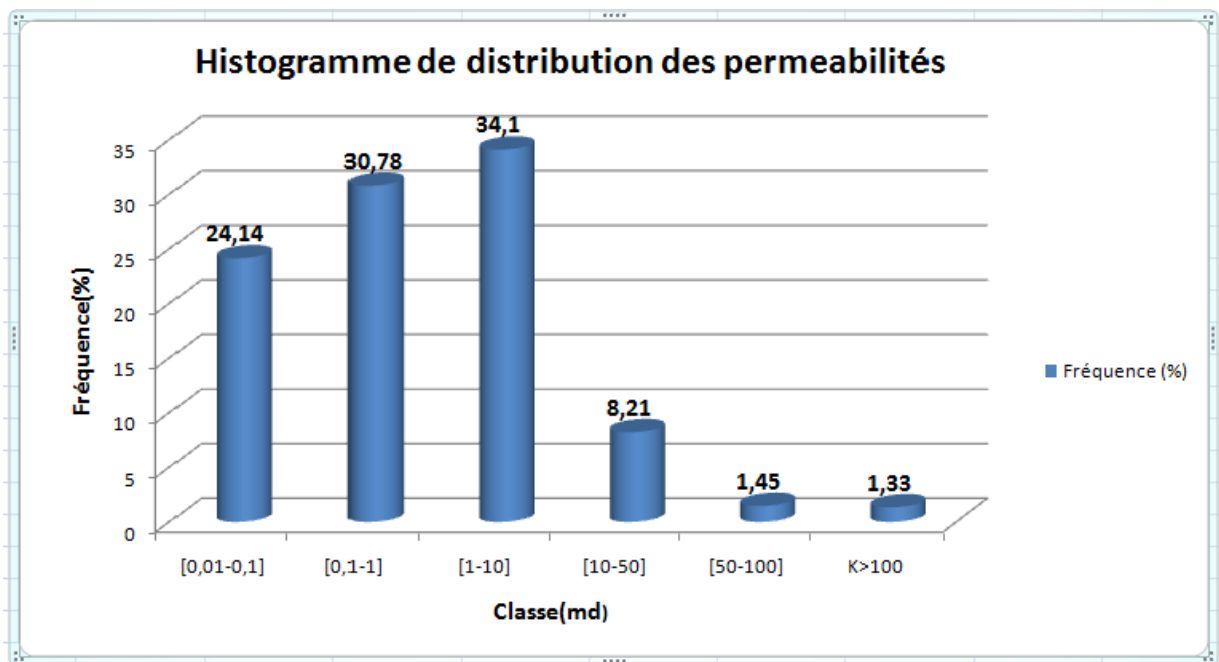


Figure (12) : Distribution de porosité dans le réservoir.

IV.1.2. Interprétation de l'histogramme de perméabilité :

L'histogramme de la répartition de la perméabilité montre une distribution normale uni modale.

Les valeurs des classes très faibles présentent des fréquences de 54.84, et la classe médiocre et moyenne présente 8,21 % et 2,78 %. Et la classe la plus dominante est comprise entre 1 et 10 qui présente 34.10 %.(figure 13)



Figure(13) : Distribution de perméabilité dans le réservoir

IV.2. Interpretation des Cartes

IV.2.1 Interprétation des cartes en isoporosité

A. Carte en isoporosité de Gassi Nord

D'après la carte d'isoporosité de Gassi Nord, on distingue des grandes valeurs dans la partie centrale et Nord-est du champ, le puits GS-36 montre la valeur maximale de porosité (7.6 %) et la partie Nord- Ouest montre des valeurs minimales dans le puits GS-39 (2.8 %).

B. Carte en isoporosité de Gassi Core

D'après la carte d'isoporosité de Gassi Core, on note que les grandes valeurs se localise dans la partie centrale et Nord-est du champ, les puits GS-08 et GS-14 montre les valeurs maximales de porosité (7.5 % et 7.3% respectivement) et la partie Nord-Ouest montre des valeurs minimales dans le puits GS-18 (4.7 %).

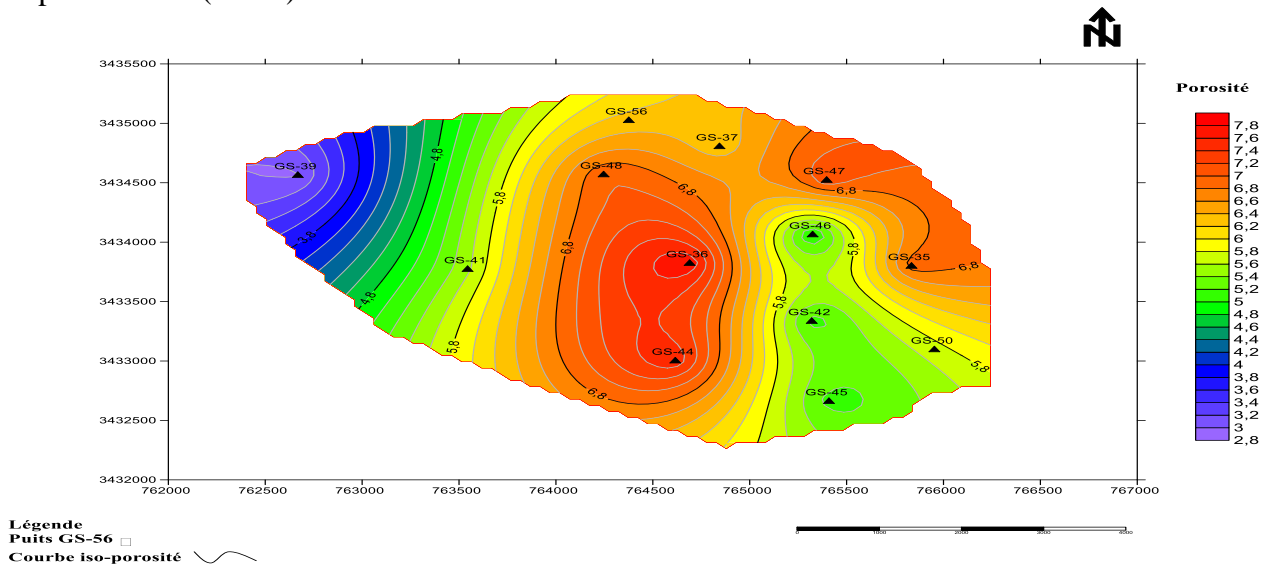


Figure (14) : Carte en Isoporosité du Gassi Nord

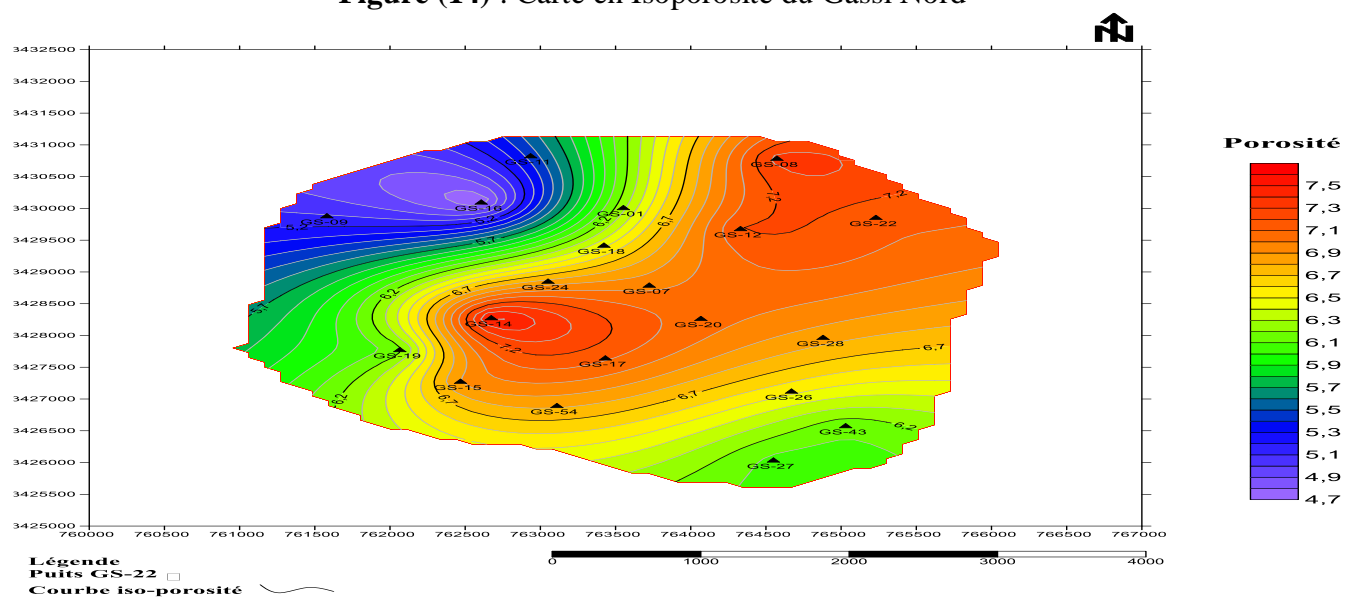


Figure (15) : Carte en Isoporosité du Gassi Core

IV.2.2 Interprétation des cartes en isoperméabilité

A. Carte en isoperméabilité de Gassi Nord

La carte montre des grandes valeurs concentrées dans la partie Sud-est du champ, le puits GS-45 montre la valeur maximale de perméabilité (8 md), et la partie Nord-Ouest du champ montre des valeurs minimales dans le puits GS-39 (0.5 md)

B. Carte en isoperméabilité de Gassi Core

La carte montre des grandes valeurs concentrées dans la partie Centrale et Est du champ, les puits GS-12 et GS-20 montre les valeurs maximales de perméabilité (3 md), et la partie Nord et Sud du champ montre des valeurs minimales dans les puits GS-01 et GS-24 (0.2 md)

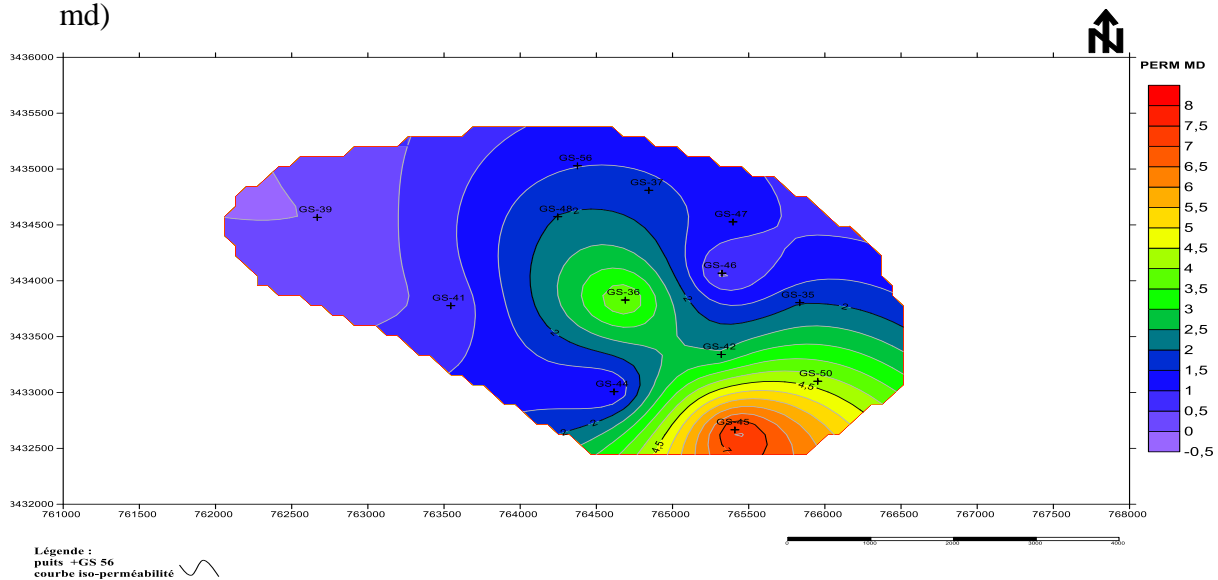


Figure (16) : Carte En isoperméabilité du Gassi Nord

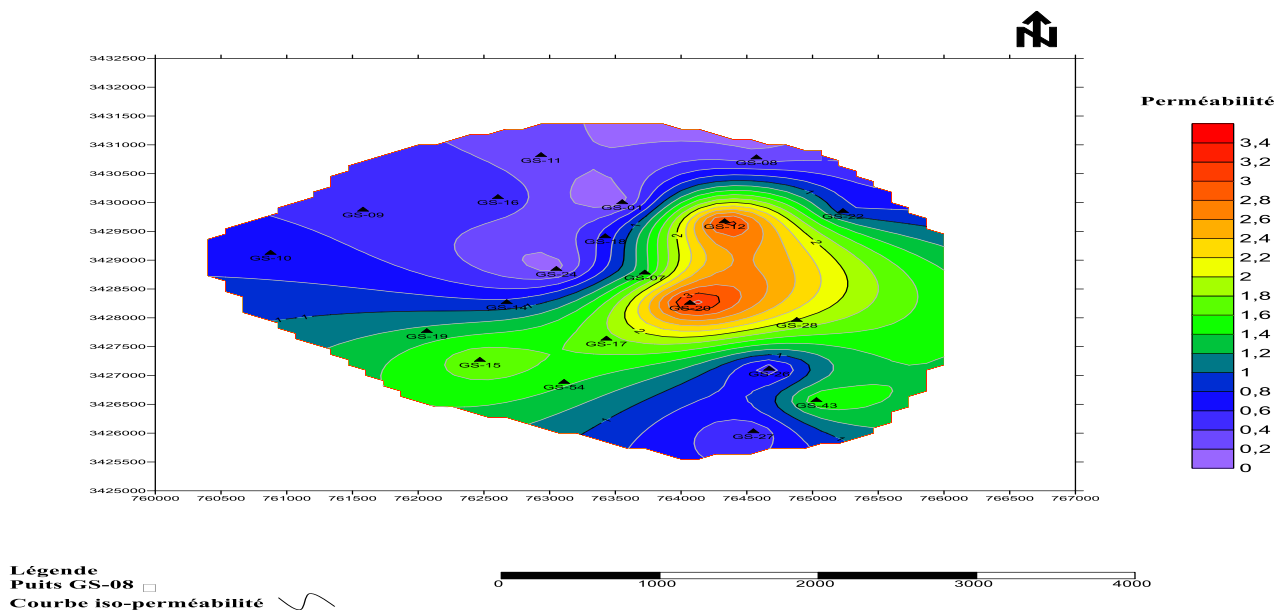


Figure (17) : Carte En isoperméabilité du Gassi Core

IV.3. Corrélation entre la porosité et la perméabilité

IV.3.1. Gassi Nord :

La variation de la perméabilité en fonction de la porosité dans Gassi Nord montre un coefficient de corrélation très faible ($r = 0.17$). Cette valeur montre l'hétérogénéité et l'anisotropie de cette zone (**Figure 18**).

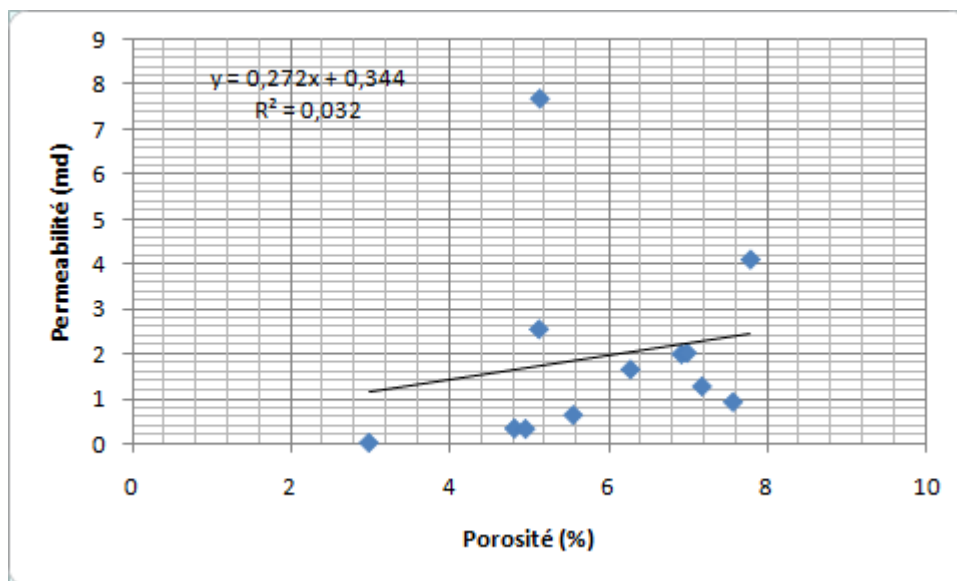


Figure (18) : Corrélation entre la porosité et la perméabilité de Gassi Nord

IV.3.2. Gassi Core :

Le coefficient de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une valeur aussi faible ($r=0.29$), ceci montre à quel point cette zone est complexe et hétérogène, avec distribution incontrôlable et difficile d'interpréter. (**Figure 19**).

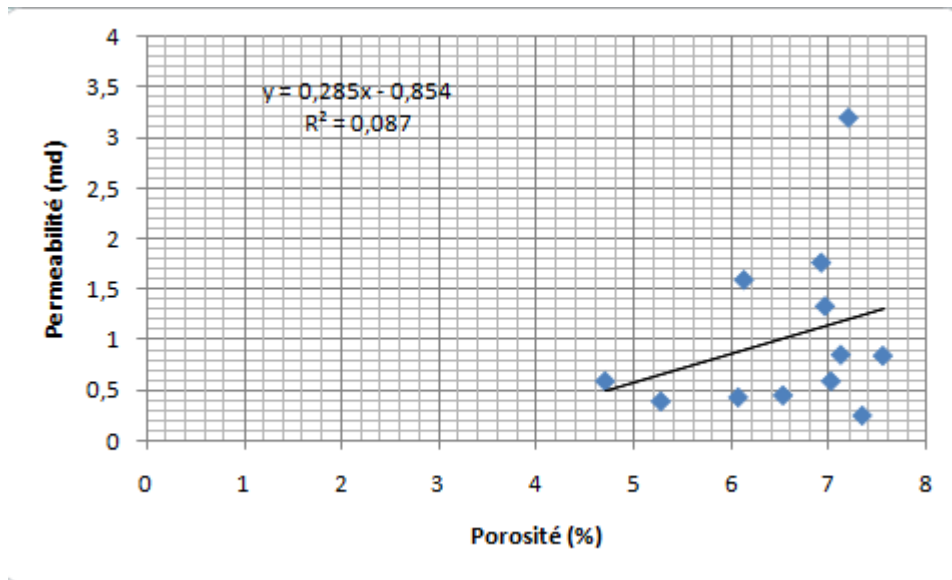


Figure (19) : Corrélation entre la porosité et la perméabilité de Gassi Core.

V .CONCLUSION :

A partir de l'évolution verticale des paramètres péetrophysiques (porosité et perméabilité), on observe une alternance des grandes et faibles valeurs correspondant à des alternances des grès et d'argiles en concluant ainsi que l'unité RaU3B présente une bonne productivité.

D'après l'évolution spatiale des paramètres péetrophysiques, on a pu déceler que le réservoir d'El Gassi présente des faibles paramètres petrophysiques ainsi qu'une hétérogénéité très complexe et difficile a interpréter

CHAPITRE III

Modélisation

I. INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré à la modélisation des paramètres pétrophysiques déjà étudiés et . Une telle démarche est devenue actuellement l'ossature de la recherche pétrolière pour bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures.

II. DEFINITIONS ET CONCEPTS

Comme son nom l'indique, la modélisation a pour but de proposer un modèle géométrique et géologique calé sur des données de terrain. Le modèle géologique (statique) d'un réservoir pétrolier se construit à l'aide des données disponibles (diagraphiques, structurales et autres). Il sert comme une base de données pour le modèle dynamique (utilisé pour la simulation du réservoir) pouvant être mise à jour chaque fois que de nouvelles informations devenaient disponibles. Il s'agit donc d'un modèle prédictif qui puisse être utilisé pour estimer les réserves et optimiser le développement du gisement (WEC, 2007).

En d'autre terme, la modélisation géologique « Geomodeling » est la création d'une représentation de sub-surface d'un réservoir donné (d'huile, de gaz, etc.) (SCHLUMBERGER, 2005).

III. DIFFERENTES ETAPES DE MODELISATION

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 GS 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

III.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 :

Tableau 1 : Tableau des différents types des données

| Data | Format | Type |
|------------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| Données de puits | | |
| a. En-têtes des puits | Well heads (*.*) | Puits |
| b. Logs des puits | Well Logs (ASCII) (*.*) | Puits |
| Têtes des puits | | |
| | Petrel Well Tops (ASCII) (*.*) | Têtes des puits |
| Données des failles | | |
| Polygons des failles | CPS-3 (GeoFrame) lines (ASCII) (*.*) | Lignes |

III.2. Interprétation sismique

Cette étape consiste à extraire les différentes structures géologiques (failles, biseau, stratigraphique, plis, etc.) à travers l'interprétation des profils sismiques acquises lors de la phase d'exploration de la zone d'étude nous remarquons l'existence de grand nombres des failles. (figure 20).

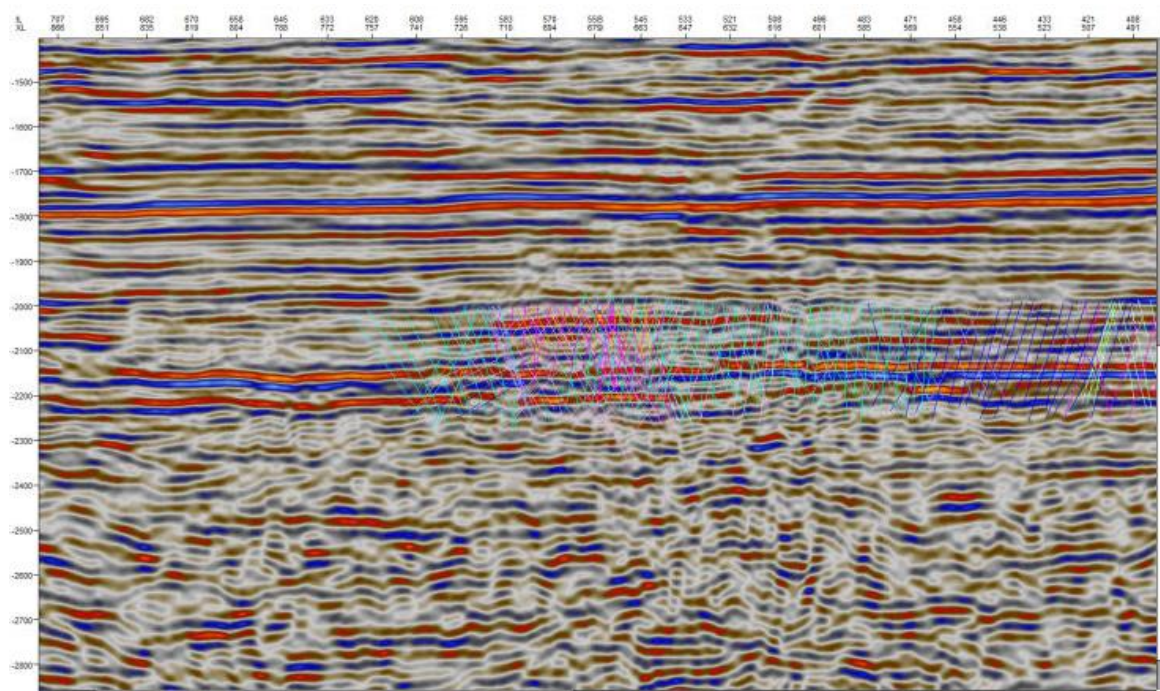


Figure. (20) –section sismique de la zone d'étude.

III.3. Modélisation des failles

La modélisation des failles est la première étape dans la construction de la charpente structurale du modèle 3D (**figure 21**). Les failles affectant la structure globale de la zone d'étude sont sélectionnées afin de les édifier et les connecter entre eux par des plans horizontaux appelés: les piliers clefs (Key pillars). La géométrie de failles peut être modélisée par le Petrel (polygones ou surfaces) (**SCHLUMBERGER, 2005**). Au cours de cette étape, plusieurs segments ont été déterminés en fonction des failles identifiées dans le champ d'ELGASSI. La modélisation des failles montre l'existence d'un grande réseau des failles dans différents direction sud-nord, est-ouest et nord est- sud ouest comme conséquences de plusieurs phase tectonique qui affectant la région et surtout la phase hercynienne (**Laouini, 2010**).

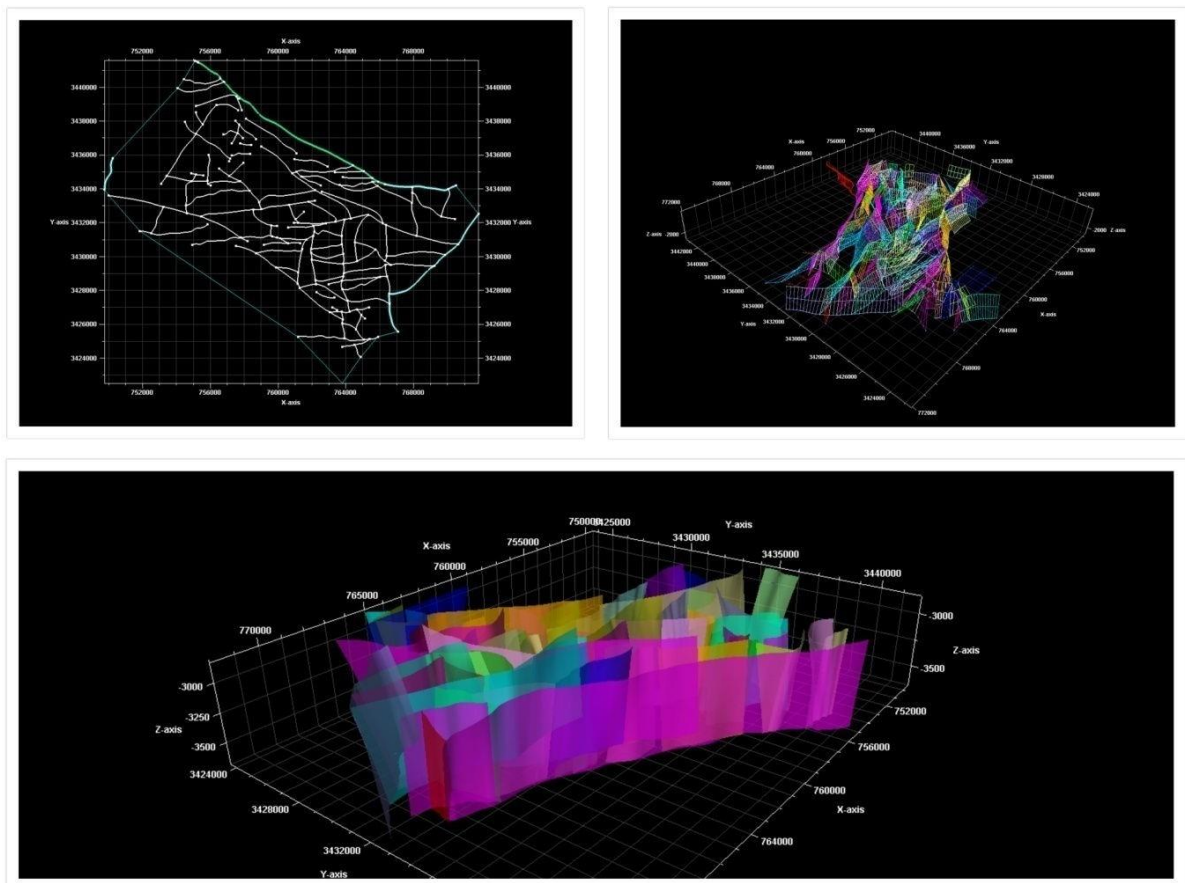


Figure. (21)- Modélisation des failles dans la zone d'étude.

III.4. Maillage des piliers

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).

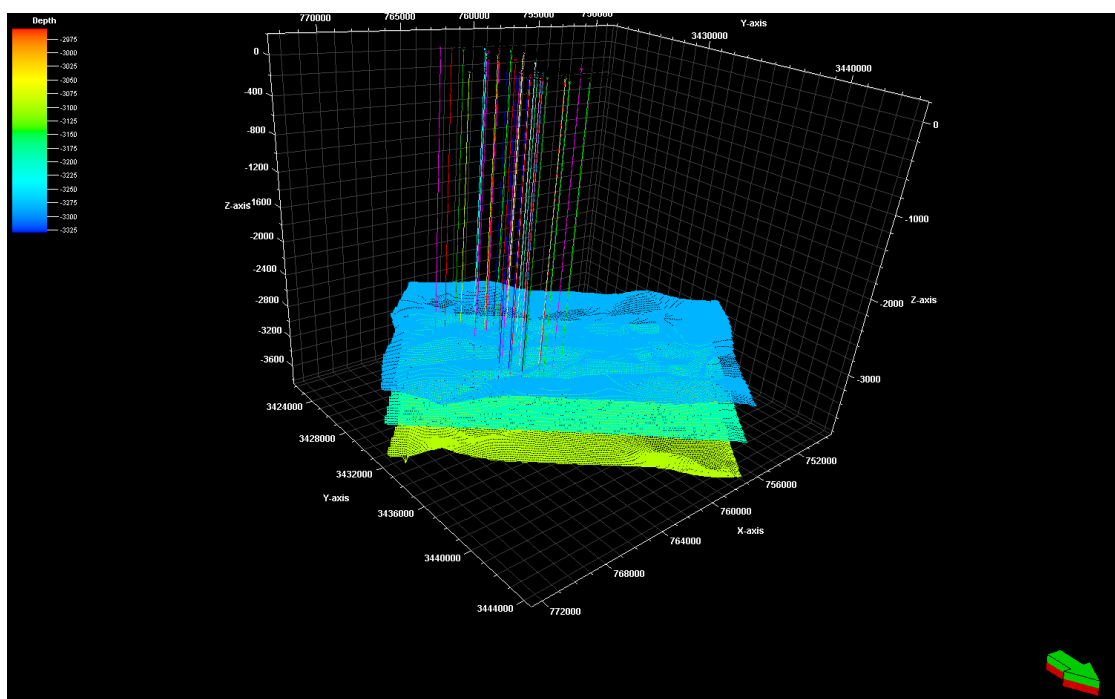


Figure (22). Maillage de Piliers (*Pillar gridding*)

III.5. Subdivision stratigraphique

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 est bien distingué (**figure 23**).

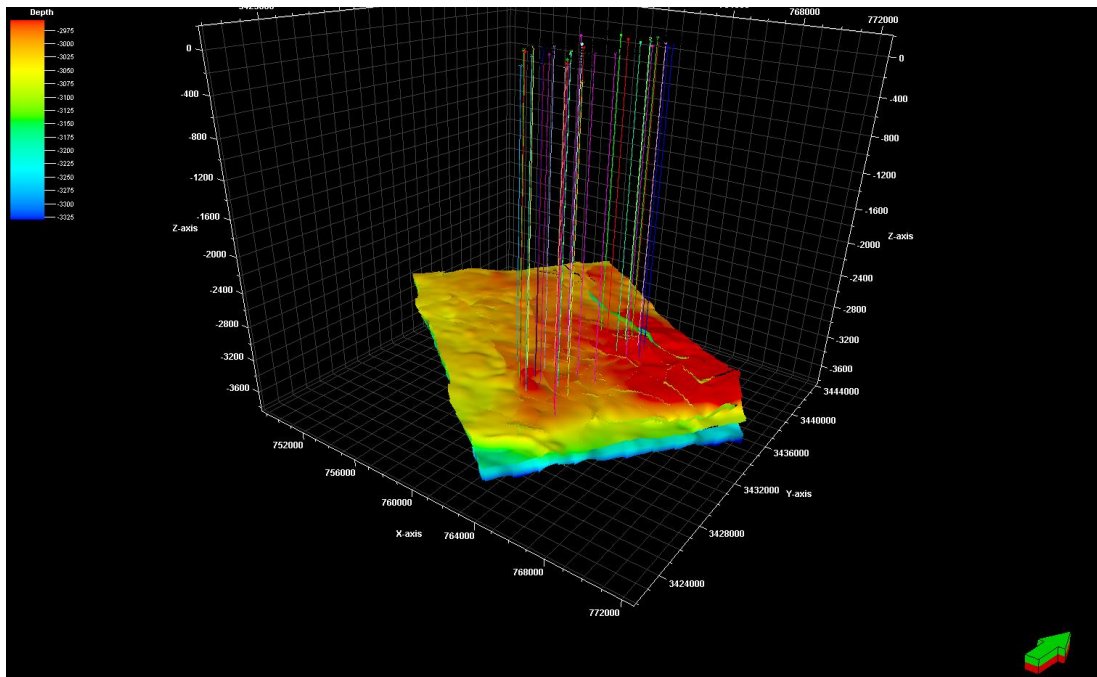


Figure. (23)- Subdivision stratigraphique de la zone d'étude.

III.6. Insertion des zones et insertion des sous-zones

III.6.1. Insertion des 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, 2005). Concernant la zone d'étude, elle est subdivisée en 11 zones lithostratigraphiques (Ri3, Ri2, Ri1, BaseRi, RaU4, RaU3B, RaU3A, RaU2, RaU1B, RaU1A, RaL)

III.6.2. Insertion des sous-zones : Ce processus consiste à 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 Make Layers va faire une résolution plus fine de la grille 3D. 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.)

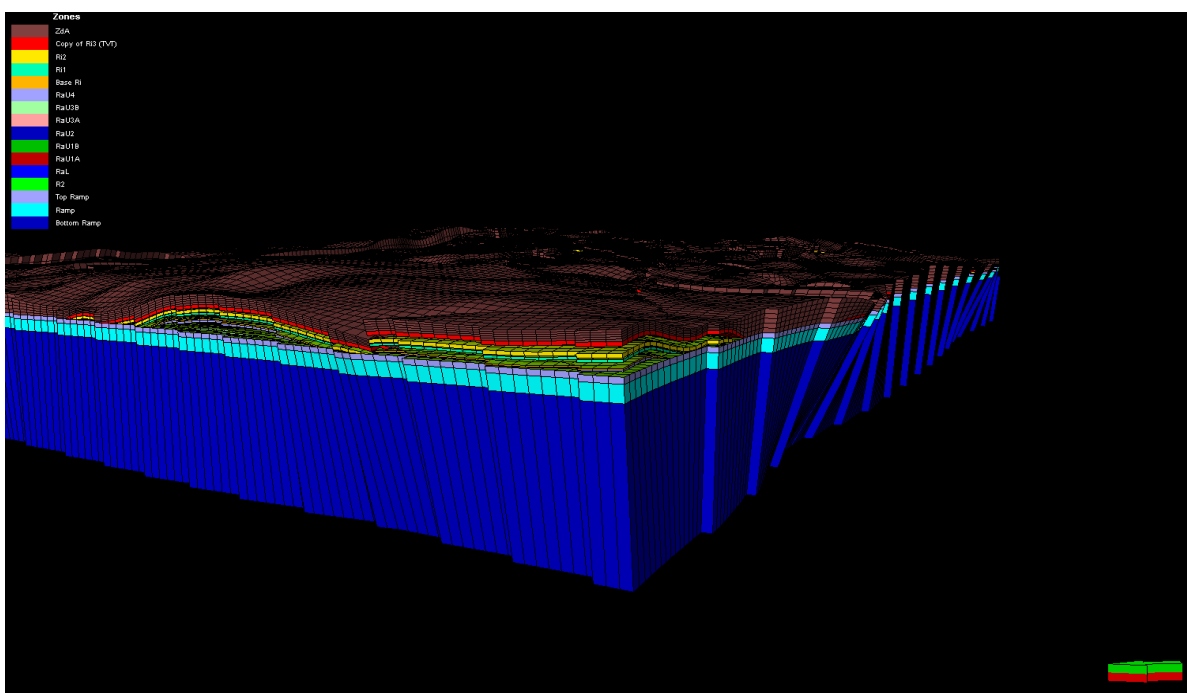


Figure. (24)- Insertion des zones dans la zone d'étude.

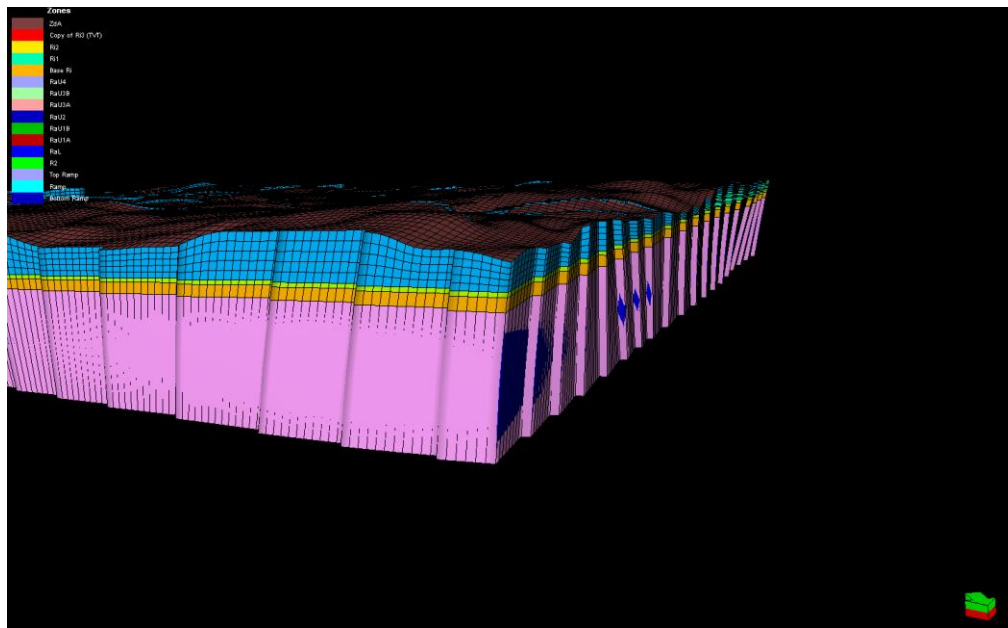


Figure .(25)- Insertion des sous-zones dans la zone d'étude.

III.7. Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D

Ce processus a pour but d'attribuer des valeurs moyennes aux cellules de la grille 3D qui sont traversées par des diagraphies de puits (points de contrôle). Comme chaque cellule ne peut contenir qu'une valeur, les diagraphies de puits doivent être extrapolées (WEC, 2007).

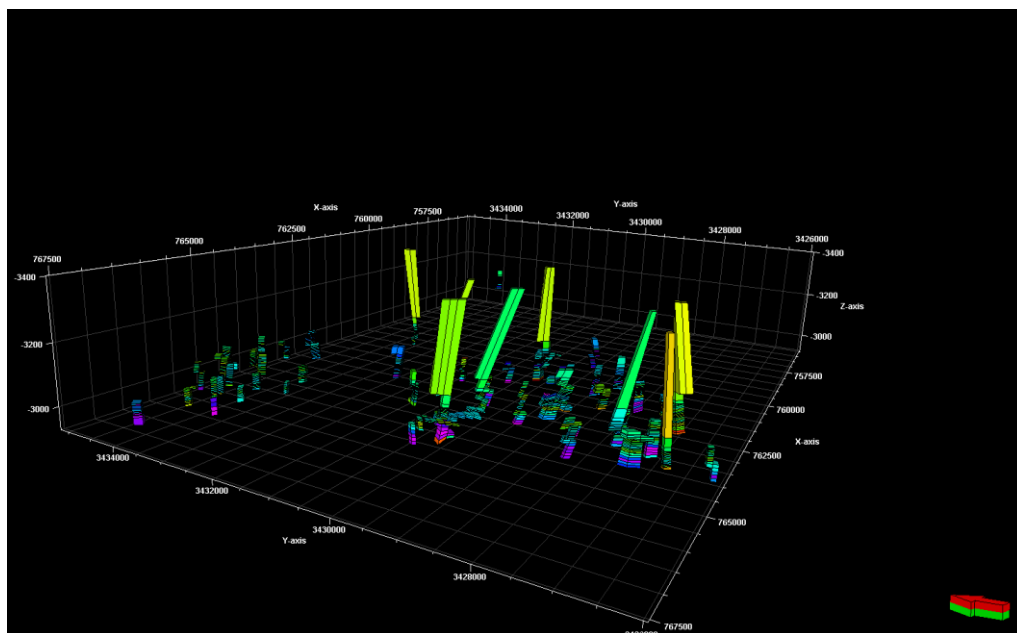


Figure (26) Mise à l'échelle les logs diagraphie des puits (porosité)

III.8. Modélisation pétrophysique

Le résultat de la représentation des logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs) (**figure 26**) s'appuie sur l'extrapolation de la valeur de la porosité et de volume d'argiles des puits à travers toute la zone, en utilisant la méthode de la géostatistique (Sequential Gaussian Simulation SGS) et l'analyse des variogrammes pour chaque propriété. Cette méthode est aléatoire.

III.8.1. Modèle de porosité :

A partir de ce modèle, on notant que l'orientation générale de la porosité suit la direction nord-est de réservoir.(meme direction des failles), cela confirme leur influence sur la qualité de réservoir.

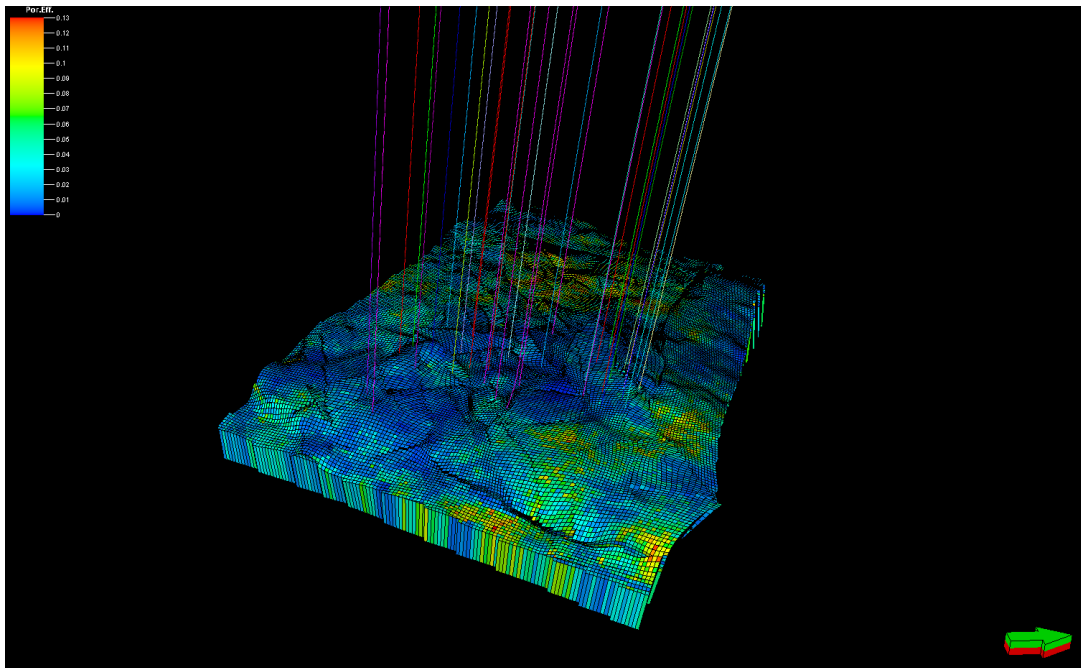


Figure (27): Modélisation de la porosité

III.8.2. Modèle de perméabilité : vu la forte variabilité de la perméabilité , sa distribution semble plus complexe que la porosité , le modèle montrent que tous les drains présentent des faibles valeurs de perméabilité. Cette tendance sera probablement due à des phénomènes tectoniques et diagénétiques qu'aurait subit le réservoir au cours de son évolution.

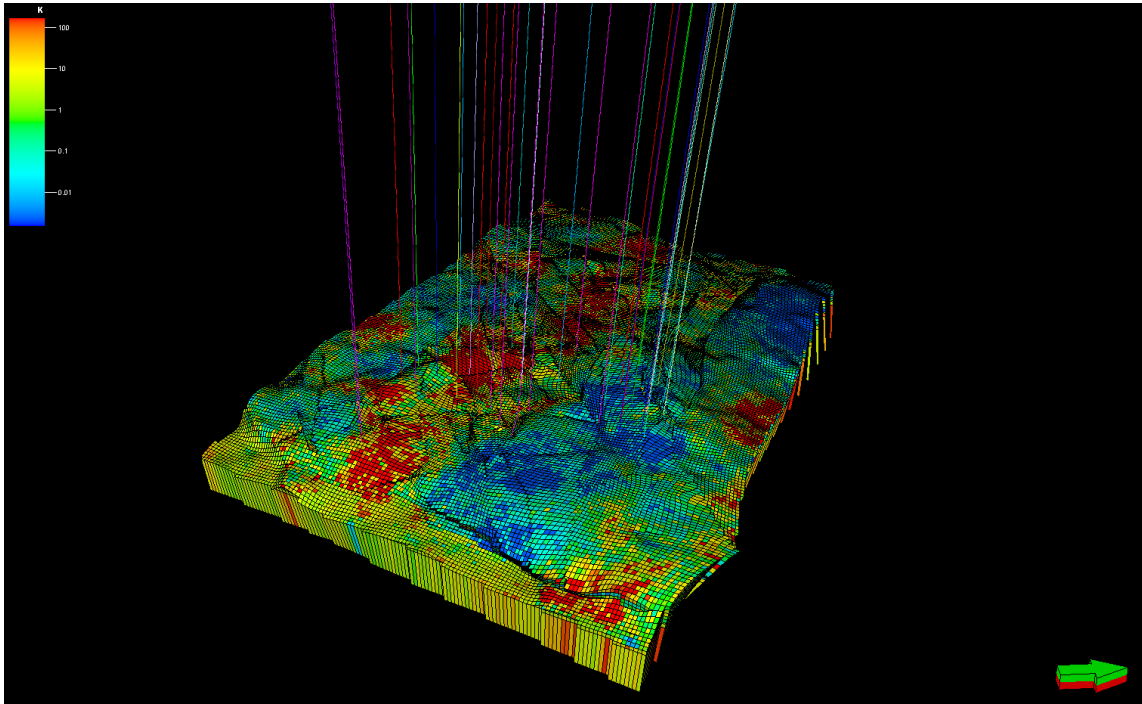


Figure (28): Modélisation de la perméabilité

III.9. Définir les contacts (huile/eau)

Après avoir construit la grille 3D du modèle statistique et avant l'exécution du calcul de volume, les contacts huile/eau (OWC : Oil Water Contact) doivent être déterminés. Dans notre cas, deux contacts ont été identifiés et répartis dans notre zone d'étude, cette répartition dans des niveaux différents (profondeurs différents) (-3014 m, et -3020m) à cause de la structure et la géométrie variée de la zone d'El-Gassi. (**figure 29**) .

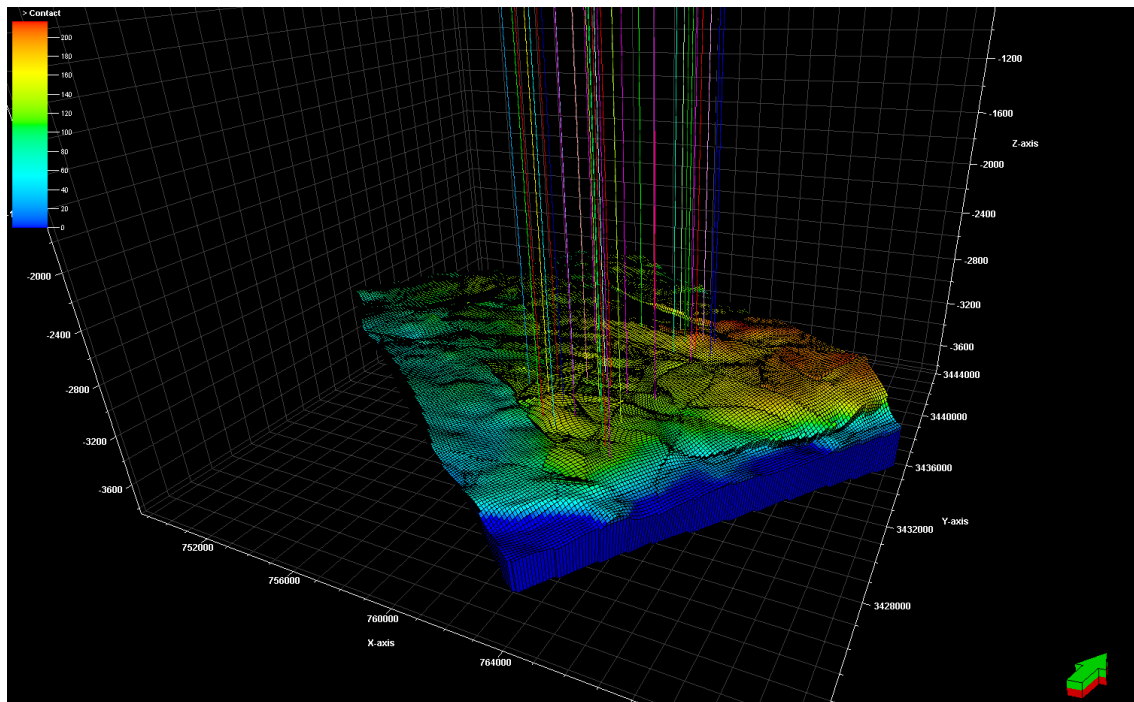


Figure (29). Model niveau plan d'eau en 3D

III.10. Modèle de volume d'argile

D'après le log du Gamma Ray on peut calculer le Volume d'argile (*Shale volume*) avec une équation mathématique comme suit :

$$V_{sh} (\%) = \frac{Gr_{lu} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}}$$

Gr_{lu} : Valeur du Gamma Ray lue d'après le log.

Gr_{min} : Valeur minimum de Gamma Ray.

Gr_{max} : Valeur maximal du Gamma Ray.

on a obtenu un log du *Vsh* avec l'opération (*Scale up well logs*) on a fait la mise à échelle du log de *Vsh* d'un intervalle de [0-1] et terminant par la modélisation de ce propriété pour obtenir un modèle en 3D (Figure 31).

En utilisant la méthode géostatistique (Séquentiel Gaussien Simulation SGS) en intervenant le variogramme Gaussien pour réalisé le model d'argile.

On peut noter que les tendances de *Vsh* ce localisent généralement vers la direction nord-ouest sud-est, la faible distribution indique moins d'influence sur la qualité de réservoir.

Notons que chaque modèle géologique (statique) présente des incertitudes.

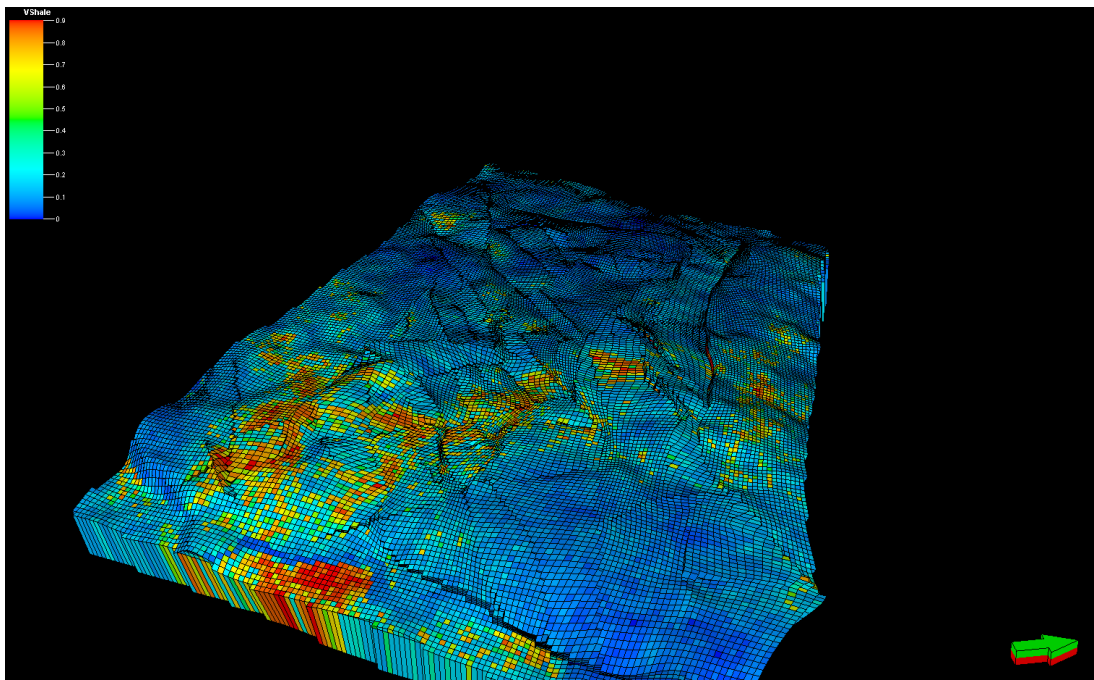


Figure (30) : Modèle distribution d'argile en 3D

IV.CONCLUSION

La modélisation structurale montre que le réservoir du champ est d'une forme structurale anticlinale, et traversé par plusieurs failles dans la direction nord-ouest sud-est.

La modélisation des propriétés de champ el Gassi montre que le champ est généralement très faible en porosité et perméabilité, a cause de la compaction de réservoir, ainsi que des faibles tendances de Vsh ce localise généralement dans la direction nord-ouest sud-est. Elle montre aussi l'existence de deux contacts huile/eau situés à des profondeurs différents.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

D'après l'interprétation des cartes en isoporosité en isoperméabilité montrent que le réservoir d'El Gassi est caractérisé par des faibles valeurs de paramètres pétrophysiques ne dépassent pas les 8% pour la porosité et les 8 md pour perméabilité

D'après l'interprétation des corrélations de porosité et perméabilité, On peut conclure que le réservoir de El Gassi est une zone caractérisé par une anisotropie et hétérogénéité très complexe et difficile a interpréter.

La modélisation a été réalisée par l'outil de Schlumberger Petrel, elle en ressort les points suivants :

Le champ de d'El gassi est traversé par plusieurs failles dans de direction nord-est sud ouest, la réalisation des cartes de toit et le mur de réservoir R1 a permet de mettre en évidence la structure globale du réservoir de champ Gassi en forme anticlinale.

La modélisation pétrophysique de champ el Gassi montre que le champ est généralement de très faible porosité et perméabilité par endroits (du a la compaction de réservoir) et par une bonne perméabilité dans autres endroits (probablement sous l'effet des fractures), La modélisation montre aussi que la tendance de Vsh ce localise généralement dans la direction nord-ouest sud-est. Elle montre aussi l'existence de deux contacts huile/eau situés à des profondeurs différents.

La modélisation géologique a permis de montrer que les propriétés réservoir ; structural, sont étroitement liés aux mouvements tectoniques (érosion hercynienne) et le mode de depot.

Notre modèle réalisé est acceptable de point de vue théorique mais pratiquement est discutable prenons en considération que les modèles sont susceptibles a des mises à jour.

Références Bibliographiques

ALAIN F. ; JEAUN-FRANCOIS R(2003). "Dictionnaire de Géologie. (5^{emé} édition) ".

BEICIP FRANLAB (2003). "Structural Analysis and Fracture Analysis on GEA Area ".

LAOUINI. H ; ZEDDOURI. A. (2010). « Impact de la fracturation sur la production des réservoirs cambriens du champ d’El Gassi (S-E Algérien) ». 1^{er} Colloque international sur La Géologie du Sahara algérien : Ressources minérales, en hydrocarbures et en eau.

PERRODON. M. (1966). "Géologie du pétrole " Presse Univ.France, Paris, p 440.

PERRODON. A (1985). "Géodynamique Pétrolière, Genèse et Répartition des Hydrocarbures".

SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS (2005). "Petrel (TM) Workflow Tools: Introduction course v.2004 (course ed.2) ".

SERRA. O. (1979). "Diagraphies différées - Bases de l’interprétation, Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, Elf Exploration édition Paris,".

SONAHESS (2003). "E1 Gassi Field General Stratigraphy and geology".

SONAHESS (2005). "Rapport des caractéristiques structurale de la région d’el Gassi".

SONAHESS (2007). Groupement Sonatrach-Hess, Direction Engineering, (rapport d’induction) : "Synthèse géologique sur la région (gisement d’EL-Gassi, Zotti et EL- Agreb) ".

SONATRACH / EXPLORATION (1995). " Géologie d’Algérie "Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement, 1995, pp. 5-11.

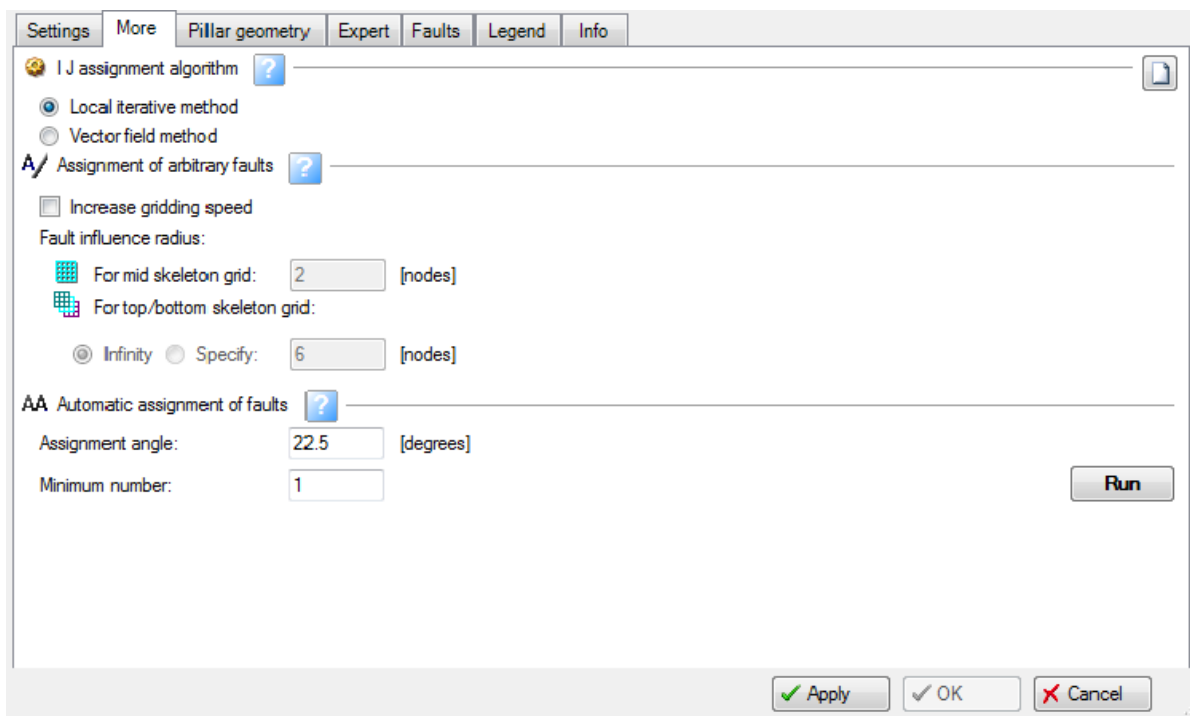
SONATRACH (2007). "Rapport d’implantation des puits dans la région D’EL GASSI".

TILLOUS ET Al. (1963). "Rapport préliminaire sur le réservoir de Hassi Messaoud". Rapport. REPAL, inédit. ".

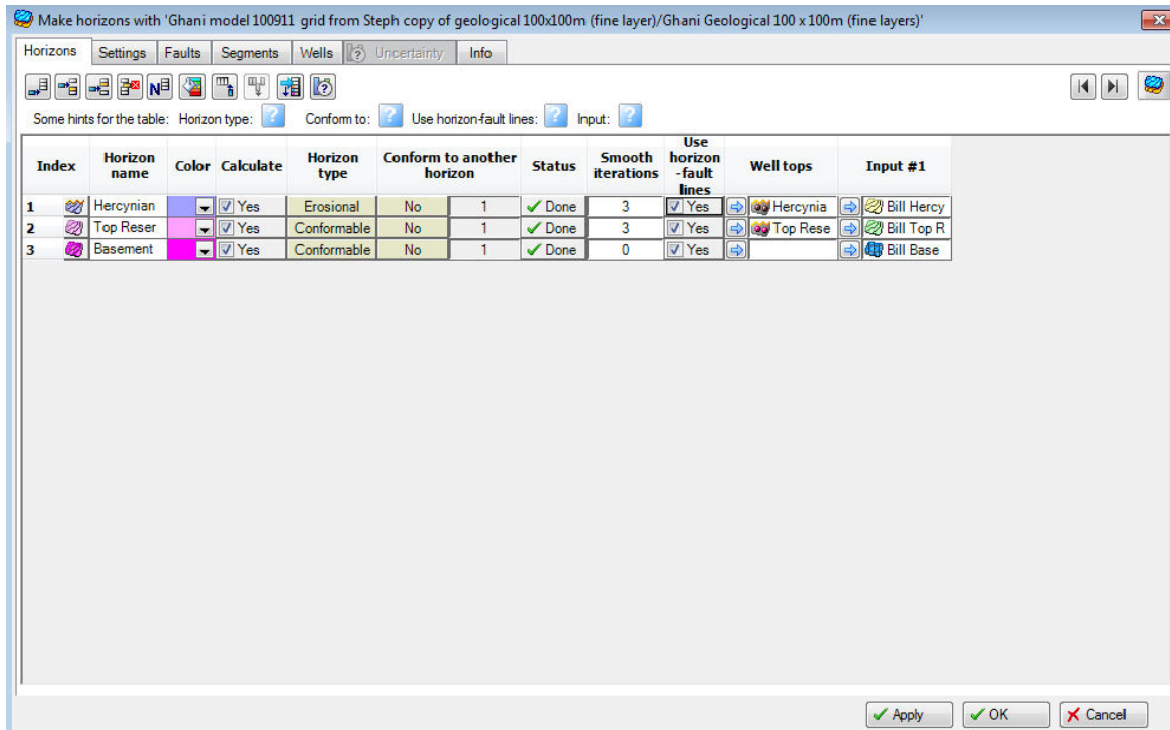
WEC (2007). " La géologie pétrolière de l’Algérie ". In Sonatrach – Schlumberger Well Evaluation Conference - Algérie 2007, p. 1.6 – 1.8, Édité par Schlumberger, 2007.

YOUSSEFOV. K. (1985). "Critères paléotectonique de la Recherche en Hydrocarbures des réservoirs du cambro-ordovicien de la Région El Agreb-El Gassi". SONATRACH.

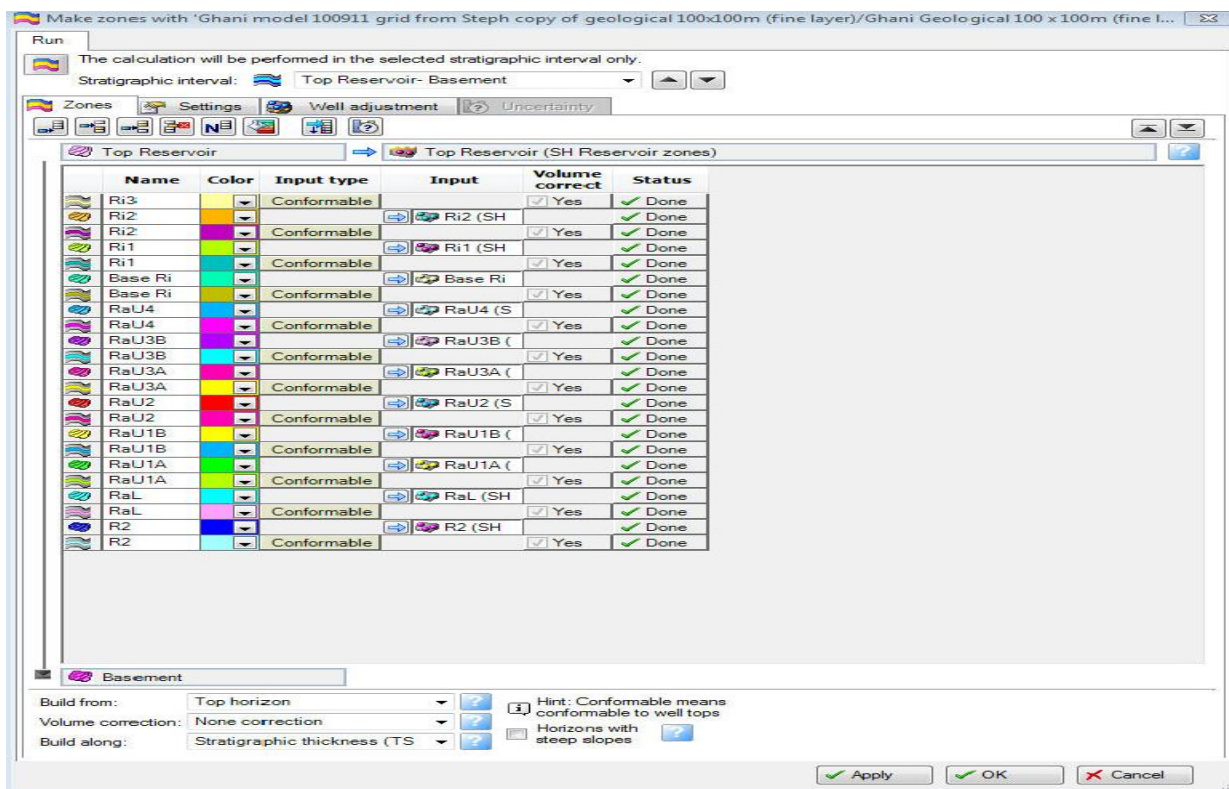
ANNEXE



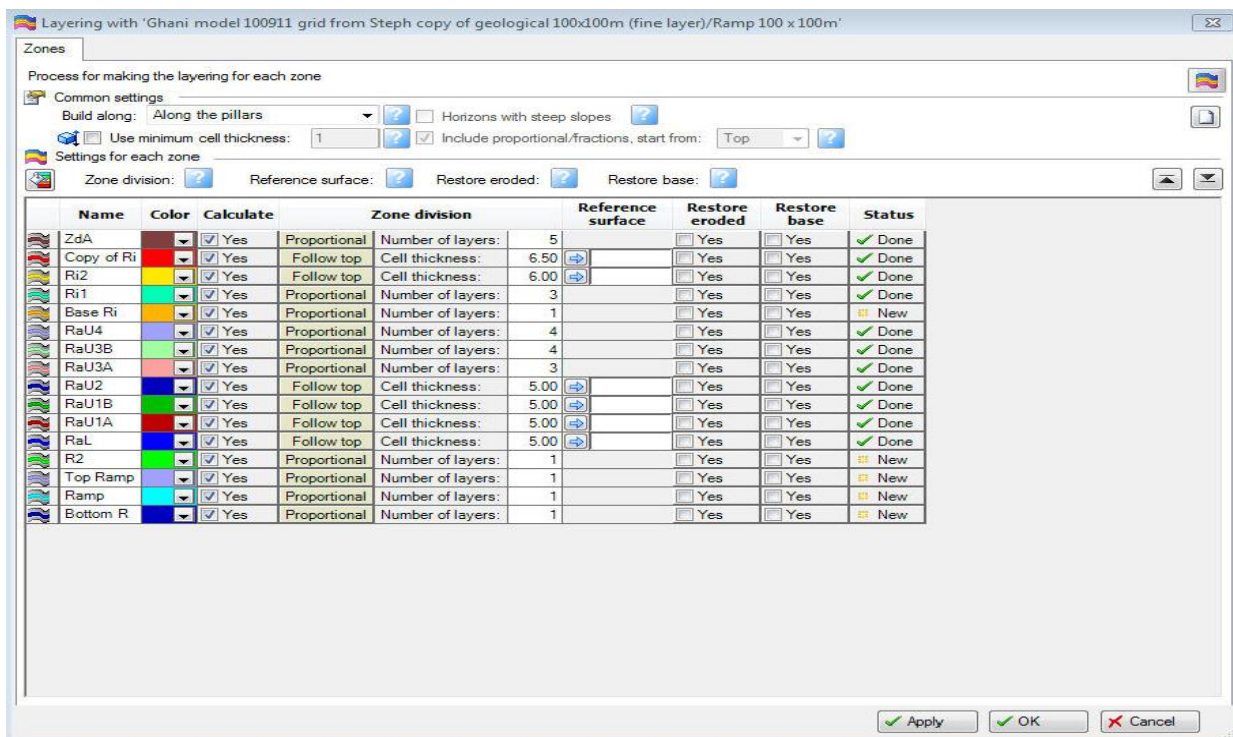
Réglages pour le processus pillar gridding



Réglages pour le processus Make horizons



Réglages pour le processus Make zones



Réglages pour le processus Make layers