

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

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Analyse faciologique et prédiction du
réservoir de la série cambrienne de la zone
15 du champ de Hassi-Messaoud**

Soutenu publiquement par :

- ✓ M. Bouta bilal
- ✓ M. Bassi yahia

Devant le jury :

| | | |
|-----------------------|-----------------|--------------------|
| Président : | Mr. DJIDEL. M | Prof Univ. Ouargla |
| Promoteur : | Mr. ZERROUKI .H | MCB Univ. Ouargla |
| Examinatrice : | Mr. MERABET .L | MAA Univ. Ouargla |

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciements

*Nous remercions tout d'abord **ALLAH** qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail. Tous nos remerciements à notre Encadreur **Mr : ZERROUKI HICHAM** et superviseur : **Eddine Bakri et Farouk Boufernar** pour avoir accepté de suivre cette étude.*

*Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du **département des géologie**, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.*

*Puis j'adresse mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour la réalisation de ce travail surtout les personnels **SONATRACH HMD***

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Bassi yahia

∫

Bouta bilal



DÉDICACE

C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

À mes chers parents qui m'ont aidé par leur présence et leur soutien.

À mes frères : Belgacem, Moataz, Abderrahmane .H, Souhaib, Rami .

À mes chers sœurs sur tout ma petit sœur Hanine.

À mes chers oncles : Salim, Yassin, Lassad, Fouad, Nour dine. et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Bouta. aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Fares.B, Abo Chadi, Najib.Marouf, Abderraouf. D, Mostafa.H, Abdesatar. M, Abdeljabar.L, Youssef.D, Nabil. G, Abd nour.N, Abdelkamel .m ,Khaled. S, Choukri.Z, Abdelkader.S , Ali. N, Houdaifa.R, Haroun.K, Hassane.M, Mohamed.N , Rachid.A.

Sans oublier tous mes collègues des promotion géologie pétroliere.

À la fin je dédie très mon chéri ce mémoire à mon binôme ;

Bassi yahya

À tous ceux qui ont participé à ma réussite.

BOUTA

BILAL





DÉDICACE

C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

À mes chers parents qui m'ont aidé par leur présence et leur soutien.

À mes frères : takj el-dine , hichame ,

À mes chers : rebeh, zaineb, ibtissame .

À mes chers oncles : hocine , ahmed , salah , itmane , .et mohamed, ali, bachir , abdelali à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom bassi. aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Issa.b, hamza.b , imad.f, brahime.b , necer aldinne.h, abdelkader.s, habib.l , ali.n, abdeldjaber.l , mohammed.d, taha.g, necer k, abdessalem g, abderrahman.b, anas.z, khalifa.z, ahmed.h, dirar.t, abdelkamel.m, khaled .s , ali.s, yahia.dj

Sans oublier tous mes collègues de promotion géologie pétrolière.

À la fin je dédie très mon chéri ce mémoire à mon binôme ;

Bouta bilal.

À tous ceux qui ont participé à ma réussite.

Bassi

Yahia



Résumé: Dans le présent travail, le réservoir cambrien de la zone 15 (champ de Hassi Messaoud) a fait l'objet d'une étude pluridisciplinaire. Les données essentielles diagraphiques (GR et Netron) et pétrophysiques utilisées, nous ont permis de bien comprendre l'évolution spatio-temporelle des dépôts silico-clastiques (dépôts gréseux). Les analyses des carottes des puits sélectionnés, montrent que ce réservoir à prédominance gréseuse. Il se distingue par la présence des litages obliques et entrecoupés témoignant ainsi d'un milieu de dépôts de type fluvatile soumis à l'influence marine.

Les résultats pétrophysiques (porosité et perméabilité) obtenus à partir du « logiciel Pétrel » et représentés sous-forme de cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité, leurs interprétations ont permis de mettre en évidence la relation entre ces deux paramètres, la détermination de la qualité pétrophysique du réservoir et la production d'hydrocarbures dans la zone d'étude.

ملخص: الخزان الكمبري في المنطقة 15 (حقل حاسي مسعود) موضوعا لدراسة متعددة التخصصات. وقد سمحت

تسجيل أساسيا للبيانات (GR و Netron) وبتروفيزيائية المستخدمة، ولنا أن نفهم تطور الزمانية المكانية من الودائع سيليكات التفكيكي. التحاليل التي أجريت على الجزر تظهر آبار مختارة خزان الحجر الرملي هذا في الغالب. وهو يتميز بوجود منحرف وتوقف الطبقة مما يدل على الودائع النهرية المتوسطة الخاضعة لنفوذ البحرية.

الناتج بتروفيزيائية (المسامية والنفاذية) تم الحصول عليها من "البرمجيات بترال" وتمثيلا شكل ايزو المسامية والنفاذية و ايزو الخرائط، وساعدت تفسيراتها لتسليط الضوء على العلاقة بين هذين المعيارين، تقرير نوعية الخزان بتروفيزيائية وإنتاج النفط والغاز في منطقة الدراسة.

Abstract: In the present work, the Cambrian reservoir zone 15 (field of Hassi Messaoud) was the subject of a multidisciplinary study. Essential data logging (GR and Netron) and petrophysical used, have allowed us to understand the spatiotemporal evolution of silico-clastic deposits (sandstone deposits). Analyses of carrots selected wells show that this reservoir predominantly sandstone. It is distinguished by the presence of oblique and interrupted litages thus showing a middle fluvial deposits subject to marine influence.

Petrophysical results (porosity and permeability) obtained from "Petrel software" and represented under the form of iso-porosity and iso-permeability maps, their interpretations have helped to highlight the relationship between these two parameters, determination the petrophysical reservoir quality and hydrocarbon production in the study area.

LISTE DES FIGURES

Chapitre I :

| | |
|--|----|
| Figure I -1: Situation Géographique Le champ de HASSI MESSAOUD..... | 2 |
| Figure I-2: Carte représentant les différentes zones du champ de Hassi Messaoud et situation de la zone étudiée..... | 3 |
| Figure I-3: Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD..... | 5 |
| Figure I-4: Ecorché sous la D.H du champ de Hassi Messaoud | 8 |
| Figure I-5: Coupe transversale Ouest-Est de la structure de Hassi Messaoud..... | 12 |
| Figure I-6: Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud..... | 14 |

Chapitre II :

| | |
|--|----|
| Figure II-1 : Interprétation lithologique du log composite de puits Md76 de la zone d'étude..... | 21 |
| Figure II-2 : Interprétation lithologique du log composite de puits Md103 de la zone d'étude..... | 23 |
| Figure II-3 : Interprétation lithologique du log composite de puits ONM11 de la zone d'étude..... | 25 |
| Figure II-4 : Interprétation lithologique du log composite de puits ONM 31 de la zone d'étude..... | 27 |
| Figure II-5: Différents aspects de grés du Cambrien de la zone d'étude..... | 28 |
| Figure II-6: Silt argilo-micacé. Puits Md103..... | 29 |
| Figure II-7 : Stratifications horizontales..... | 31 |
| Figure II-8 : Stratifications en Auges..... | 31 |
| Figure II-9 : Stratifications Obliques..... | 32 |

| | |
|--|----|
| Figure II-10 : structures liées à l'action des organismes..... | 32 |
| Figure II-11 : discontinuités de grande et petite échelle..... | 33 |
| Figure II-12 : Illustration photographique des Faciès observés..... | 36 |
| Figure II-13: Illustration photographique des Faciès observés..... | 37 |
| Figure II-14:(coupe I): corrélation diagraphie SW-NE..... | 40 |
| Figure II-15: (coupe II): corrélation diagraphie NW-SE..... | 41 |
| Figure II-16: schéma d'un système fluvial à chenaux en tresse et exemple d'une séquence de comblement..... | 43 |
| Chapitre III : | |
| Figure III -1: Chargements de données et création des puits..... | 48 |
| Figure III -2: Ligne de failles en 2D "fault stick" | 49 |
| Figure III -3: Les failles en 3D après gridding..... | 50 |
| Figure III -4: Etablissement de squelette "gridding" montrant les mailles de pilier..... | 50 |
| Figure III -5:Exemple de construction d'horizon..... | 51 |
| Figure III -6: Modèle structural 3D de la zone d'étude..... | 51 |
| Figure III -7:Coupe géologique NW-SE à travers la zone 15 montre la géométrie des drains..... | 52 |
| Figure III -8:Coupe géologique NE-SW à travers la zone 15 montre la géométrie des drains..... | 53 |
| Figure III -9: Modèle de faciès 3D de la zone d'étude..... | 55 |
| Figure III-10: Positionnement des puits par rapport aux faciès..... | 56 |

| | |
|---|----|
| Figure III -11: Carte d'isoporosité du drain D1 | 57 |
| Figure III -12: Carte d'isoporosité du drain ID..... | 58 |
| Figure III -13 : Carte d'isoporosité du drain D2..... | 59 |
| Figure III -14 : Carte d'isoporosité du drain D3..... | 59 |
| Figure III -15 : Carte d'isoperméabilité du drain ID..... | 60 |
| Figure III -16 : Carte d'isoperméabilité du drain D1..... | 60 |
| Figure III -17 : Carte d'isoperméabilité du drain D2..... | 61 |
| Figure III -18 : Carte d'isoperméabilité du drain D3..... | 62 |

Plan de travail

Introduction générale

Chapitre I: Cadre Régional et Locale

| | |
|---|----|
| I -1-Introduction..... | 1 |
| I -2-Situation Géographique de champ de HASSI MESSAOUD..... | 1 |
| I -3-Situation Géologique de champ de HASSI MESSAOUD..... | 4 |
| I -4-Cadre Géologique de champ de HASSI MESSAOUD..... | 5 |
| I-4-1-Aspect structural..... | 6 |
| I- 4-2- Aspect Stratigraphique | 10 |

Chapitre II: Analyse faciologique

| | |
|--|----|
| II-1-Introduction | 19 |
| II-2-Analyse faciologique..... | 19 |
| II-2-1-Description des puits sur carottes..... | 19 |
| II-2-1-1- Le puits MD76..... | 19 |
| II-2-1-2-Le puits MD103..... | 22 |
| II-2-1-3- Le puits ONM11..... | 24 |
| II-2-1-4-Le puits ONM31..... | 26 |
| II-2-2- Caractéristiques sédimentologiques du réservoir..... | 28 |
| II-2-2-1-Lithologiquement..... | 28 |
| II-2-2-2-Les structures sédimentaires | 30 |

| | |
|---|----|
| II-2-2-3-Discontinuités..... | 32 |
| II-2-2-4-Faciès du secteur d'étude..... | 33 |
| II-2-3-Subdivision du réservoir..... | 38 |
| II-2-4-Corrélation des puits étudiés..... | 38 |
| II-3-Milieus de dépôt..... | 42 |
| II-4- conclusion..... | 43 |

Chapitre III: Modélisation et prédiction du réservoir

| | |
|--|----|
| III -1-Introduction..... | 44 |
| III -2- Concept et objectif de la modélisation..... | 44 |
| III -3-Méthode utilisée dans la modélisation géologique..... | 45 |
| III -4-Modélisation géologique de la zone d'étude..... | 47 |
| III -4-1-Paramètres pétrophysiques et leurs interprétations..... | 47 |
| III -4-2-Création d'un nouveau projet pétrel et chargement de données..... | 48 |
| III -4-3-Modélisation structurale:(Structural Modelling)..... | 48 |
| III -4-4-Modélisation de faciès:(facies Modelling)..... | 53 |
| III -4-5-Résultat..... | 55 |
| III -4-6-Caractéristiques Pétrophysiques..... | 56 |
| III -5-conclusion..... | 62 |

Conclusion général .

bibliographie .

Introduction

Dans le cadre des études géologique appliquées pour la recherche pétrolières des bassins sédimentaires du sahara Algérien, et pour approfondir nos connaissances sur les systèmes pétrolières en précisant les réservoirs, ce sujet d'étude vient d'être parmi les premières travaux des études sédimentologiques et pétrologique de la zone d'étude (15) qui' est pas encore mieux explorée.

Cette zone se trouvé à l'extrémité Est du champ de Hassi Messaoud, et l'une de ses subdivisions (25 zones).

Ce mémoire consiste en une analyse faciologique et paléo environnementale, une étude pétrographique afin de caractérisé ou de prédite les futures meilleurs réservoirs pétrolifères, des unités cambriennes (Ri, Ra) de la zone 15 Est Hassi Messaoud.

Aucune accumulation commerciale n'a été mise dans la zone 15.

Et pour cela plusieurs raisons sont évoquées citons parmi elles :

- ❖ L'enfouissement des formations cambrienne très important lié à la surcharge sédimentaires ce qui influe sur la compaction des réservoirs.
- ❖ Les réservoirs liés à la porosité et perméabilité trop faible pour permettre l'écoulement des hydrocarbures vers la surface, nécessitent une amélioration des paramètres pétrophysiques par la fracturation afin de produire les hydrocarbures.

Ce mémoire s'organise en trois chapitres différents matériellement mais liés en sens de l'information (en chaîné):

1^{er} Chapitre: Cadre Régional et Locale.

2^{ème} Chapitre: L'analyse faciologique.

3^{ème} Chapitre: Modilisation et la prédiction de la réservoir.

Chapitre I.

Cadre Régional et Locale

I -1-Introduction :

La plate forme saharienne appartient au craton Nord Africain où le socle cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire paléozoïque et mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère.

Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé.

A différentes phases orogéniques, cette plate forme a été affectée par des mouvements tectoniques ayant donné naissance à des zones hautes et basses (antéclises et synéclises) et des dorsales (Amguid, Idjerran ...).

I-2-Situation Géographique Le champ de HASSI MESSAOUD:

Le champ de HASSI MESSAOUD est situé à 700Km au Sud Est d'Alger, à 350Km de la frontière tunisienne et à 80 Km à l'Est de Ouargla (Figure I -1)

Il a une superficie de 2000Km², à une altitude de 142m. le climat est désertique avec des températures allant de 0°C à 47°C en moyenne.

Notre zone d'étude (La zone 15) est située au Nord Est du champ de Hassi Messaoud(Figure I-2)

Elle est limitée au Nord par (la zone 12), à l'Ouest par (la zone 13 et 17), par (la zone 14) à l'Est, et par (la zone 16) au sud.

Sa localisation en coordonnées kilométrique sud Algérie :

X= [790.000-840.000] E

Y= [110.000-150.000] N.

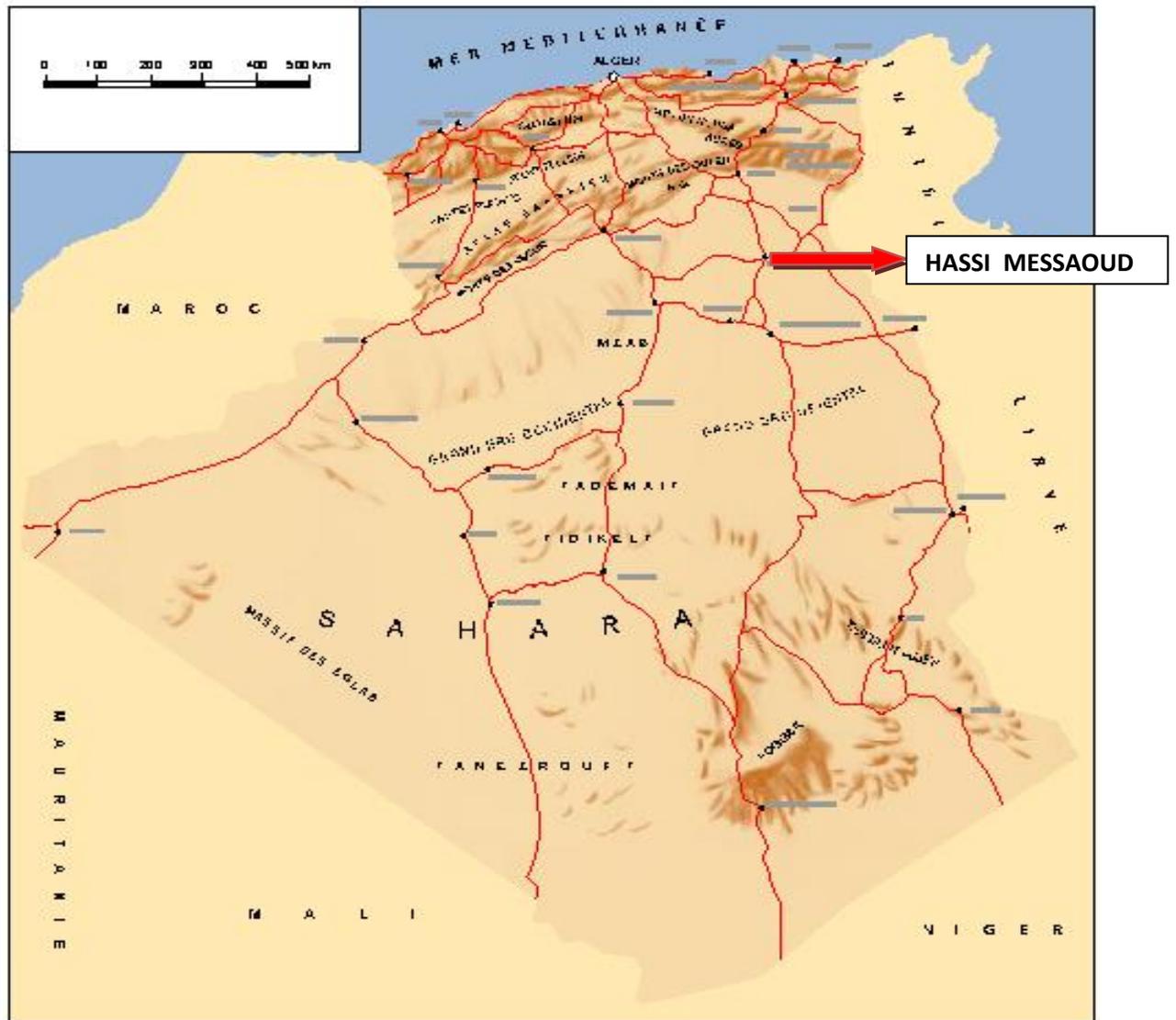


Figure I-1: Situation Géographique Le champ de HASSI MESSAOUD [4]

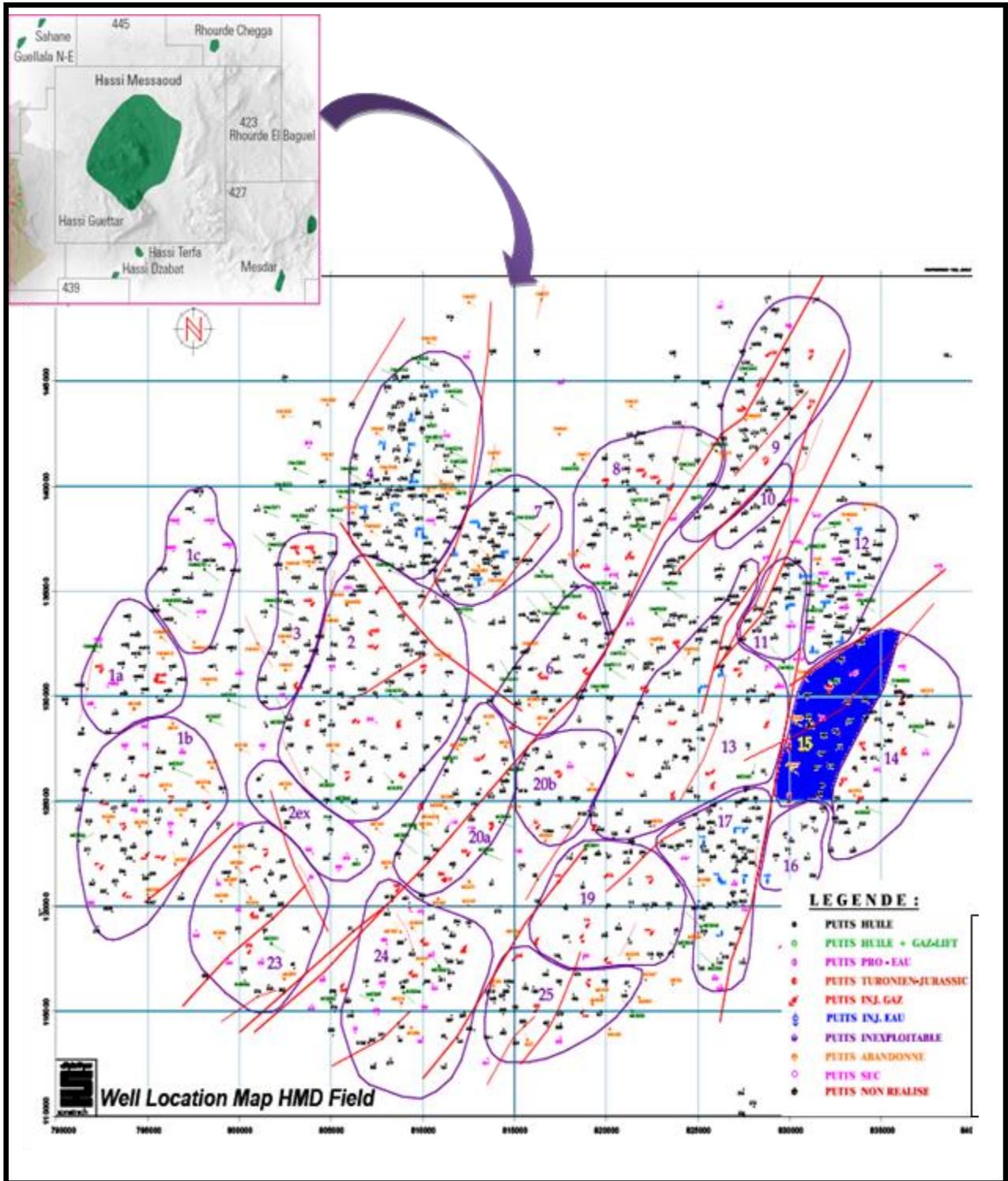


Figure I-2: Carte représentant les différentes zones du champ de Hassi Messaoud et situation de la zone étudiée [3].

I-3-Situation Géologique Le champ de HASSI MESSAOUD :

Du point de vue géologique, le champ de HMD se trouve au centre de la province triasique dans le Sud Est algérien.(**Figure I -3**).

Par sa superficie et ses réserves il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie.

Sur le plan structural, c'est un vaste dôme à faible pendage, s'étendant sur une superficie de 2500 Km².

Le champ de HMD est limité par :

- ✓ Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gallala-Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- ✓ Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- ✓ Au Sud-Est par les gisements Rhoud El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limite par :

- ✓ A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- ✓ Au Sud par la mole d'Amguid El Biod.
- ✓ Au Nord par la structure Djamaa –Touggourt.
- ✓ A l'Est par les hauts fonds de Dahar-Rhoud de El Baguel et la dépression de Berkine.

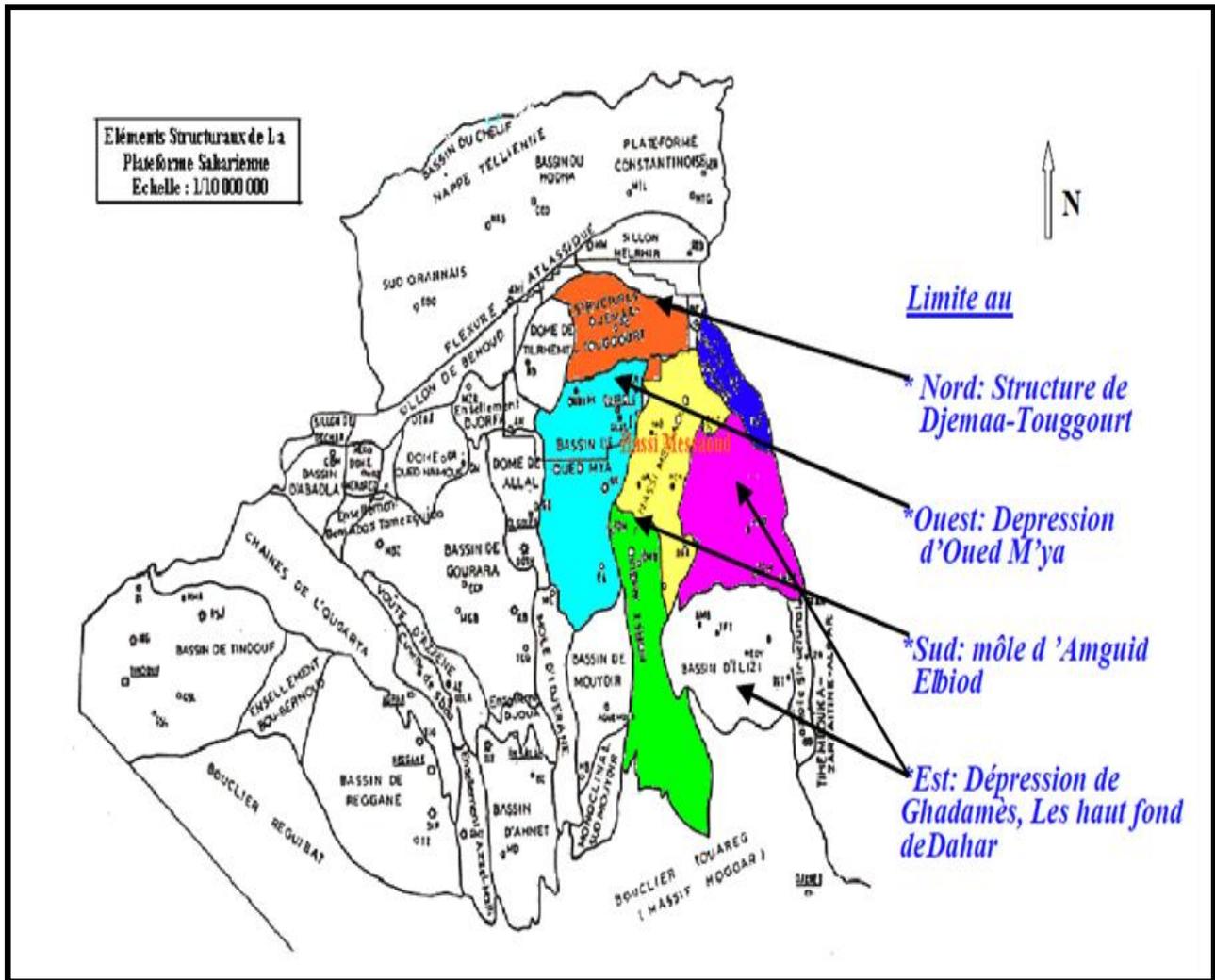


Figure I-3: Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD [9].

I -4-Cadre Géologique :

Le secteur de notre étude se situe dans le domaine de la plateforme dont les caractéristiques sont :

Ce sont les bassins primaires et secondaires se situant entre le Hoggar et l'accident sud atlasique correspondant aux ergs orientaux et occidental[6]

Les dépôts de ces bassins vont jusqu'à 10 km d'épaisseur, les plus anciens existent dans le sud de la cuvette saharienne formant le Tassili n'Ajjer, au Nord du Hoggar. la base de cette formation

correspond à la surface Infratassilienne ; correspondant à une ancienne surface de pénéplanation (érosion) sur laquelle se sont déposées les séries sédimentaires continentales Tassiliennes. [15]

I-4-1-Aspect structural :

Le Secteur d'étude a été le siège de différents processus depuis le début de son histoire les uns d'ordre sédimentologique qui sont des apports détritiques, et d'autres tectoniques syn. et/ou post sédimentaires engendrés par des contraintes diverses, mal connues, et il a connu de nombreuses phases structurales très complexes. L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

I-4-1-1-Structuration Anté-Triasique :

✚ Phase Eo-Calédonnienne précoce ou phase Anté-Trémadocienne :

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est formée avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction NE-SW et accompagnées de volcanisme . [1]

✚ Phase Calédonienne (Cycle Calédonien) :

Datée à de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments du Silurien, Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. Notons qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-Ordovicien. Cette phase aurait débuté au Silurien ou au Dévonien inférieur. [9]

✚ Phase Hercynienne :

Datée à environ de 250 millions d'années, elle est probablement responsable de la direction NE-SW accompagnée du jeu de failles de même orientation, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On remarque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

I-4-1-2-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; ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. [1]

✚ Phase Autrichienne :

Datée à environ 100 millions d'années, cette phase correspond à un raccourcissement Est-Ouest, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué. [2]

✚ Phase Atlasique :

Datée à environ 40 millions d'années, 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.

I-4-1-3-Structure actuelle :

Cette structure 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 épirogénique.

Cette dernière a un allongement général Nord-Est – Sud-Ouest, et montre des culminations locales dont l'amplitude est de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres. [1] (**Figure I-3**).

I-4-1-4-Les paléovallées Hercyniennes :

D'après les études précédentes, il a été mis en évidence l'existence de paléovallées (vallées fluviales) 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 inter-flancs.

Six paléo vallées ont été détectées. Dans certains cas, les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyons étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique.

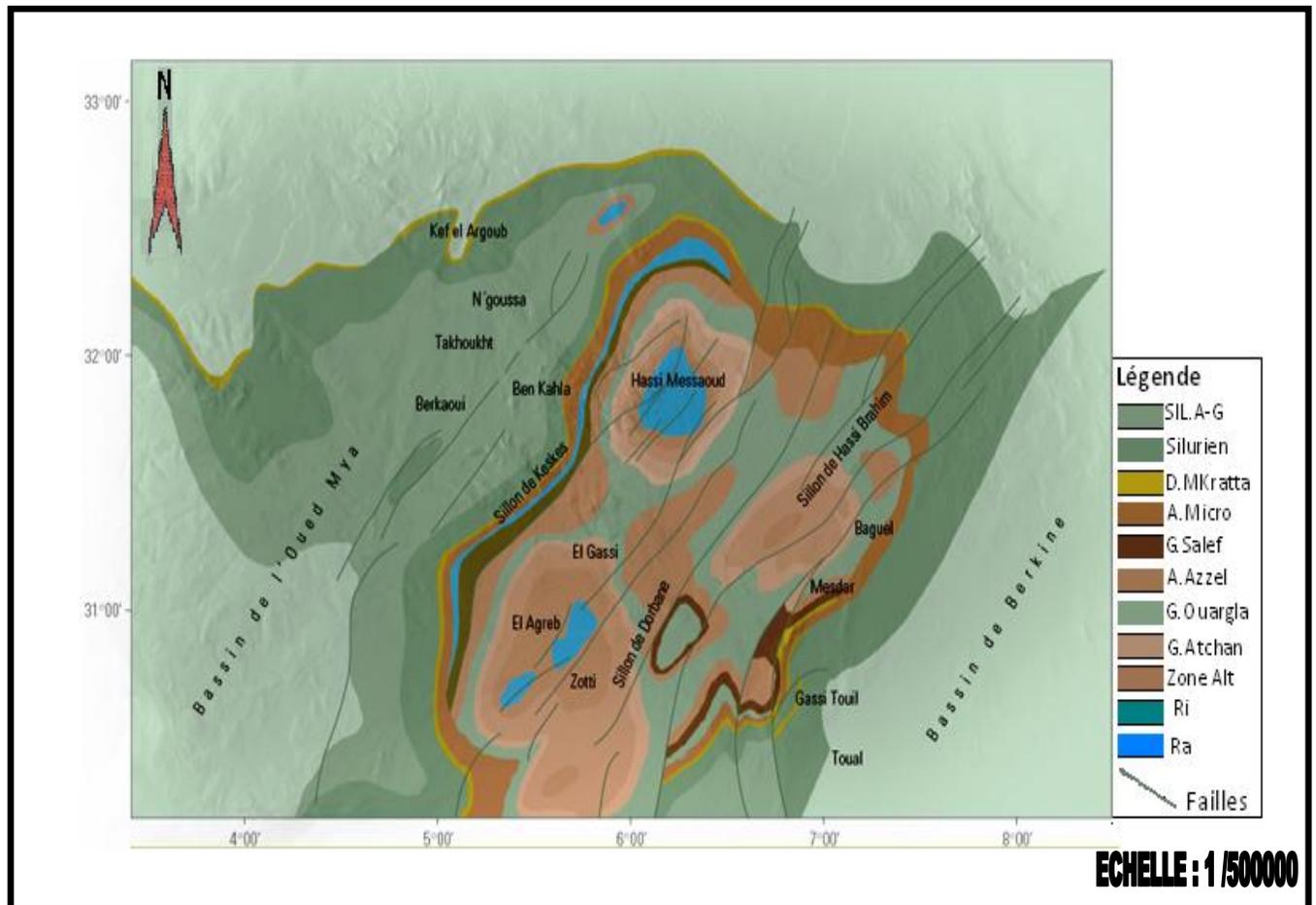


Figure I-4: Ecorché sous la D.H du champ de Hassi Messaoud .[18]

I-4-1-5-Les déformations tectoniques :

Le secteur Est est fortement affecté par divers accidents tectoniques en particulier les failles aussi que les éruptifs magmatiques (Andésites) qui reposent directement sur le Cambrien.

A Hassi Messaoud il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir du 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 :

I-4-1-5-a- Les brèches :

Elles correspondent au remplissage d'espaces vides créés par la faille tels que fractures et fissures ; associées au produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs ; elles sont constituées par des éléments broyés. Généralement un puits caractérisé par une forte densité de brèches est faillé ou situé à proximité d'une faille .[9]

I-4-1-5-b- 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 elles et les fissures vides originelles.

I-4-1-5-c- Les stylolithes :

Ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre .Ces 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. [9]

I-4-1-5-d- Caractéristiques des failles à la zone d'étude :

Les particularités structurales de la zone étudiée résultent de différentes phases tectoniques citées plus haut.

L'ensemble du môle est caractérisé par un important réseau de failles délimitant des zones en horst et graben d'orientation NNE – SSW.

Les panneaux sont longs, atteignant parfois 10 km; leur rejet peut aller jusqu'à 150m.

Les failles sont généralement méridiennes et /ou subméridiennes et leur jeu est normal, rarement inverse si les contraintes sont perpendiculaires à leur direction, ou alors, en décrochement lorsqu'elles sont obliques.

Une faille majeure de direction NE – SW s’observe sur la carte structurale.

I-4-2- Aspect Stratigraphique :

Comme le montre la figure (**Figure I-5**) sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont des dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours des phases Hercyniennes.

De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien

En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

De la base au sommet on distingue.[6] (**Figure I-6**):

I-4-2-1- Le socle précambrien:

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I-4-2-2- L’infra-cambrien :

C’est l’unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouges.

I-4-2-3- Le Paléozoïque :

Sur le socle, les formations Paléozoïques reposent en discordance sur le substratum Pré-Cambrien; c’est la Discordance Panafricaine.

Nous ne décrivons que les séries du Cambrien et de l’ordovicien qui constituent les réservoirs principaux de ce champ.

I-4-2-3-a- Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argileux, micacés.

Classiquement, on y distingue quatre (04) lithozones R3, R2, Ra et Ri.

✚ **La lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370 m.

Elle se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argiles silteuses.

✚ **La lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100m.

Elle se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts.

✚ **La lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125m.

Elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques.

Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de cette unité.

✚ **La lithozone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42m, mais elle est souvent incomplète.

Elle se compose de grès quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

Les unités R3 et R2 sont d'origine fluviatile certaine. Les unités Ra et Ri montrent des structures de milieu littoral.

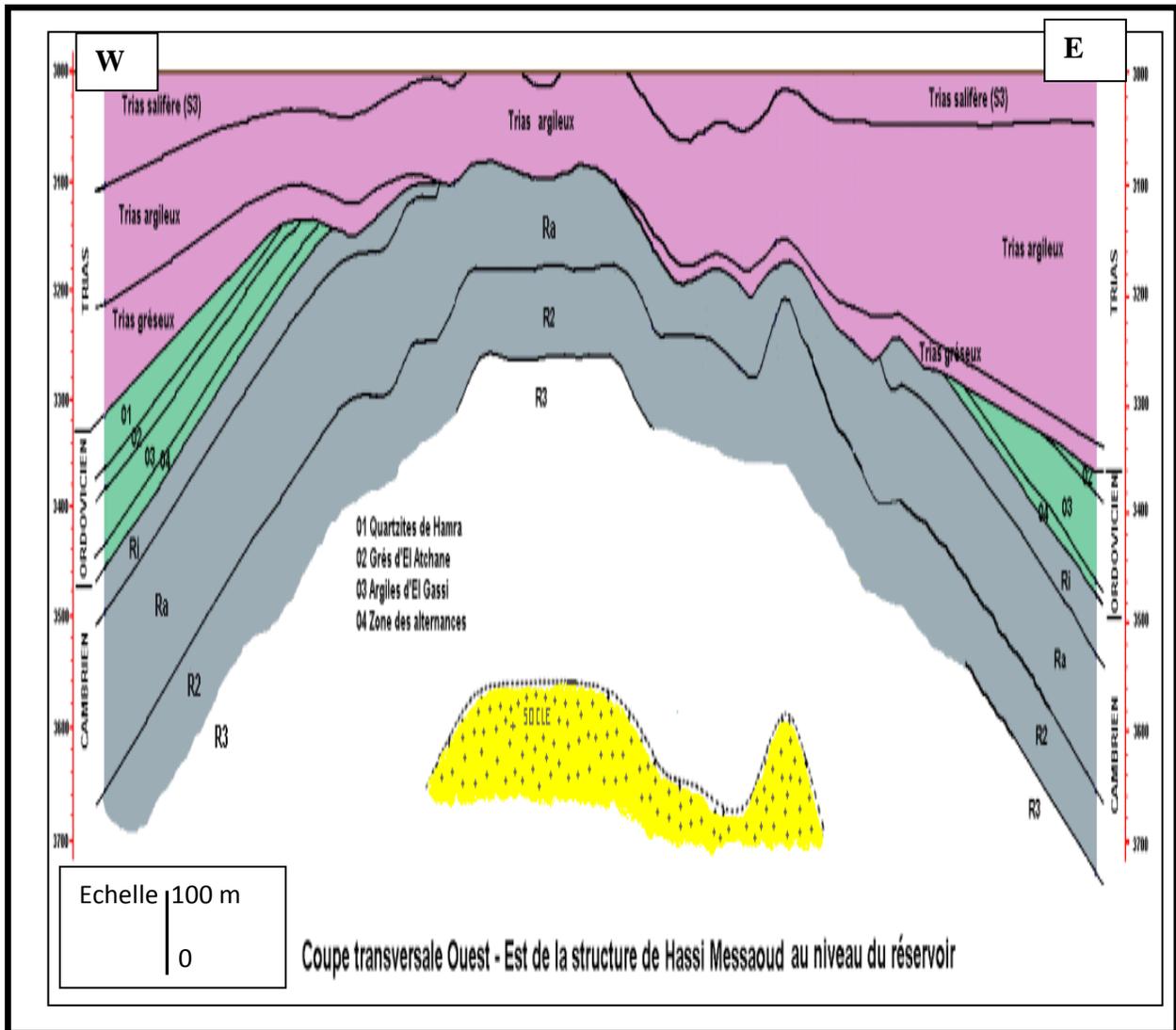


Figure I-5: Coupe transversale Ouest-Est de la structure de Hassi Messaoud.[10]

I-4-2-3-b-L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

✚ **La zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Elle est désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées argileuses alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

✚ **La formation des argiles d'El-Gassi** : son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts de plateforme marine plus ou moins profonde.

Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

✚ **Les grès d'EL Atchane** : Leur épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grès peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

✚ **Les quartzites de Hamra** : l'épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

Ces formations sont tronquées par la Discordance Hercynienne sur laquelle reposent les séries Mésozoïques).

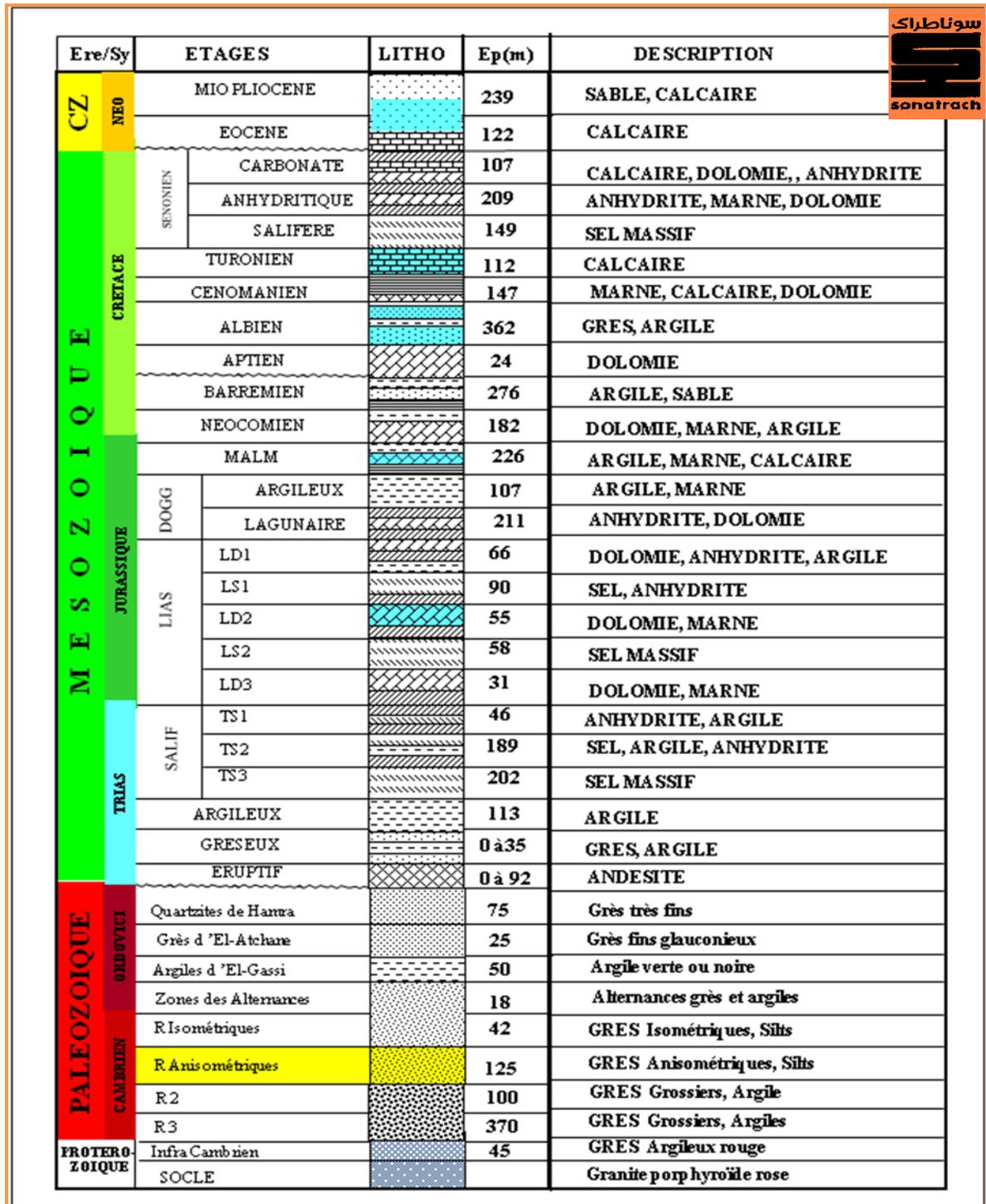


Figure I-6: Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.[10]

I-4-2-4- Le Mésozoïque :

Il comporte les séries allant du Trias au Crétacé supérieur.

I-4-2-4-a- Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien au centre et, sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. Il est subdivisé en trois (03) unités :

✚ **Le Trias gréseux** : son épaisseur varie de 0 à 75 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et, se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques. Il repose, localement, sur une coulée éruptive remplissant les vallées d'érosion Hercynienne profondes.

✚ **Le Trias argileux** : son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun-rouges à bariolées, dolomitiques et anhydritique.

✚ **Le Trias salifère** : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres.

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et d'argile légèrement silteuses et dolomitique. les travaux récents de Nedjari.A et Ait Ouali.R, menées depuis 2004, ont montrés que la série triasique comporte :

- Trois formations détritiques de milieu fluvatile, d'épaisseur inégale, clôturées par des croûtes pédogenitiques carbonatées, sulfatées, ferrugineuses...etc. Dans ces formations s'intercalent une ou plusieurs coulées basaltiques.
- Une formation essentiellement évaporitique ; anhydritique ou salifère, coiffée par un horizon dolomitique d'extension régionale : R2.

Rappelons également que ces unités sédimentaires représentant le Trias supérieur reposent sur un profil d'altération parfois très développé et des altérites.

I-4-2-4-b- Le Jurassique : son épaisseur moyenne est de 845 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires marins à la base (Dogger et Lias).on distingue :

Le Lias : son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon "B" qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (05) niveaux bien distincts:

- **Le Lias dolomitique (LD3) :** Son épaisseur moyenne est de 30 mètres.
C'est un calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles rouges anhydritiques.
- **Le Lias Salifère (LS2) :** Son épaisseur moyenne est de 65 mètres.
La formation est un sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques, se terminant par 5m de sel massif.
- **Le Lias dolomitique (LD2) :** Son épaisseur moyenne est de 55 mètres.
La formation est une alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise ou beige vacuolaire. Elle débute et se termine par des bancs de dolomie de 3 à 5m.
- **Le Lias salifère (LS1) :** Son épaisseur moyenne est de 95 mètres.
L'ensemble est une alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise, et d'argile à anhydrite ou dolomitique. Un banc massif (4 à 5m) d'anhydrite se développe au sommet.
- **Le Lias dolomitique (LD1) :** Son épaisseur moyenne est de 75 mètres.
La formation est constituée d'alternance d'argile, d'anhydrite et de dolomie.

✚ **Le Dogger :** son épaisseur moyenne est de 330 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (02) formations; le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

- **Le Dogger lagunaire :** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.
C'est l'alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, marne et de dolomie argileuse grise.
- **Le Dogger Argileux :** Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.
C'est une série d'argiles bariolées silteuses ou dolomitiques, à fines passées de marnes dolomitiques et de calcaire argileux.

✚ **Le Malm** : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts marneux avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

I-4-2-4-c- Le Crétacé : Epais moyenne de 1620 mètres, Il est constitué de sept étages ; de la base au sommet on distingue :

✚ **Le Néocomien** : Son épaisseur est de 182 m.

Il comprend deux termes :

A la base un terme gréseux constitué de grés et de quelques passées d'argile avec des passées des grés.

Au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

✚ **Le Barrémien** : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

✚ **L'Aptien** : Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.

La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre Calcaire-Dolomitique qui représente un bon repère sismique.

✚ **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Il est constitué de grés et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse. Il représente une immense nappe aquifère.

✚ **Le Cénomaniens** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

C'est une alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des facies évaporitiques aux facies plus gréseux de l'Albien.

✚ **Le Turonien** : Son épaisseur varie de 70 à 120 mètres.

Il s'agit d'une alternance de calcaires dolomitiques et calcaires argileux, calcaires dolomitiques et calcaires crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le Turonien renferme une nappe d'eau salée.

✚ Le Sénonien :

Son épaisseur moyenne est de 245 mètres. a la base, une formation lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une formation carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite. le Sénonien se subdivise comme suit :

✚ Le Sénonien Salifère : Son épaisseur moyenne est de 140 mètres.

Il est constitué des Sels massifs blancs encadrés d'anhydrite et comportant des argiles salifères ou anhydritiques.

✚ Le Sénonien Carbonaté : Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

Le Sénonien carbonaté est constitué par le marne dolomitique à la base, l'anhydrite massive blanche au sommet et dolomie argileuse.

I-4-2-5- Le Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

Il est constitué de calcaire dolomitique attribués à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

CHAPITRE II.

Analyse

faciologique

II-1-Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud a été le siège de différents processus depuis le début de son histoire les uns d'ordre Sédimentologique ,qui sont des apports détritiques d'origine continental, et d'autres tectoniques syn. et /ou post sédimentaires engendrés par des contraintes diverses, mal connues.

Pour cela, on essayera de faire une étude comparative entre les puits.

Notre étude a été effectuée sur 4 puits qui ont été sélectionnés sur les critères suivants :

1. Position des puits par rapport aux Failles (pour voir l'effet tectonique dans zone d'étude).
2. Disponibilité des lames minces (27lames mince).
3. Disponibilités des données (diagraphies, carottes...). [16]

II-2-Analyse faciologique:

Est basé sur l'observation des carottes de sondage qui constitue un domaine d'investigation tout à fait particulier. Elle a été effectuée à l'œil nu et à la loupe, en trois catégories :

- ✚ Observation de la lithologie : Analyse des variations des constituants et de la granulométrie.
- ✚ Distribution des structures sédimentaires, des surfaces de discontinuités et des passées argilo-silteuses.
- ✚ Les éléments tectoniques et figure diagénétique : Relevé des fractures, Stylolite (pression-dissolution), stries de friction, fissures ...

II-2-1-Description des puits sur carottes :**II-2-1-1- Le puits MD76 : (figure II-1)**

Ce puits est situé loin de la faille03, il traverse les unités lithologiques suivantes :

Le R2 avec une épaisseur de 12m, de 3548 à 3560 m.

Le Ra (D1, ID, D2) avec une épaisseur de 66m, de 3543 à 3488m.

II-2-1-1-a-Description de R2 de 3548m à 3560m : (12m)

C'est un Grés quartzite gris à noir, à grains moyens à grossiers, les structures sédimentaires sont des stratifications obliques et horizontales ; le ciment argileux est abondant, comportant quelques intercalations de siltstones micacés et nombreux films d'argile. On observe également des fissures horizontales vides ou colmatées par l'argile.

II-2-1-1-b-Description de la zone de passage de 3543m à 3548m : (5m)

Cette zone est constituée par un grès quartzites, à grains moyens à grossiers avec des stratifications obliques et quelques fissures sub-verticales.

II-2-1-1-c-Description de D1 de (3517m à 3543m) : (26m)

La lithologie montre des grès quartzites ou quartzites grés, moyens à grossiers anisométriques souvent microconglomératiques jusqu'à 3543m de profondeur ; les stratifications sont obliques et entrecroisées, le ciment argileux est très abondant. les fissures sont horizontales et subverticales vides et colmaté par des argiles et de bitume.

II-2-1-1-d-Description de l'ID de (3488m à 3517m) : (29m)

Il s'agit de grès quartzites et quartzites grés, moyens à grossiers souvent microconglomératiques, anisométriques comportant de fréquents passées décimétriques de siltstones micacés, les structures sont présentées comme des stratifications obliques. Le ciment est siliceux et argileux, on observe des fissures qui sont peu développées ; subverticales et colmatées par l'argile et la silice.

II-2-1-1-e-Description de D2 de(3477m à 3488m) : (11m)

L'étude lithologique montre des quartzites grés anisométriques noirs, à très rares passées de silts argileux verdâtre ; avec des stratifications obliques et entrecroisées. Les fissures verticales sont très fréquentes (importantes silicifications).

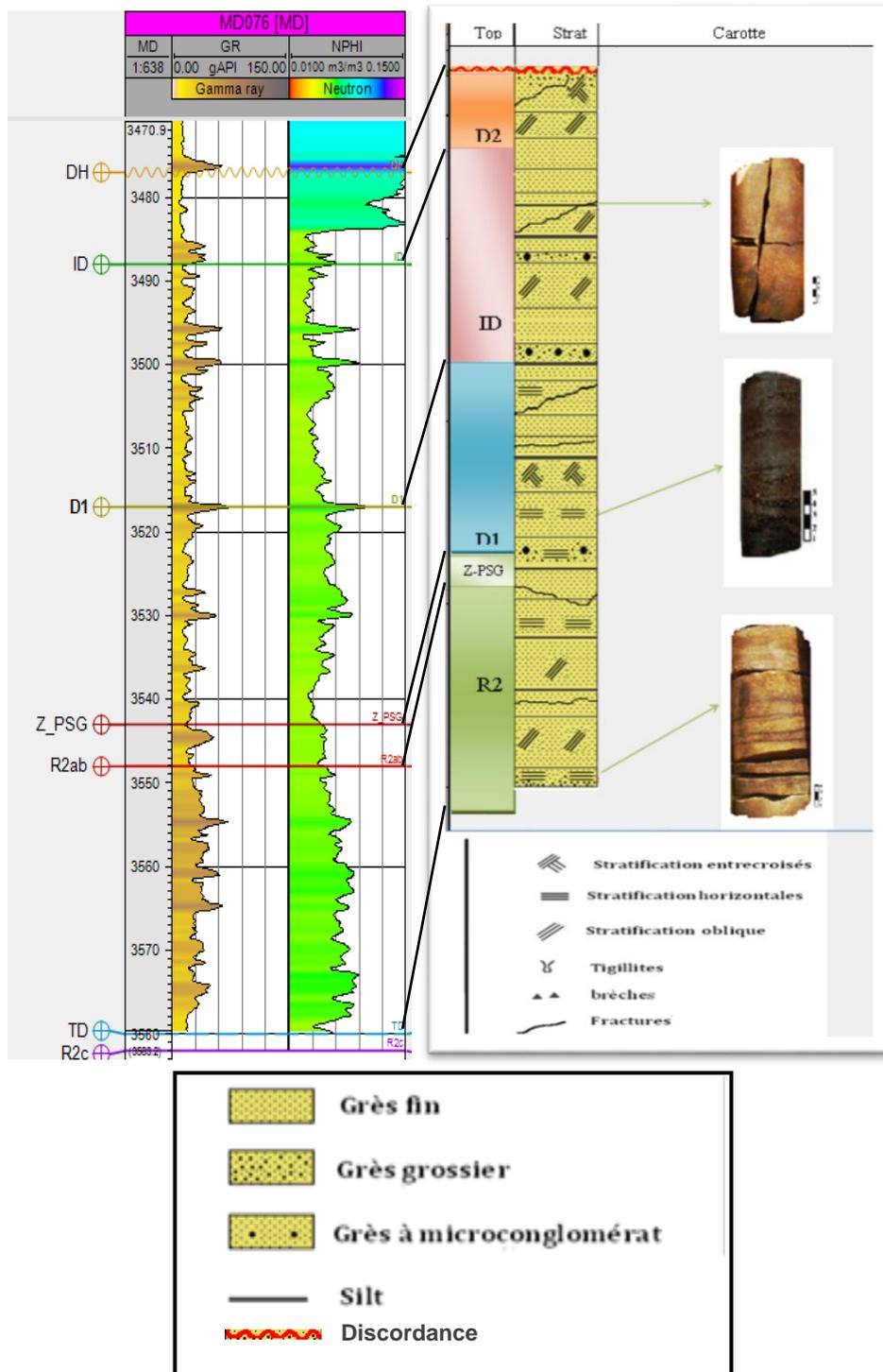


Figure (II-1) : Interprétation lithologique du log composite de puits Md76 de la zone d'étude. [4]

II-2-1-2-Le puits MD103 :(figure II.2)

Il traverse les unités lithologiques suivantes :

Le R2 avec une épaisseur de 27m, de 3529 à 3556 m

Le Ra (D1, ID) avec une épaisseur de 46m, de 3524 à 3597m

II-2-1-2-a-Description de R2 de 3529 à 3556 m: (27m)

Ce sont des Grès-quartzites anisométriques moyens à grossiers, avec nombreuses passées micro-conglomératiques, à passées centimétriques et décimétriques de siltstones. on a remarqué les stratifications obliques et entrecroisées sont assez fréquentes.

Le ciment argileux est abondant (illite) ; les fissures horizontales et verticales sont colmatées par l'argile et la silice.

Les seules différences avec le puits précédent (Md76) sont :

- L'existence de fissures verticales à remplissage siliceux.
- L'épaisseur est plus réduite.

II-2-1-2-b-Description de la zone de passage de 3524m à 3529m : (5m)

Cette zone est constituée par des grès quartzites, moyens à grossiers avec des passées de siltstones, à stratifications horizontales et quelques fissures ouvertes horizontales.

II-2-1-2-c-Description du D1 (3524 et 3497m) : (27m)

Comme dans le sondage Md76, ce drain est représenté par des grès quartzites anisométriques, à passées micro-conglomératiques, avec nombreuses passées de siltstones, d'argiles vertes décimétriques et centimétriques et nombreux films millimétriques argileux. On observe des stratifications obliques tout le long de la carotte ; le ciment est argileux (illite), avec de rares fissures verticales et horizontales colmatées par la pyrite(FeS₂).

II-2-1-2-d-Description de l'ID de (3478m à 3497m) : (19m)

Ce sont des grès quartzites fins à moyens, à passées d'argiles verdâtres.

Cet intervalle montre de nombreuses fissures verticales et horizontales ouvertes ou colmatées de silice et parfois de pyrite.

On constate à partir de cette description du Md103 en précisant que l'ID est plus réduit que dans Md76, et le D2 est absent (érodé) par la phase hercynienne.

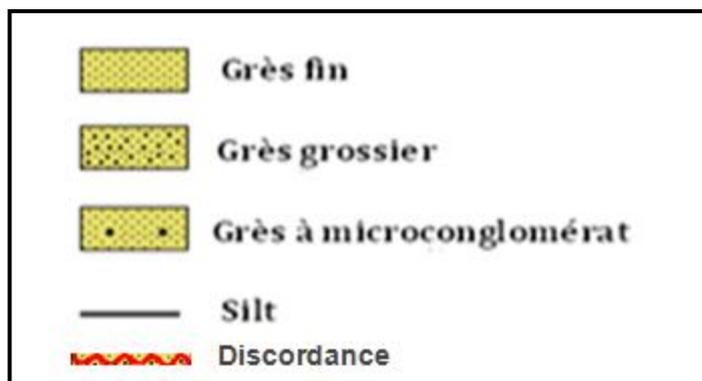
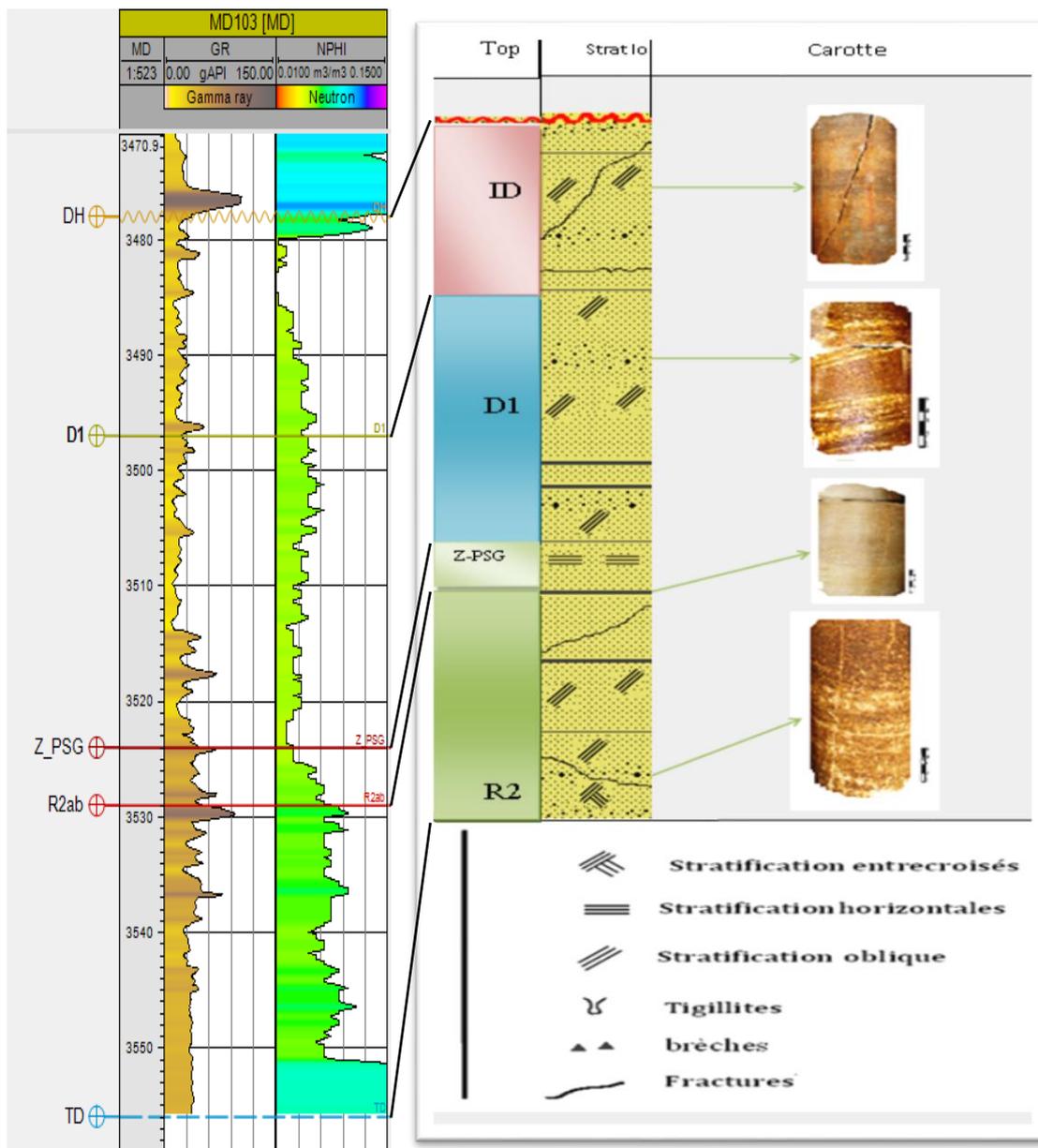


Figure (II-2) : Interprétation lithologique du log composite de puits Md103 de la zone d'étude.

[4]

II-2-1-3- Le puits ONM11 : (figure II.3)

Il traverse les unités lithologiques suivantes :

Le Ra(D1, ID, D2, D3) avec une épaisseur de 97m, de 3383 à 3480m.

II-2-1-3-a-Description du D1 (3480m à 3456m) : (24m)

Il est constitué par des grés clairs moyens à grossiers, anisométriques à microconglomérats isolés, avec des éléments sub-arrondis et sub-anguleux. Les structures sont généralement des stratifications obliques et entrecroisées avec l'absence des Tigillites.

Le ciment est siliceux et argileux, bitumineux ; les fissures sont horizontales et sub-verticales colmatées par la silice et parfois bréchifiées.

II-2-1-3-b-Description de l'ID de (3427m à 3456m) : (29m)

Ce sont des Grés de couleur grisâtre, moyens à grossiers, montrant une granulométrie hétérogène, à éléments sub-arrondis à sub-anguleux ; les stratifications sont toujours obliques et entrecroisées. Le ciment est essentiellement siliceux et argileux sur cet intervalle, on note l'existence de quelque trace de sulfate (H_2SO_4) avec des passages de siltstones et des joints argilo-micacés.

Les fissures distinguées sont sub-verticales ouvertes, et fréquentes avec des passages bréchifiées à 3437 et à 3449m de profondeur.

II-2-1-3-c-Description de D2 de (3402m à 3427m) : (25m)

Il est représenté par des Grés beiges, moyens à grossiers plus souvent sub-arrondis, les stratifications sont obliques et entrecroisées avec quelques formes de Tigillites à une profondeur de 3403 m. Dans ce drain le ciment est siliceux peu argileux avec une prédominance de sulfate, des passages de siltstones et des joints d'argiles souvent micacés.

Les fissures sont généralement sub-verticales parfois colmatées de pyrite, et des brèches.

II-2-1-3-d-Description de D3 de (3383m à 3402m) : (19m)

L'observation de carottes montre des grés de couleur grisâtre, fins à moyens sub-arrondis, avec des stratifications obliques et entrecroisées et des Tigillites bien visibles aux niveaux de siltstones souvent déformés; ainsi qu'un ciment siliceux qui contient des traces d'anhydrite et de barytine.

Les fissures sont souvent sub-verticales avec un colmatage de silice et de sulfate, on note aussi l'existence des brèches.

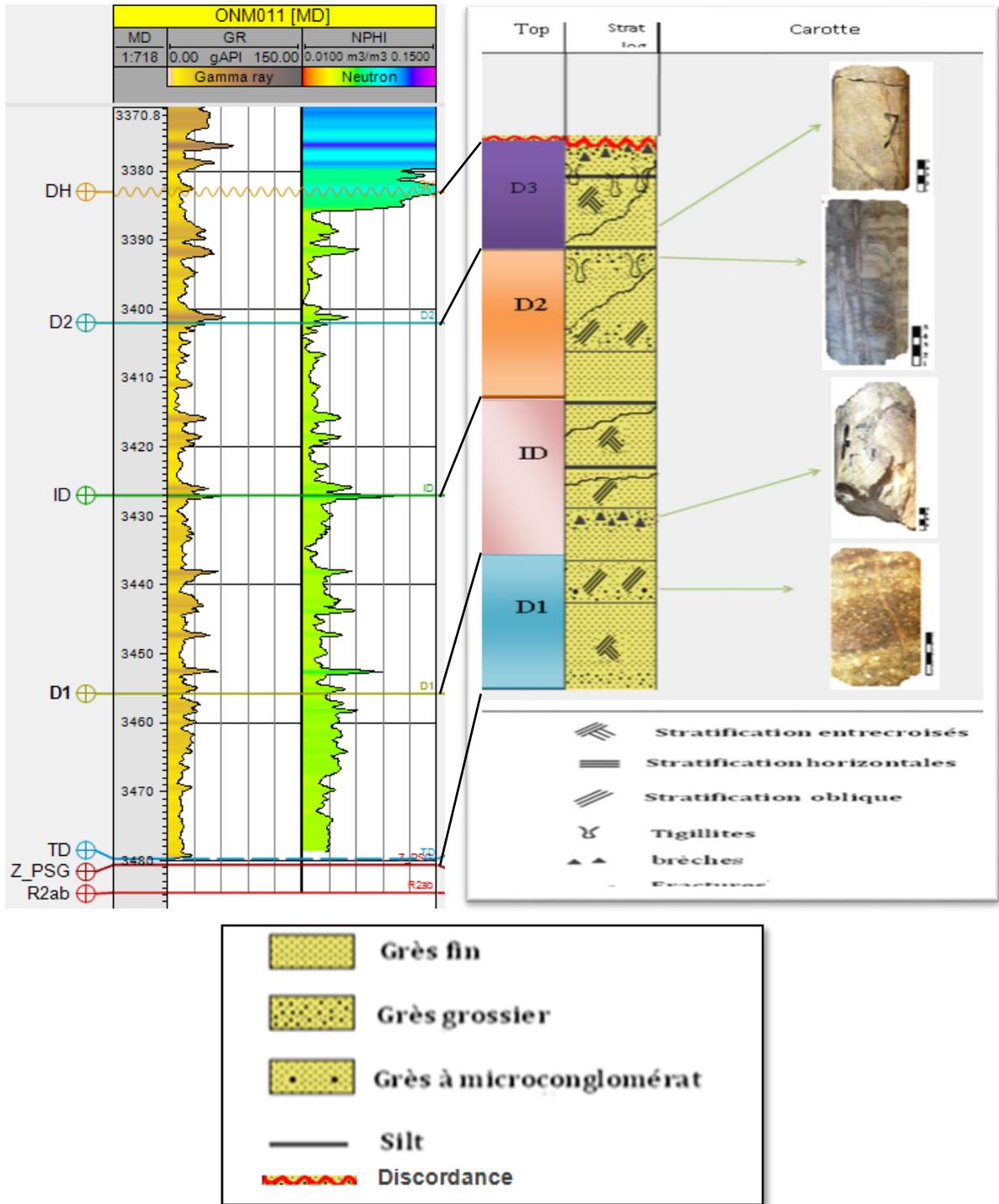


Figure (II-3) : Interprétation lithologique du log composite de puits ONM11 de la zone d'étude. [4]

II-2-1-4-Le puits ONM31:(figure.II.4)

Ce puit se situe proche de la faille, il traverse les unités lithologiques suivantes :

Le Ra (ID, D2, D3) avec une épaisseur de 102 m, de 3454 à 3569m.

Le RI(D5) avec une épaisseur de 72m, de 3549 à 3477m.

II-2-1-4-a-Description de l'ID de (3494m à 3454m) : (60m)

Ce drain d'épaisseur très réduite est caractérisé par de grès clairs, moyens avec passées grossières et quelques éléments très grossiers, associés à des éléments arrondis à sub-arrondis rarement anguleux. Les stratifications obliques et entrecroisées sont fréquentes et les Tigillites sont absentes.

Le ciment est siliceux parfois légèrement argilo-bitumineux montrant des traces des carbonates. Dans ce drain on note des Fissures obliques et horizontales produisent une forte bréchification.

II-2-1-4-b-Description de D2 de (3469 à 3494m) : (25m)

L'analyse lithologique montre des grès clairs à éléments fins à moyens avec quelques rares passées grossières ; les stratifications sont toujours les même que le drain précédent (horizontales et obliques).Le ciment est généralement siliceux, la teneur en argiles assez faible ; des traces de carbonates s'observent très souvent dans les fissures obliques qui, parfois, sont à remplissage d'anhydrite et Les fissures horizontales sont généralement ouvertes.

II-2-1-4-c-Description de D3 de (3452m à 3469m) : (17m)

Ce drain est constitué de grés fins à moyens à grains généralement arrondis, à passées anisométriques, intercalations de silts verts à noirs et joints argileux. Les structures observées sont des stratifications obliques et horizontales ainsi que de nombreux Tigillites. Le ciment est essentiellement siliceux mais il peut être localement argileux, carbonaté ou bitumineux.

II-2-1-4-e-Description de D5 de(3444m à 3452m) : (8m)

Ce sont des Grés, fortement silicifiés, à éléments arrondis et granulométrie homogènes, les stratifications obliques et horizontales .Le ciment est siliceux avec quelques traces d'anhydrite, où s'intercalent cependant quelque passées silteuses. Les Tigillites sont très fréquentes.

On note de nombreuses fissures sub-verticales à remplissage de silice et de bitume.

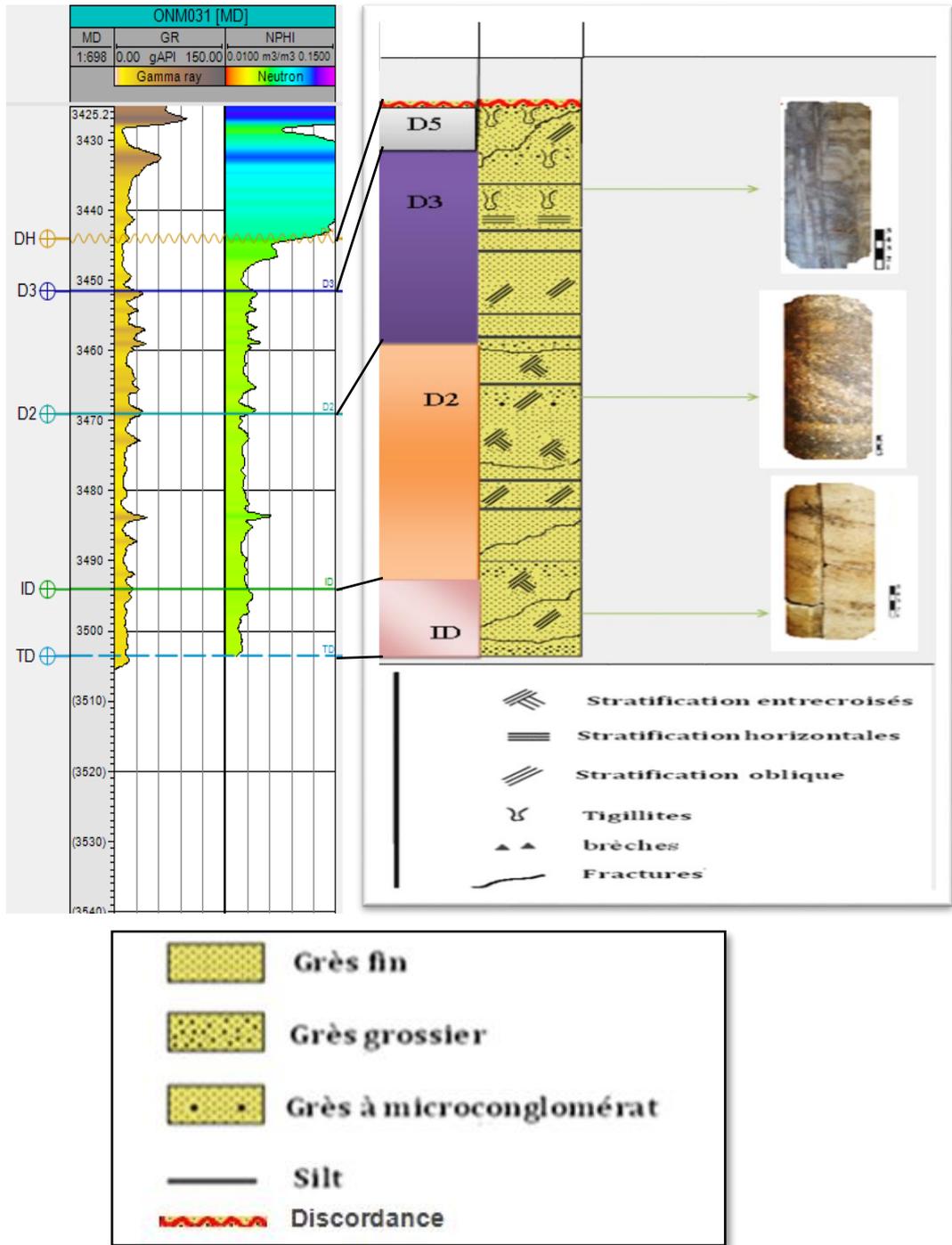


Figure (II-4) : Interprétation lithologique du log composite de puits ONM31 de la zone d'étude. [4]

II -2-2- Caractéristiques sédimentologiques du réservoir:

La description des carottes des puits étudiés a montré un Cambrien exclusivement formé de faciès détritiques à bancs de grès d'épaisseurs variables avec passées de niveaux argilo-silteux. Le Cambrien montre les caractéristiques suivantes:

II-2-2-1-Lithologiquement:

On a deux types de lithologies différentes(**figure II-5**):

Grès :

Roches sédimentaires détritiques terrigènes composées de 60% de grains de quartz plus ou moins arrondis, de 1/16mm à 2 mm. Les grès se présentent sous plusieurs faciès: faciès présentant des structures sédimentaires, épais et de couleur brunâtre, et faciès massif et moins épais par rapport au premier, de couleur beige et d'aspect grenu, ainsi, le faciès à mouchetures blanches. Cette diversité de couleur reflète la différente nature du ciment. L'épaisseur de ces bancs gréseux varie entre 40 cm à 5 m, parfois même plus.

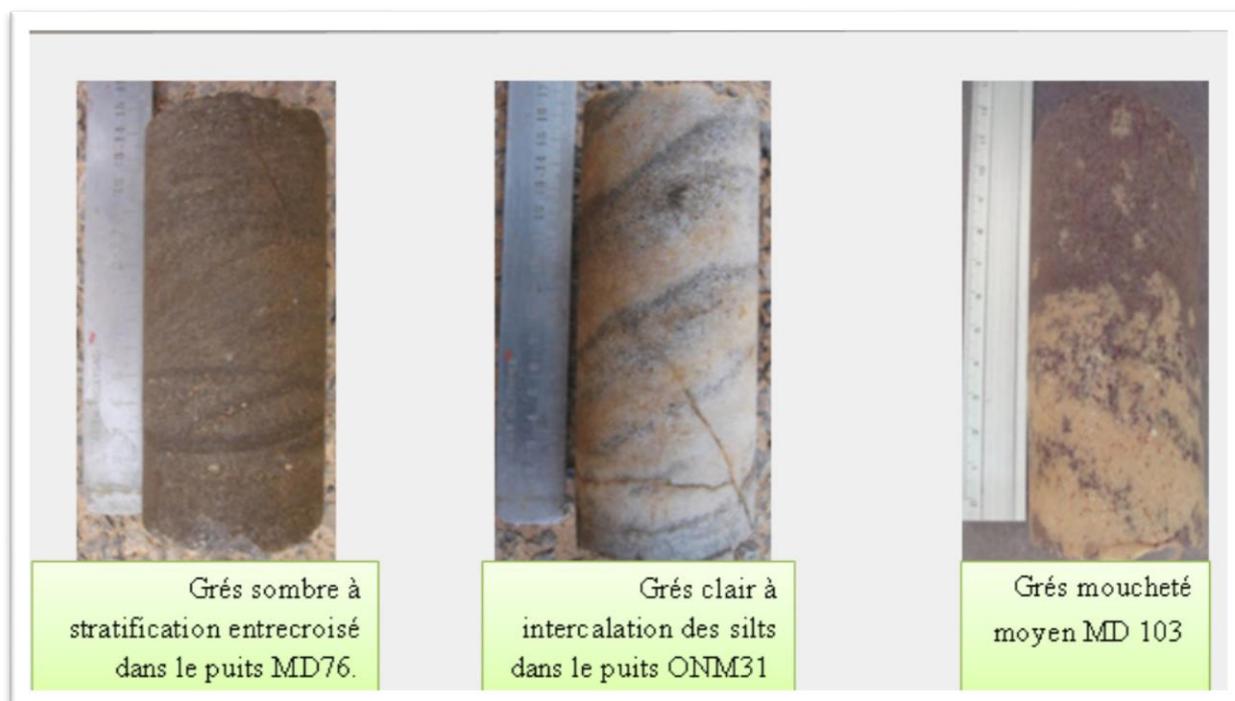


Figure-II-5-Différents aspects de grès du Cambrien de la zone d'étude.

Silt:

Ce sont des sables extrêmement fins, dont la taille des grains est comprise entre 0,005 mm et 0,5 mm.

Leur composition varie considérablement mais on y trouve généralement une teneur élevée en minéraux argileux associés au quartz, tourmaline, micas et zircon.

D'après les études des anciennes compagnies SNREPAL et CFPAen (1973) ainsi que celles des géologues de la Division Engineering et Production, les silts de Hassi-Messaoud sont caractérisés par une forte radioactivité due à leur forte teneur en minéraux lourds, dont l'Uranium occupe une grande proportion. L'appellation de «silt» dans les grès de Hassi Messaoud englobe conventionnellement

tous les lits d'argiles ou de siltstones dépourvus de qualité réservoir.

La description de carotte montre deux couleurs de silts:

- Silts gris verdâtres, fréquents dans le Ra.
- Silts gris noirâtres, abondants dans le Ri.

Selon la lithologie, on peut distinguer:

- o Silts à intercalation gréseuse
- o Silts argilo-micacés: ce sont des silts à ciment argileux (**Figure II-6**).
- o Silts francs compacts, gris verdâtre.

Leur épaisseur est très variable, pouvant aller de quelques centimètres à quelques décimètres et leur fréquence est irrégulière.

Ce dépôt traduit un processus de suspension et décantation.



Figure II-6: Silt argilo-micacé. Puits Md103

II-2-2-2-Les structures sédimentaires :

✚ Les structures sédimentaires reflètent les conditions de mise en place des sédiments
Celles qui ont été rencontrées dans le Cambro-ordovicien de Hassi Messaoud sont les suivantes: .[7]

II-2-2-2-a-Les structures liées à l'action des courants :

✚ Les stratifications planes horizontales (planer crossbedding) : (Figure II-7)

Ce type de structure caractérise généralement un milieu de sédimentation de faible, à moyenne énergie et concerne la fraction fine.

✚ Les stratifications en auges (trough crossbedding) :(Figure II-8)

Ce sont des stratifications entrecroisées dont les surfaces limites sont incurvées dessinant des formes en auges.

✚ Les stratifications obliques :(Figure II-9)

Elles concernent généralement les dépôts grossiers, rarement les dépôts fins, c'est le résultat d'une superposition de deux granulométries fine et grossière, elles caractérisent généralement des dépôts fluviaux.

II-2-2-2-b- Les structures liées à l'action des organismes:(Figure II-10)

Les Tigillites (*Scolithos*):

Ils sont indicateurs de milieu marin peu profond où l'action des vagues se fait sentir, Ce sont des terriers verticaux qui traversent les bancs gréseux et argileux. Observés sur **D3** et **D5** de sondages **ONM31**.

Galets d'argiles:

Masses globuleuses, centimétrique à décimétriques, se différenciant par sa composition et/ou sa structure du reste de la roche qui les contiennent. Ces galets se trouvent au milieu de fond de chenal.

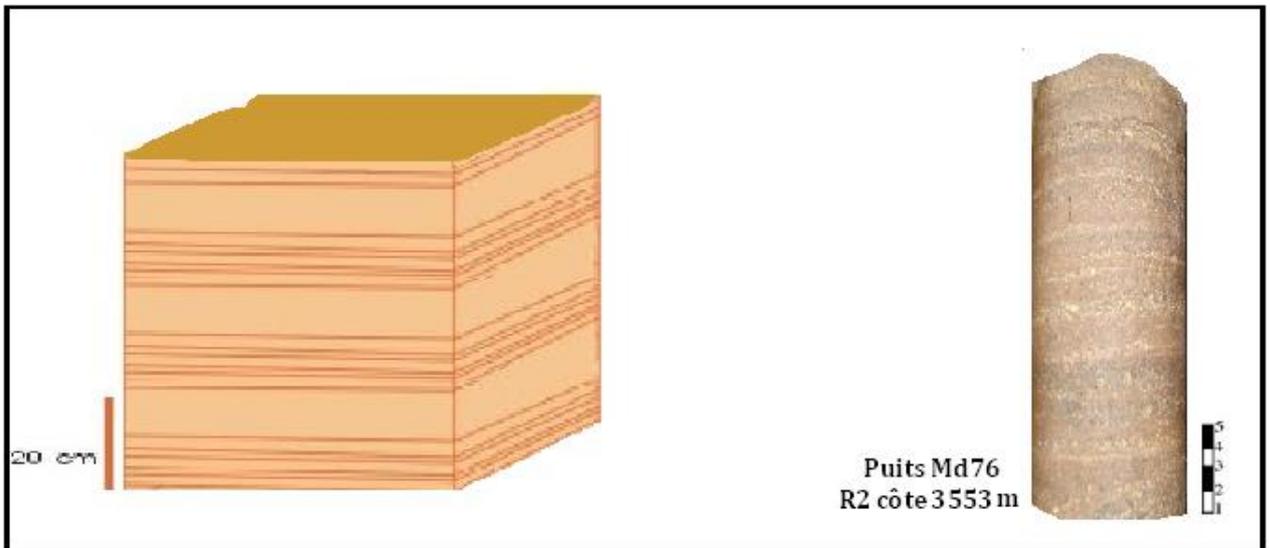


Figure (II.7) : Stratifications horizontales.

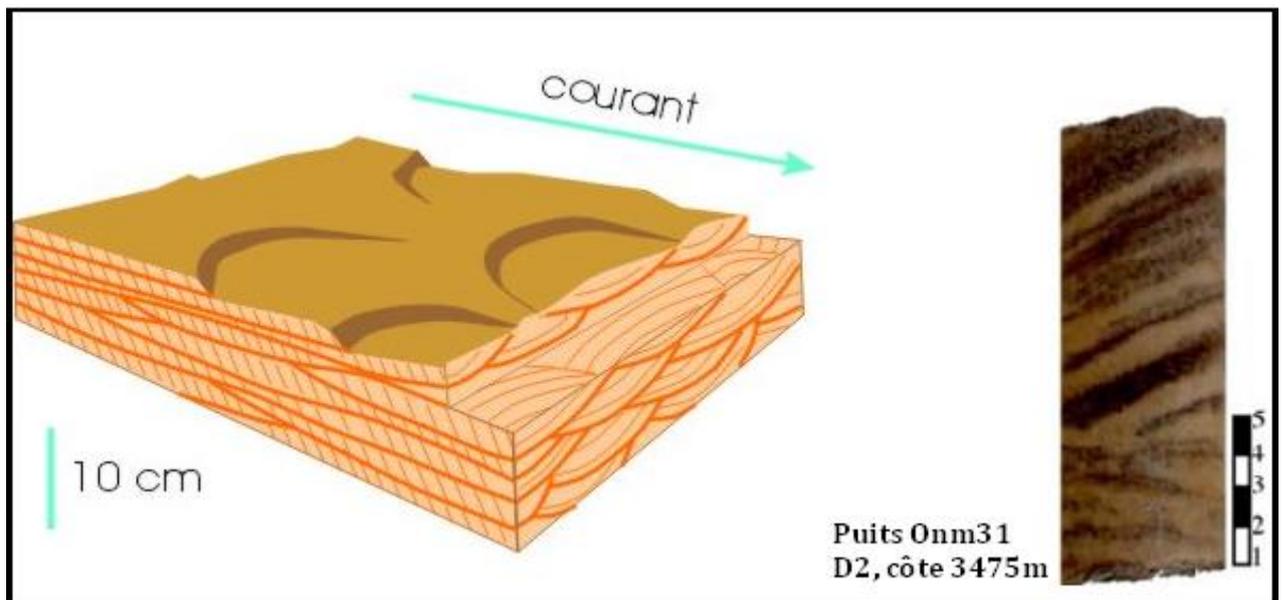


Figure (II.8) : Stratifications en Auges.

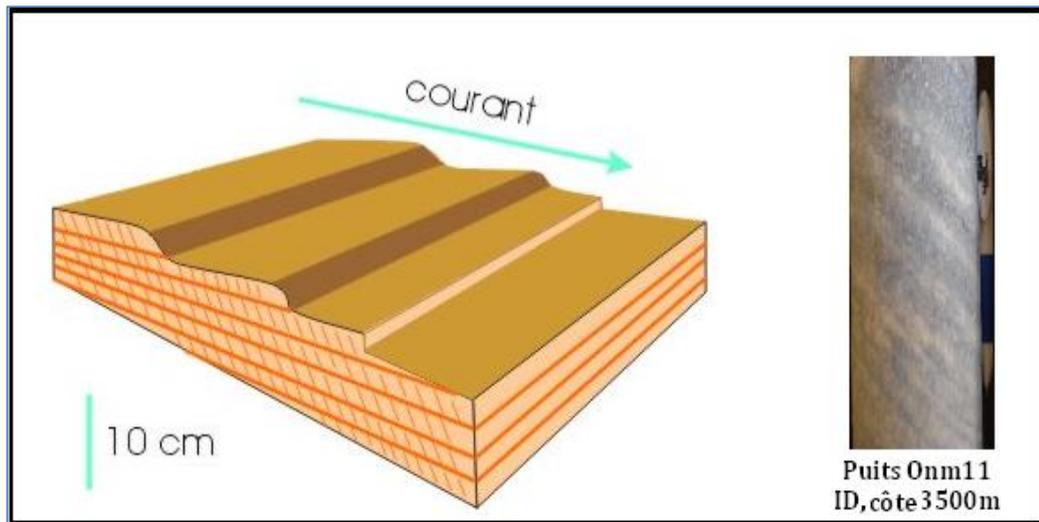


Figure (II-9) : Stratifications Obliques.

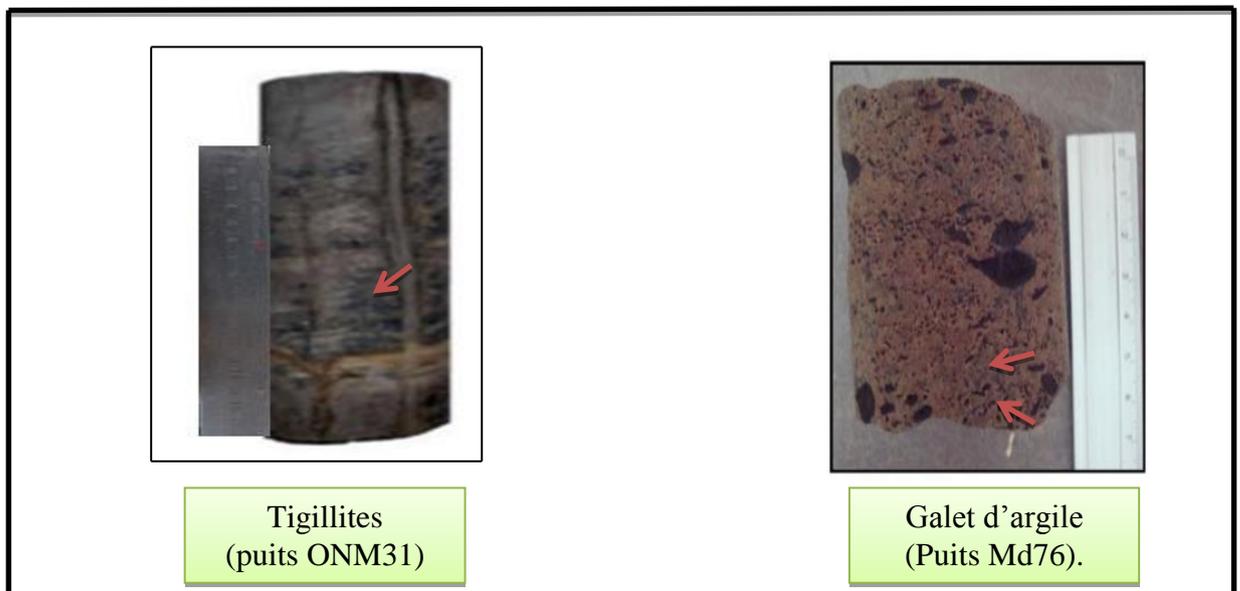


Figure (II-10) : structures liées à l'action des organismes

II-2-2-3-Discontinuités:

Elles permettent d'établir des coupures qui marquent les séquences, on distingue :

II-2-2-3-a-Les discontinuités de grande échelle:

La discordance hercynienne: (discordance majeure): (Figure II-11)

Etant donné la structure en dôme de Hassi-Messaoud, et vu l'impact de la discordance Hercynienne sur la région, le Trias repose directement sur le Cambrien de Hassi-Messaoud. Cette discontinuité est matérialisée par une croûte carbonatée ferrugineuse. [8]

II-2-2-3-b-Les discontinuités de petite échelle :

Surface de ravinement: Elles sont soulignées par un grès grossier à microconglomératiques reposant sur un matériel fin.

Les joints: Ils correspondent à des passées argileuses millimétriques à centimétriques séparant deux bancs gréseux(**Figure II-11**).



Figure (II.11) : discontinuités de grande et petite échelle

II-2-2-4-Faciès du secteur d'étude:

Cette analyse des puits carottés a ressorti neuf (9) faciès sédimentaires principaux du réservoir,

Ces faciès peuvent être classés en deux grands groupes:

- 1) les faciès liés à des écoulements gravitaires.
- 2) les faciès liés à une dynamique fluviale (chenaux, plaine d'inondation...).

En outre les faciès liés à une dynamique fluviale sont eux-mêmes divisés selon le régime d'écoulement qu'ils représentent (notion intégrant la vitesse du courant, la profondeur à laquelle il s'agit dans une tranche d'eau et le mode de déplacement du sédiment), distingués classiquement par le haut régime et le bas régime qui chacun d'eux présentant des structures sédimentaires typiques.

Neuf (9) faciès ont ainsi été identifiés et prennent place dans l'une ou l'autre de ces catégories. Chacun de ces faciès fera l'objet d'une description et d'une illustration photographique.

II-2-2-4-a-Les faciès liés à une dynamique gravitaire:

-Faciès F1: Conglomérat hétérométrique à matrice argilo-gréseuse:

Il forme des bancs pluri-centimétriques à pluri-décimétriques. Les éléments sont centimétriques à Pluri-centimétriques, arrondis à sub-anguleux, à dominance quartzeuse.

La matrice est constituée d'argiles et de grès moyen à grossier.

-Faciès F2: Grès grossier à micro-conglomératique, à matrice argileuse(**Figure II-12**) .

Il s'organise en bancs pluri-décimétrique. Les éléments quartzeux sont centimétriques, sub-anguleux, la matrice est argileuse. Ce faciès présente un très mauvais classement, il n'y a pas de structure sédimentaire visible. Sa couleur est sombre.

II-2-2-4-b-Les faciès liés à une hydrodynamique fluviale:

➤ **Les faciès résiduel (Figure II-12):**

-Faciès F3 : Galet d'argile:

Ce faciès correspond à des galets d'argiles. ce sont des concrétions noires ou brun foncé se formant en général autour d'un corps dur ou noyau.

➤ **Faciès de haut régime hydrodynamique (Figure II-12).**

-Faciès F4: Conglomérat hétérométrique à matrice gréseuse:

Il s'organise en bancs décimétrique, les éléments quartzeux sont centimétriques à pluri-centimétriques arrondis à sub-anguleux, il ne présente pas de granoclassement, mais peut montrer un litage plan souligné par des lamines planes faiblement argileuse.

-Faciès F5: Grés moyen à grossier à litage plan:

C'est un faciès homogène de grés grossier à moyen, s'organisant en bancs d'ordre pluri-décimétrique à métrique, les grains ont une maturité faible (plus anguleux). Il s'agit de grains de quartz, feldspaths et micas (blanc). A noter, la présence d'éléments de tailles plus importantes que la moyenne. Sa couleur est jaune, beige.

➤ **Les faciès de la partie supérieure du bas régime hydrodynamique (Figure II-12):**

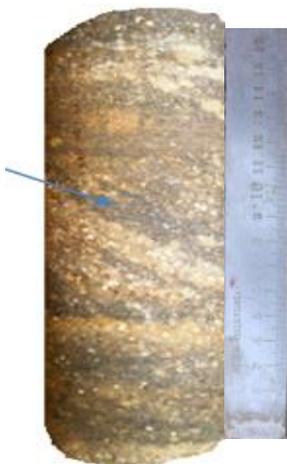
-Faciès F6: Grés moyen faiblement argileux, à litage oblique :

Ce faciès s'organise en bancs décimétrique à métrique voir pluri-métrique. Il s'agit de grés fin à moyen voir grossier. Les grains sont anguleux composés de quartz, feldspaths et micas.

C'est un faciès assez homogène, bien classé malgré la présence d'éléments parfois plus gros que la moyenne. Il présente une consolidation remarquable et montre un litage oblique bien marqué et entrecroisé. Il est de couleur clair.

Faciès liés à une dynamique gravitaire:

Faciès lié à une dynamique fluviatile; faciès résiduel.



Faciès F1 : Conglomérat hétérométrique à matrice argilo-gréseuse(MD103).

Faciès F2 : grès grossier à Microconglomératique, à matrice argileuse. (MD76).

Faciès F3 : Galet d'argile(MD76)



Faciès F4: Conglomérat hétérométrique à matrice gréseuse(MD103).

Faciès F5 :Grès moyen à grossier à litage plan (MD76).

Faciès F6:Grès moyen faiblement argileux,à litage oblique(ONM31).

Figure (II-12) : Illustration photographique des Faciès observés

➤ **Les faciès de la partie inférieure du bas régime hydrodynamique (Figure II-13):**

-Faciès F7: Grès fin à moyen très argileux:

Il s'agit de grès argileux à très argileux d'épaisseur variable. Les grains sont constitués de quartz, feldspaths et micas. Ce faciès présente une bonne consolidation et un bon granoclassement.

Ce faciès exhibe un litage oblique et entrecroisé.

-Faciès F8: Grès fin à grossier argileux:

Il s'organise le plus souvent en bancs pluri-centimétriques à décimétriques mais pouvant également être d'ordre métrique. Ces bancs présentent une bonne consolidation et une bonne homogénéité. La minéralogie des grains est classique: quartz, feldspaths, micas blanc. Les structures sédimentaires sont de type oblique et entrecroisé. sa couleur est sombre.

-Faciès F9: Silt: ce faciès constitue des interbancs d'épaisseur variable. Il présente une bonne consolidation. A noter la présence non négligeable de micas blanc, et présente de nombreux cristaux d'anhydrite.

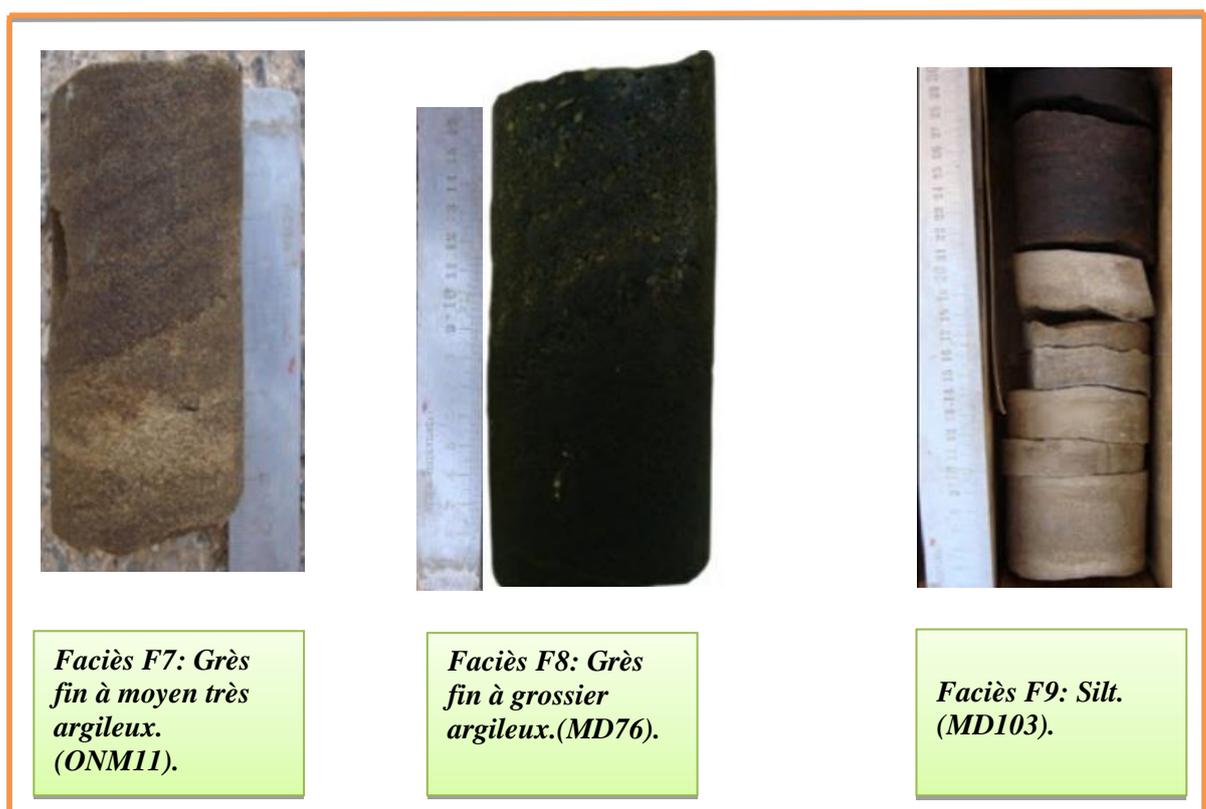


Figure (II-13) : Illustration photographique des Faciès observés.

II-2-3-Subdivision du réservoir:

Les grès de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en huile formations et qui sont du bas en haut :

R3, R2, Ra et Ri, avec la zone des alternances (R50-R70), suivie de la formation d'El Gassi et d'El Atchane et la formation des quartzites de Hamra et enfin celle des grès de Ouargla.

Dans notre zone d'étude seul les formations R2 et Ra ont été identifiées sur les 4 carottes observées.

II-2-3-1-Le découpage Lithostratigraphique du réservoir Cambrien:(voir annexe1)

Ce découpage lithostratigraphique a été fait par les pétroliers mais sa validation purement stratigraphique n'est pas possible. Cependant, il est nécessaire de présenter ce découpage car il est basé sur des critères pétrophysiques, pétrographique et diagraphiques.

Le découpage lithostratigraphique tel qu'il est utilisé sur le gisement est de haut en bas comme suit:

- ✚ *Ri (isométrique) ou D5 (R70-R100)*
- ✚ *Ra (anisométriques), composé de différents drains*
 - ❖ D4 (R100-R130)
 - ❖ D3 (R130-R140)
 - ❖ D2 (R140-R150)
 - ❖ ID (inter-drain) (R150-R170)
 - ❖ D1 (R170-R190)
 - ❖ Z-PSG (zone de passage) (R190-R200)
- ✚ *R2 (R200-R300), dont R2ab (R200-R250)*
- ✚ *R3*

II-2-4-Corrélation des puits étudiés :

Le but de cette corrélation de puits est de définir et montrer les différents drains du réservoir Cambrien, et d'essayer présenter un argument de l'absence du **D4** au niveau de la zone étudiée, par contre il est réapparu à l'extrémité Est de ce secteur (sous forme des biseaux), et encore à l'extrémité Ouest du champ ; pour cela, est probablement dû à l'érosion au cours de son dépôts au Cambrien.

A partir de l'analyse des coupures identifiées sur les diagraphies, deux coupes ont été réalisées en corrélant les différents drains de la partie étudiée sont;

La Coupe I: d'orientation **NE – SW**

Elles relient quatre puits (MD22, MD76, MD103, ONM31) (**Figure II-14**).

La coupe montre que les drains D2 présentent une diminution d'épaisseur progressive du SW vers le NE, jusqu'à disparition dans le puits MD103, et réapparaît dans le puits ONM31.

On note aussi que La disparition de D3, D5 dans le puits MD103 et présente dans le puits ONM31.

Cependant, une isopacité frappante des Drains Z_PSG, D1 et ID.

La disparition des drains sur cette coupe est due essentiellement à l'érosion hercynienne.

La Coupe II: d'orientation **NW-SE**

Elles relient quatre puits (ONM11, MD103, MD127, MD207) (**Figure II-15**).

Cette coupe montre un amincissement de D5 de NE vers SW, jusqu'à disparition de D5 dans le puits MD103. Néanmoins, on note une isopacité de Z_PSG, D1, ID, D2, D3, mais les drains D2, D3 disparaît dans le MD103.

L'apparition et la disparition des drains sont due à l'érosion hercynienne.

A partir de ces deux coupes, on constate que La disparition du D4 sur toute la zone est une particularité stratigraphique.

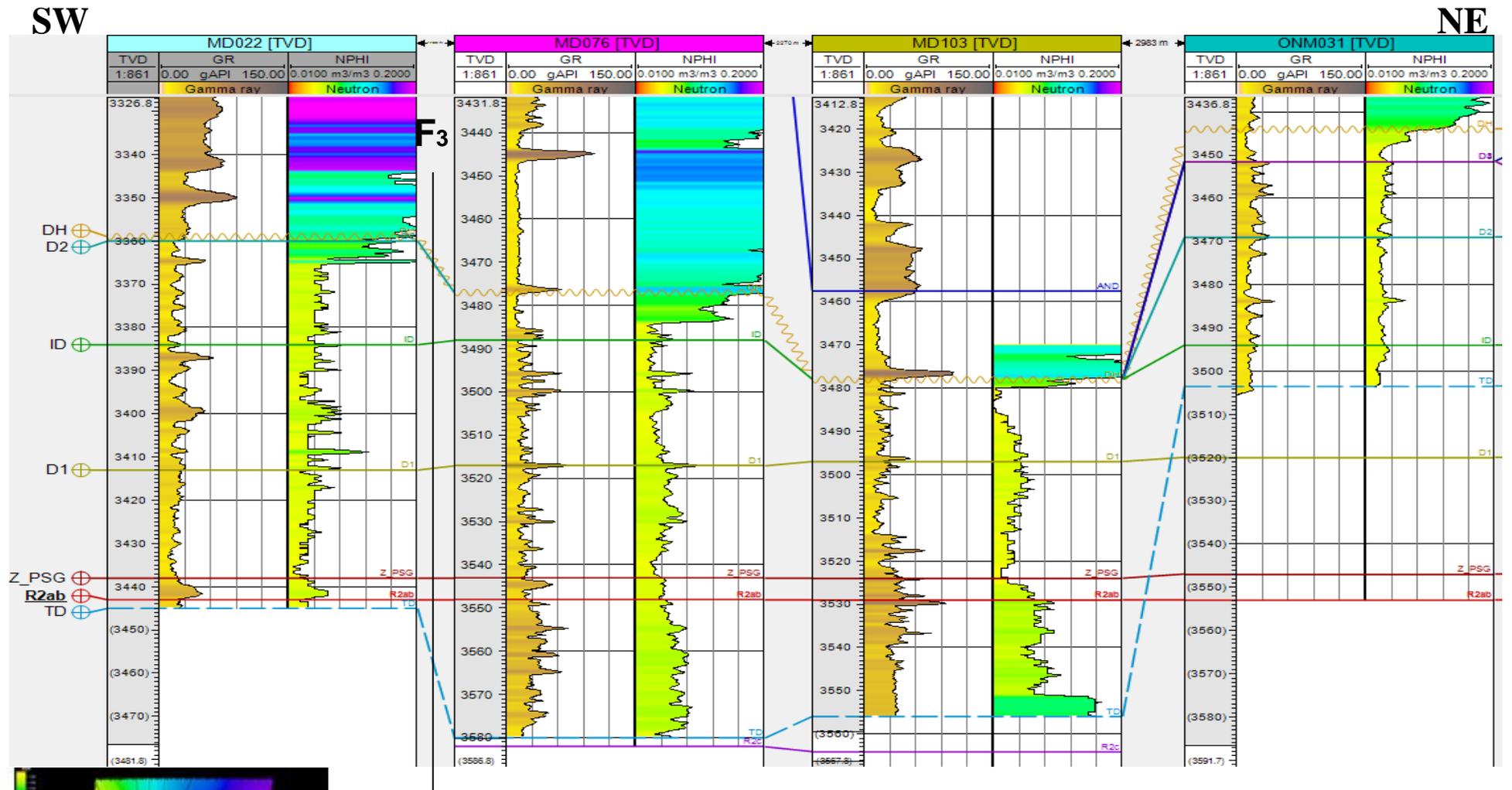


Figure II-14 (coupe I): corrélation diagraphe SW-NE.[12]

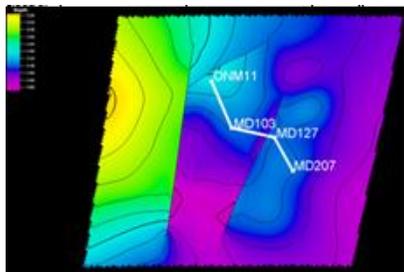
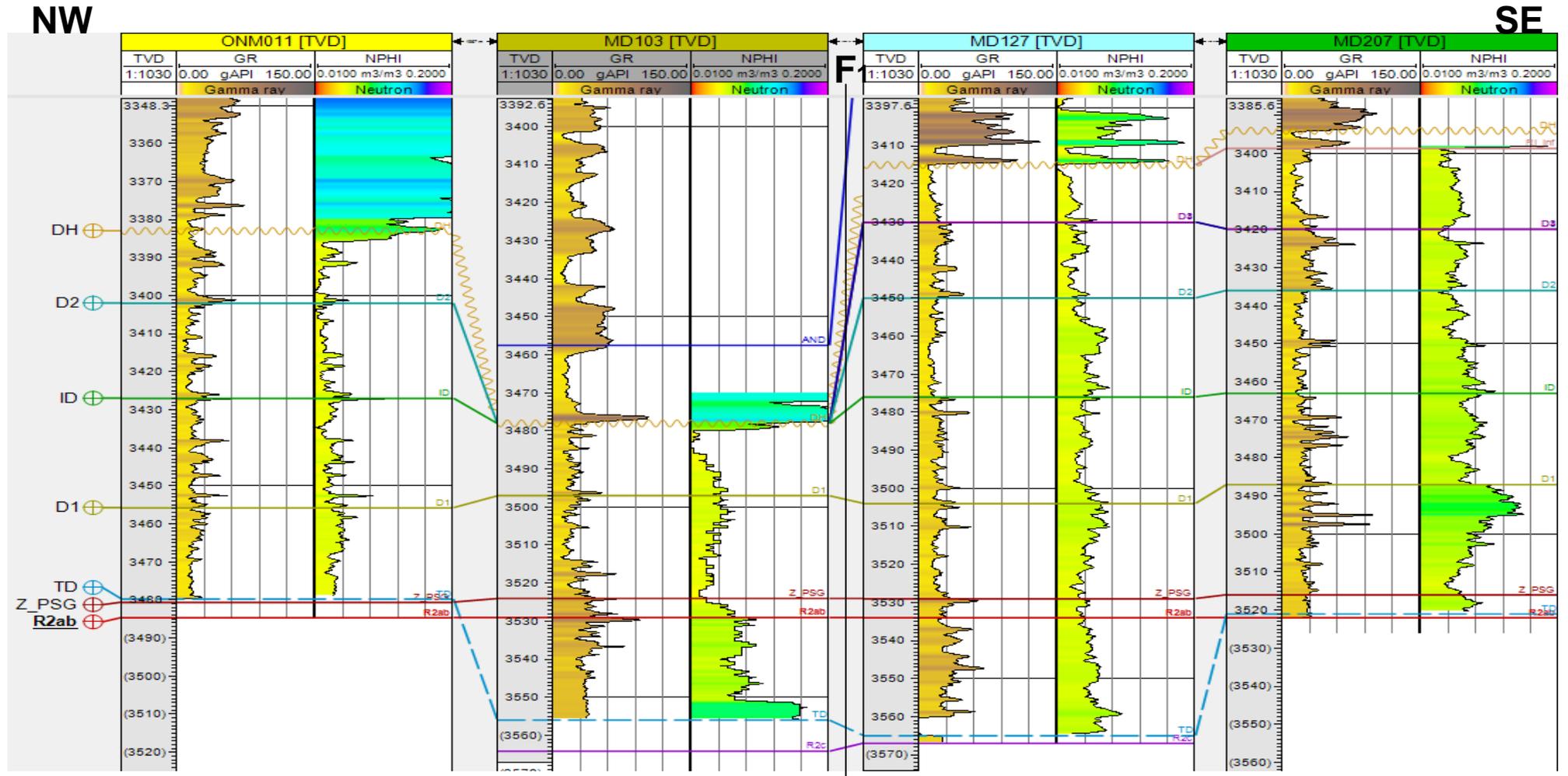


Figure II-15 (coupe II): corrélation diagraphie NW-SE. [12]

II-3-Milieus de dépôt:

L'identification des milieux de sédimentation et des environnements de dépôts est primordiale pour guider la prospection et l'exploitation des réservoirs, à cet effet, on utilise les données élémentaires de surface et de subsurface pour définir les critères d'identification des milieux de dépôts. Dans notre zone d'étude les grés du Ra et du R2 se caractérisent par une granulométrie grossière, un granoclassement et des stratifications obliques et entrecroisées.

Les phases d'apports gréseux sont entrecoupées par des phases calmes à faciès argilo-silteux qui ont comblé les irrégularités topographiques.

Ces dépôts à stratifications obliques sont typiques d'une sédimentation fluviatile en tresse ou la séquence type est caractérisée par:

II-3-1-Dépôts de base du chenal: (Channel Floordeposits) :

Caractérisés par des microconglomérats et/ou des grés grossiers, composés généralement d'agrégats des séries sous-jacentes, les éléments sont des galets d'argiles ou de carbonate. Ces dépôts sont rarement à stratifications obliques du fait de la forte hétérométrie des éléments. Ils caractérisent donc les écoulements avec une forte énergie et une source d'apport très proximale permettant le creusement durant la période de crue des chenaux du centre et la création de nouveaux chenaux avec une déposition des agrégats à granulométrie grossière d'accrétion, puis avec le temps durant la fin du régime, s'installe un autre régime d'énergie dépositionnelle qui cède la place au régime de moyenne énergie pendant lequel l'accrétion se fait sur la périphérie et ainsi de suite jusqu'à l'arrivée du faciès de comblement et de pénéplaination. Ce dépôt est représenté par les faciès F1, F2, F3.

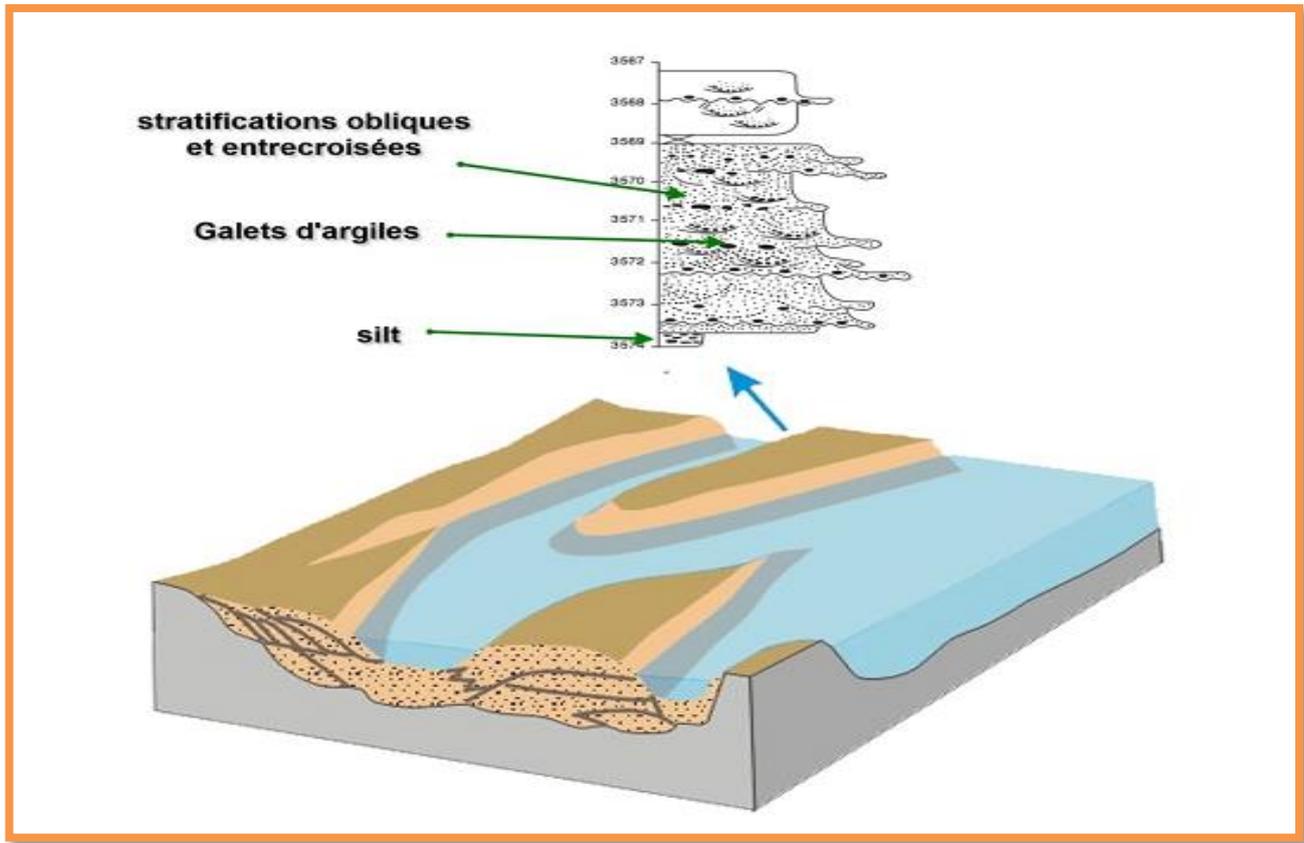
II-3-2-Dépôts de barre du chenal: (Channel point bar deposits) :

Le faciès est composé essentiellement de grés moyens à fins, bien classés et granodécroissants. Ces dépôts sont composés de quartz avec une argilosité qui augmente vers le sommet. En ce qui concerne les structures: celles-ci sont entrecroisées à la base puis obliques, pour devenir enfin subhorizontales dans la partie sommitale. Ces dépôts sont caractéristiques d'un remplissage du chenal, représenté par les faciès F4, F5, F6.

II-3-3-Dépôts de plaine d'inondation: (flooding plaine deposits) :

Ce faciès est caractérisé par des silts gris verdâtres et des silts gris noirâtres, ces dépôts finement déposés, s'accompagnent de joints de stratification organisés en fines lamelles et sont micacés la plupart des cas. Cela témoigne que ces dépôts se sont déroulés par suspension à très faible énergie en une vaste plaine d'inondation où l'on observe également des solutions d'infiltrations diverses tel que la présence d'anhydrite en forme de paillettes ou des cristaux.

Les faciès F7, F8, F9 correspondent à ce dépôt.



(Figure II-16): schéma d'un système fluvial à chenaux en tresse et exemple d'une séquence de comblement. [5]

II-4-Conclusion:

L'étude des dépôts de la zone 15 avait pour but :

- (1) de préciser les conditions de sédimentations.
- (2) de préciser grâce à un découpage du réservoir les corrélations entre les différents drains.

Le premier résultat de cette étude est la constitution de trois modèles de faciès pour caractériser l'environnement sédimentaire correspondant au fluvial en tresse caractérisé par:

- la plaine d'inondation.
- la barre d'accrétion de chenal.
- le fond de chenal.

Deuxième point, la corrélation des drains a montré que la série change en allant du SW vers NE et du NW vers SE. La disparition du D4 sur toute la zone est une particularité stratigraphique.

CHAPITRE III.

Modélisation

et prédiction

du réservoir

III -1-Introduction :

Le développement d'outils informatiques appliqués au domaine de la géologie a permis des progrès importants dans l'analyse des données géologiques, par conséquent depuis quelques années les stations de travail intégrées ont fait leurs apparitions dans l'industrie pétrolière qui permettent de réaliser un certain nombre de tâches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière.

Pour ne pas être à la marge du développement technologique, 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 le travail présenté dans ce mémoire.

La modélisation géologique des réservoirs 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.

III-2- Concept et objectif de la modélisation:

Le concept de la modélisation est de représenter 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. Cette représentation est basée sur la géostatique. On peut ensuite attribuer à chaque bloc des valeurs telles que la porosité, la perméabilité ou toute autre valeur.

L'intérêt et l'avantage de la Modélisation sont :

- La caractérisation du réservoir à partir des données des carottes et des logs.
- La meilleure compréhension d'un site d'étude.
- L'estimation de la capacité d'un champ et la recherche des endroits optimaux pour forer les puits de production.
- Le support géologique pour l'étude et la sélection des puits candidats à la reprise en Short radius.

- l'évolution de champ sur le moyen et long terme.
- La facilité d'utilisation de données géologiques classiques (cartes, coupes, données d'orientation)
- L'utilisation à plusieurs fins (simulation dynamique).
- Tous les outils sont intégrés dans l'application, éliminant les problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.
- Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- Le logiciel PETREL à une interface utilisateur familière de Windows.
- Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.

III-3-Méthode utilisée dans la modélisation géologique:

Les mathématiques appliquées au domaine géologiques ont fait naître une nouvelle discipline " la géostatistique sur la quelle est basée la modélisation des réservoirs. La géostatistique est une discipline à la frontière entre les mathématique 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-3-1-Méthode basée pixel:

Cette méthode utilise le krigeage (méthode d'estimation issue de la géostatistique) et nécessite en conséquence la définition d'un **variogramme** (fonction mathématique qui exprime l'évaluation de la variabilité de mesure des échantillons en fonction de la distance entre chaque pairs d'échantillons), la valeur à simuler sur un nœud donnée est corrélée indépendamment avec chaque valeur voisine. ces méthodes ne sont pas adaptées à la

simulation de chenaux, car elles ne permettent pas de reproduire la forme curviligne et continue des dépôts fluviaux, ce sont:

➤ **SIS: simulation indicatrice séquentielle (sequential indicator simulation):**

Cet algorithme est couramment utilisé pour la modélisation des faciès géologiques, types de roches, où il existe un certain nombre de tendances qui peuvent changer. son issue dépendra principalement de:

- La mise à l'échelle des données enregistrées.
- Les valeurs qui définissent le variogramme.
- La fréquence de distribution des données diagraphiques.

Cet algorithme a été conçu pour les données discrètes (Les données dont les valeurs sont représentées par des nombres réels.)le mécanisme est semblable à un simulateur de gaussienne séquentielle à quelques exceptions près. Cette méthode est utilisée pour calculer les grilles de la lithologie et de faciès.

➤ **SGS: simulation gaussienne séquentielle (sequential gaussian simulation):**

La méthode de simulation gaussienne séquentielle est un moyen d'interpolation (nécessaire pour les données continues) par les données qui génèrent un modèle de distribution basé sur variogramme et les tendances (correspondant à l'orientation constatée pour une série de données sur une certaine période).

Cet algorithme suppose que les données respectent les propriétés suivantes:

- distribution normale, moyenne de valeurs.
- stationnarité (La moyenne ne change pas latéralement) et aucun et en dance

III-3-2-Méthode basée 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-4-Modélisation géologique de la zone d'étude:

A l'aide de PETREL deux types de modélisation ont été réalisés:

- Modélisation structurale (structural Modelling)
- Modélisation de faciès. (facies Modelling)

Dans un premier temps la collecte des données s'avère indispensable pour procéder à cette modélisation, dans notre cas, elle comprend:

- les données de 27 puits forés jusqu'au réservoir.
- 27 puits contiennent les courbes: GR, NPHI.
- Description détaillée de carottes de 4 puits ,pris comme références.
- Description et codification de faciès.

III-4-1-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).
- 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 ev) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ 0.025 ev).

❖ **Application :**

- ✓ Evaluer la porosité des roches de réservoir.
- ✓ Identifier la lithologie grâce à la combinaison avec d`autres outils.
- ✓ Evaluer la densité des hydrocarbures.
- ✓ Bon critère de corrélation de puits à puits.

III -4-2-Création d'un nouveau projet pétrel et chargement de données: Figure (III -1):

Les premières données à être chargées sont celles des puits (coordonnées UTM, KB et TD), les données de la déviation(dans le cas des puits horizontaux et les puits en short radius), les toits (top) de formations traversées, les données de la sismiques ainsi que les logs (données des diagraphies).les données sismiques sont très importantes même si elles sont indisponibles, comme ce fut notre cas, il a fallu avoir les failles en 2D et les transformer en 3D.

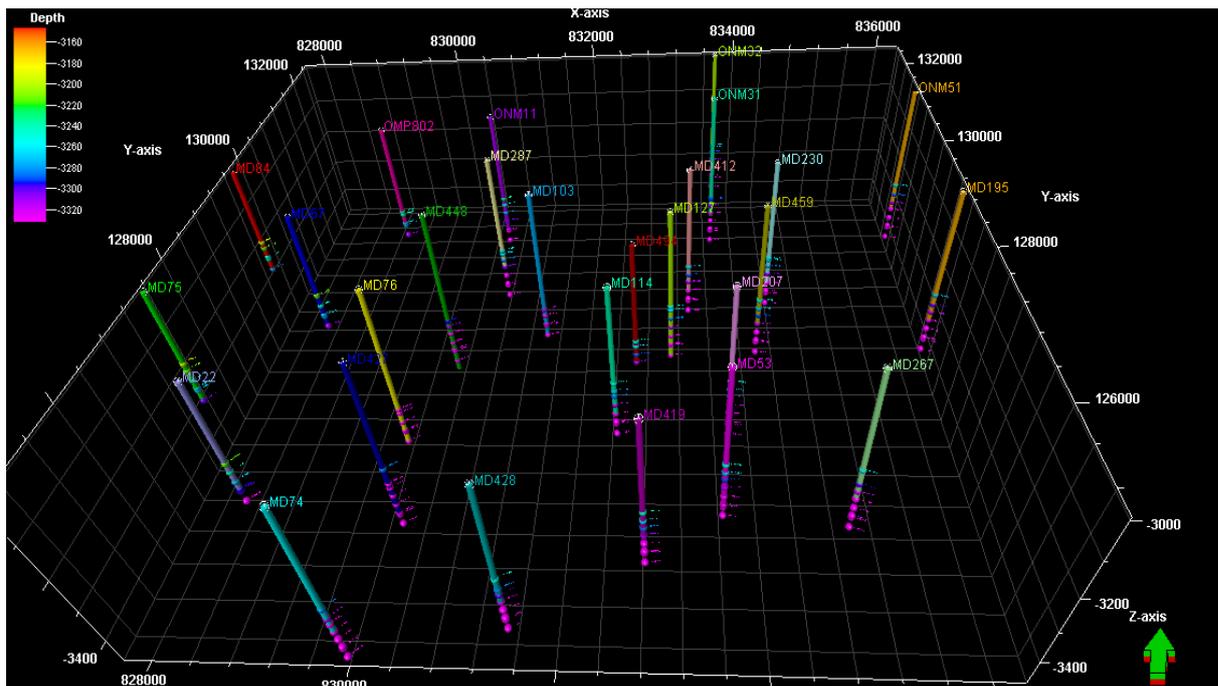


Figure (III -1): Chargements de données et création des puits.[14]

III-4-3-Modélisation structurale:(Structural Modelling):

C'est la première et la plus importante étape pour la construction du modèle 3D, et qui constitue le support physique sur le quelles modélisations à venir seront construites. Elle est subdivisée en trois étapes:

III-4-3-1-Modélisation de failles (faults modeling):

C'est de définir des failles dans le modèle géologique qui servira de base pour générer des grilles. départ , 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 en2D, qu'on a transformées en 3D (**Figure (III-4)**).

Le résultat de la modélisation de faille s'appelle «fault sticks», c'est-à-dire, des failles enforme de bâtonnet ou barrettes (**Figure (III-2)**).

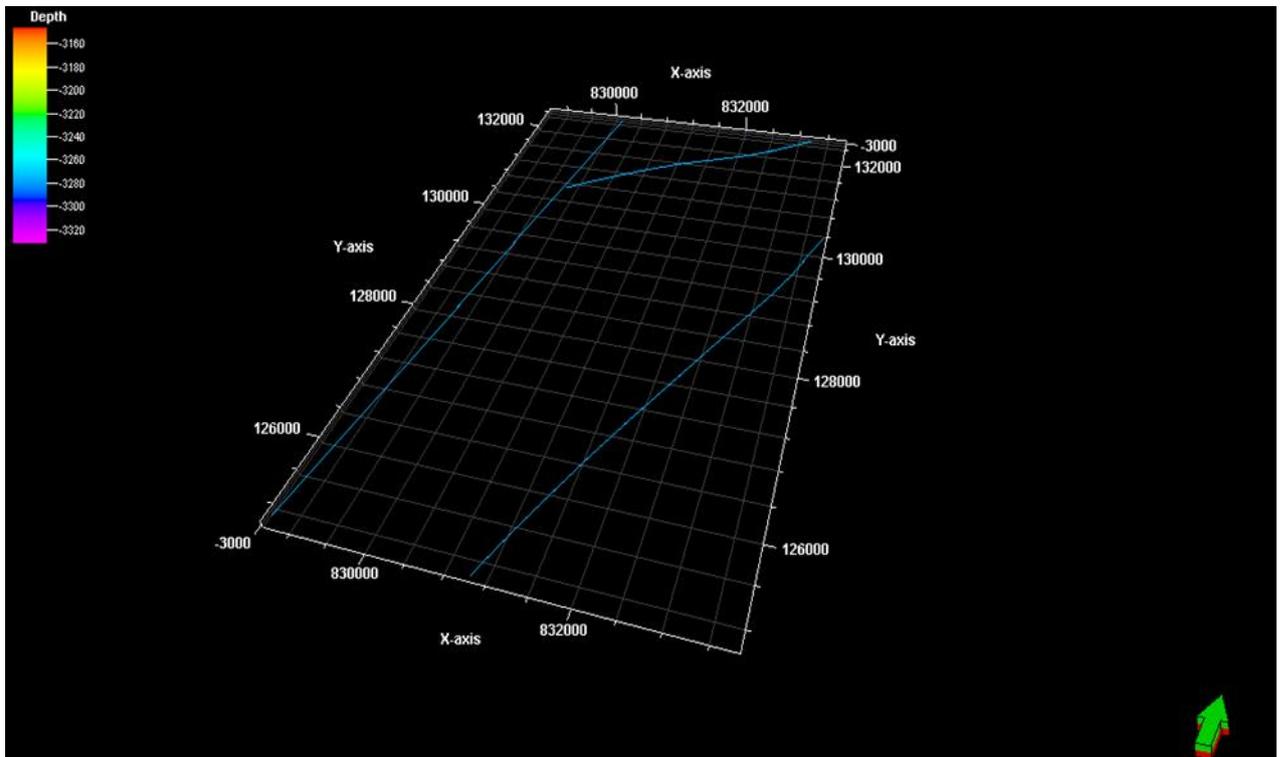


Figure (III-2): Ligne de failles en 2D "fault stick".[14]

III-4-3-2-Piliers de maillage(pillargridding):

ce processus permet de générer le maillage en trois dimensions, c'est le squelette sur lequel le modèle reposera, et ou les failles vont prendre forme. Le maillage utilisé dans notre étude est de 100m×100m **Figure (III -4)**.

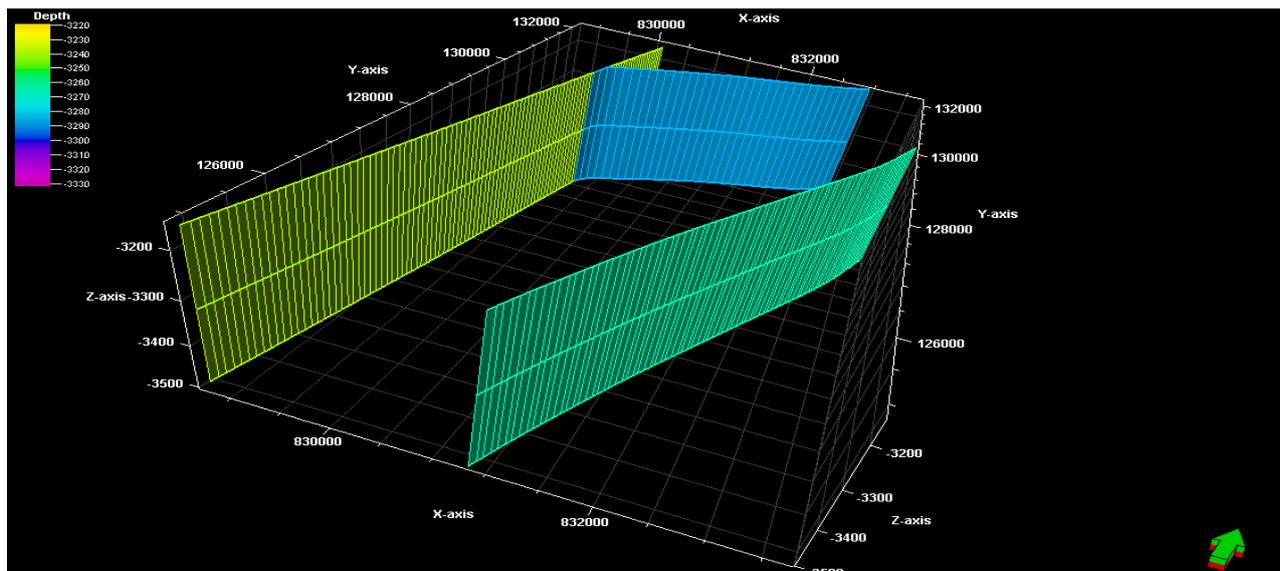


Figure (III-3): Les failles en 3D après gridding.

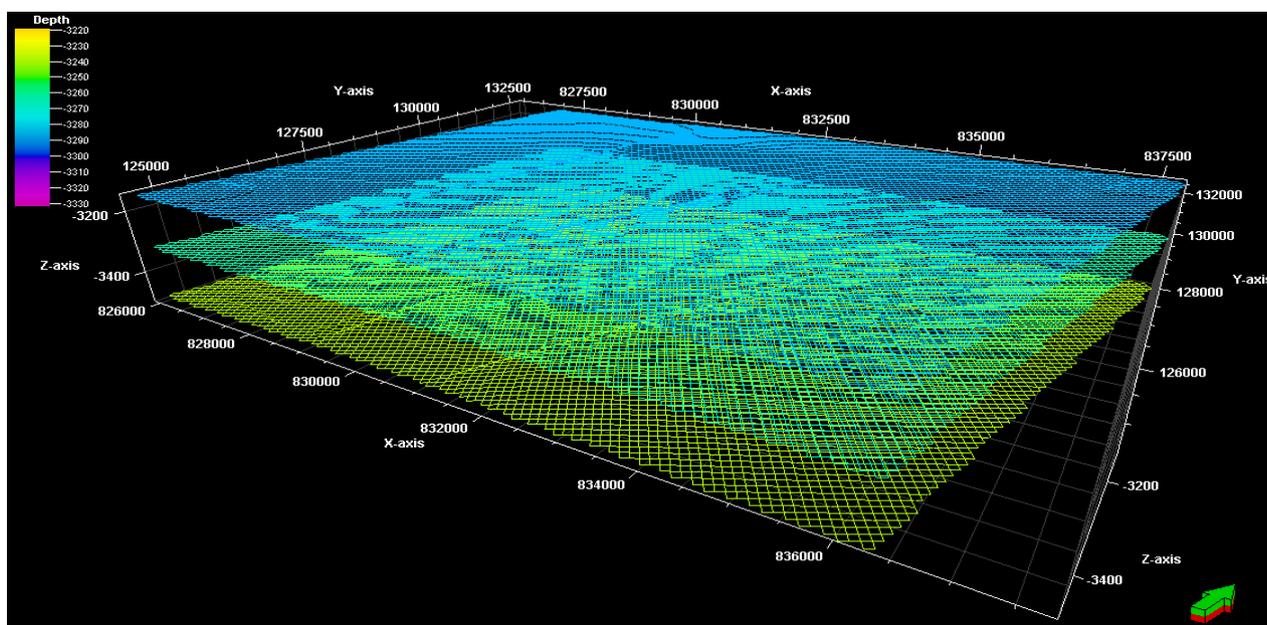


Figure (III-4): Etablissement de squelette "gridding" montrant les mailles de pilier.

III-4-3-3-Construction des horizons (make horizons):

les horizons principaux sont générés à partir des surfaces principales déjà préparées ci-dessus (DH, D5, D3, D2, ID, D1, R2). La DH est alors déclarée comme érosive et pouvant recouper n'importe quel drain sous-jacent. le contact entre les couches peut être: érosif, discontinu, ou bien, contact de base. La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure. **Figure (III-5).**

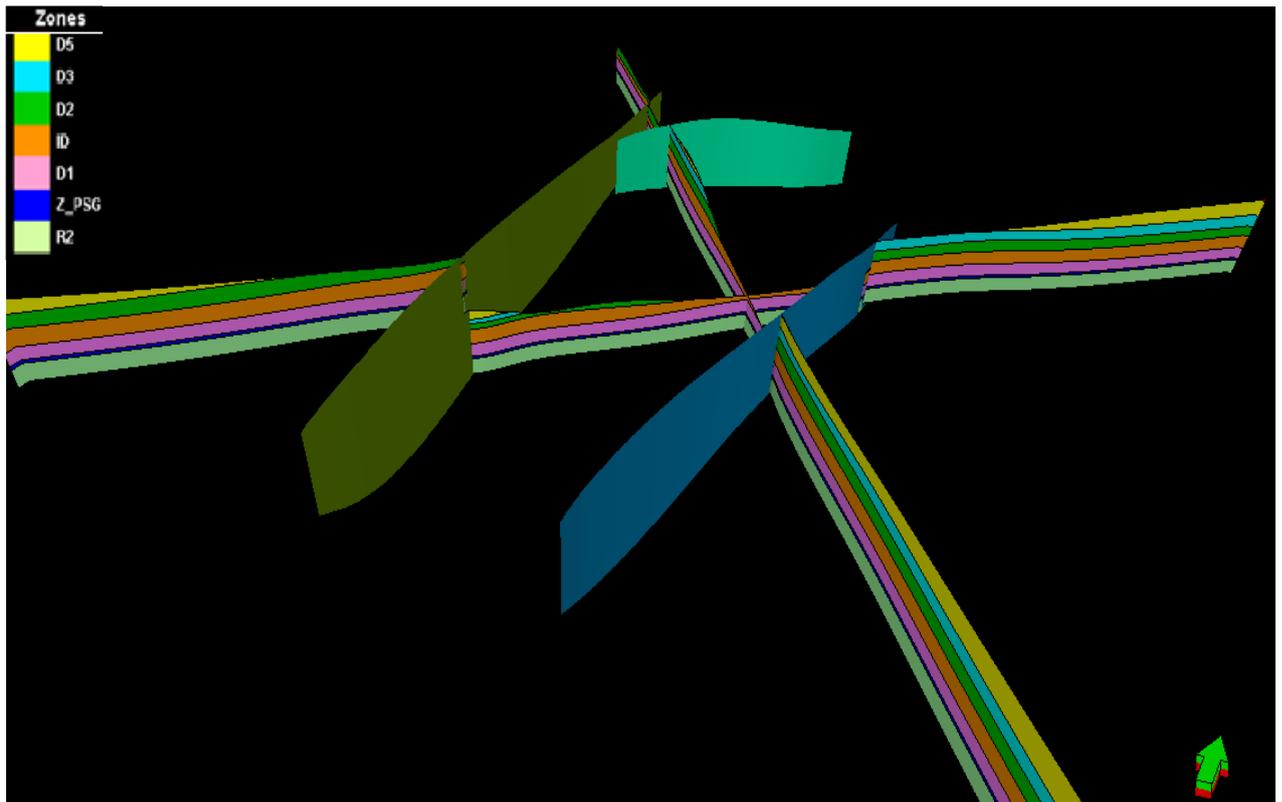


Figure (III-5):Exemple de construction d'horizon.

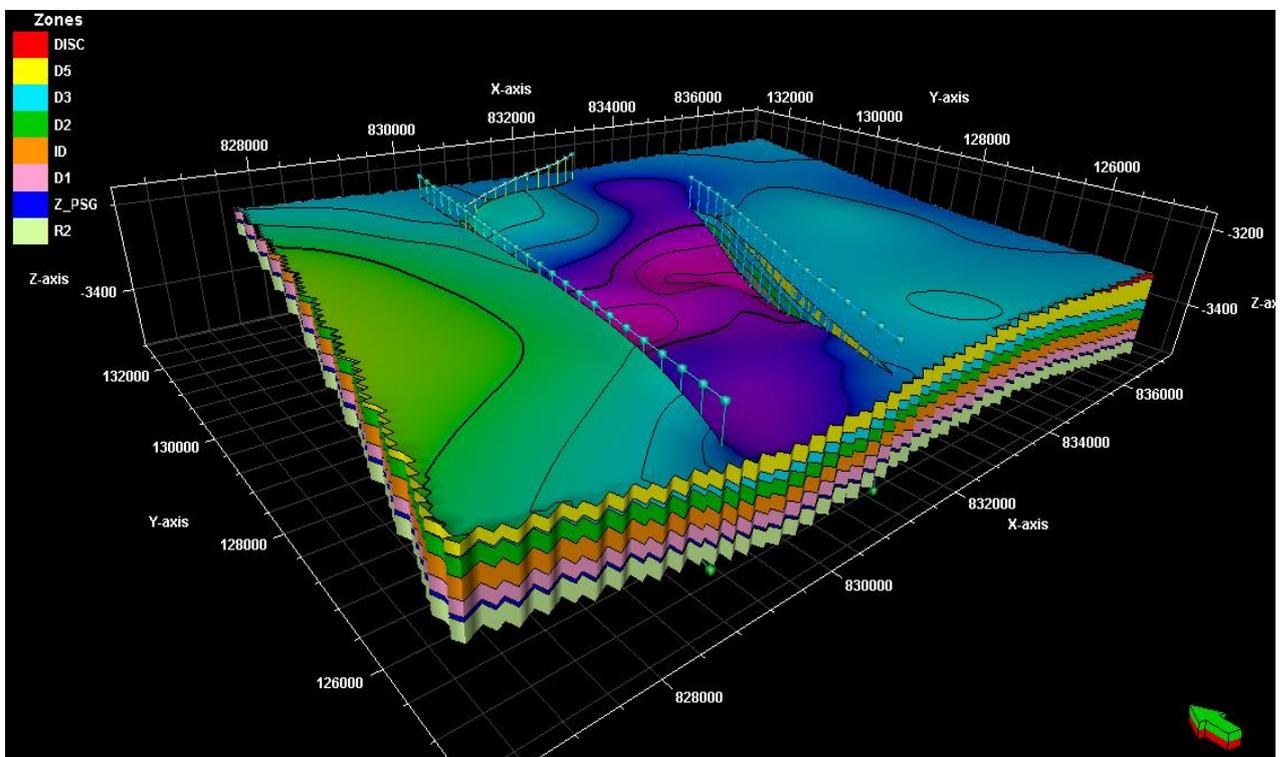


Figure (III-6): Modèle structural 3D de la zone d'étude.

A partir du modèle structurale, il est possible d’extraire des informations concernant la continuité, l’érosion ou la disparition des drains. De ce fait: on remarque sur la figure 5 que l’érosion est plus forte au centre de la zone d’étude.

On peut aussi réalisé des coupes géologiques à partir du modèle structural 3D dans différentes directions du secteur d’étude, qui montrent l’extension latérale de la DH, D5, D3, D2, ID, D1 et R2 ainsi que leur variation d’épaisseurs y compris les failles.(Fig (III -7) et (III -8)).

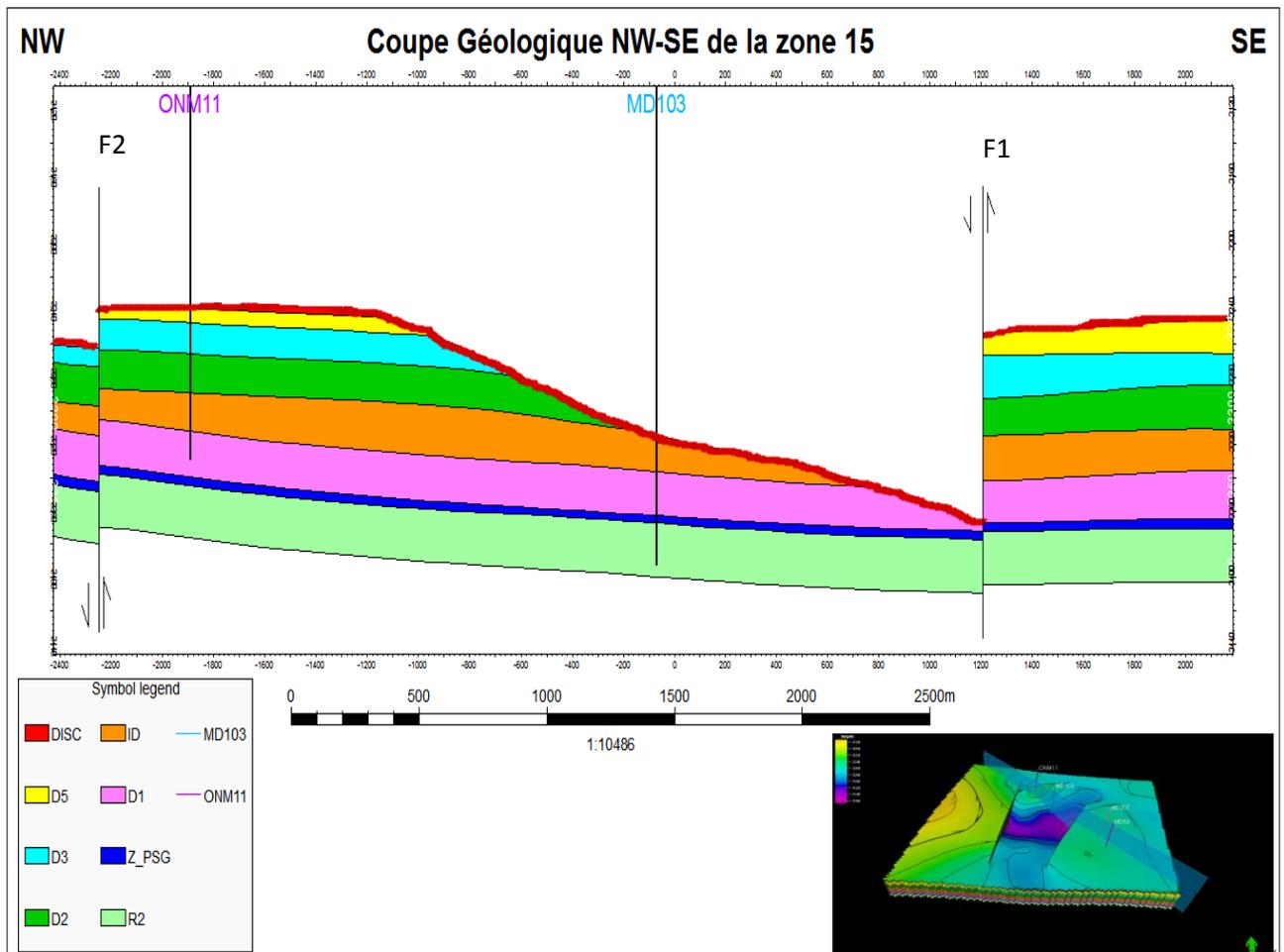
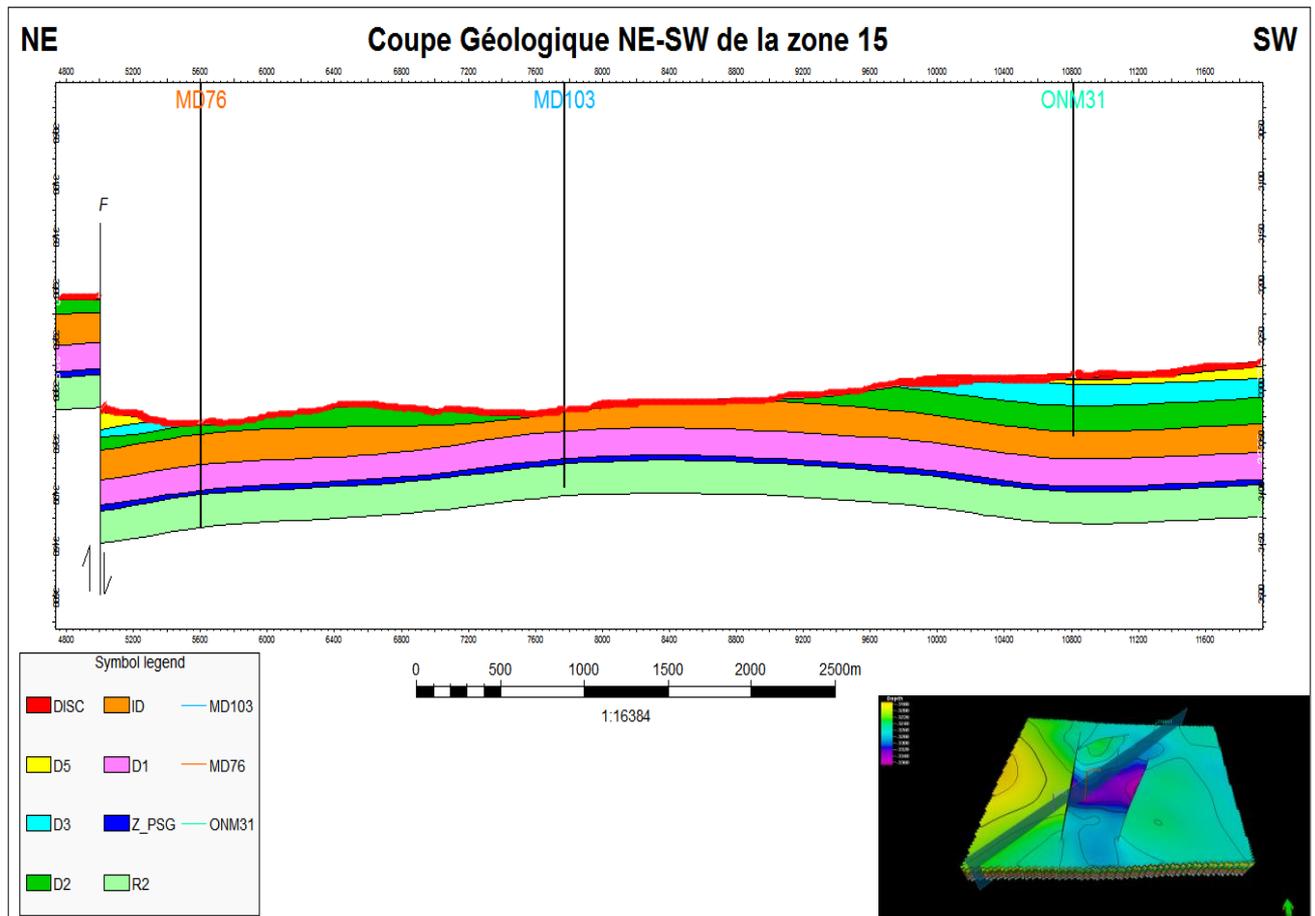


Figure (III -7): Coupe géologique NW-SE à travers la zone 15 montre la géométrie des drains.



Figure(III -8): Coupe géologique NE-SW à travers la zone 15 montre la géométrie des drains.

III-4-4-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 déposée dans le chenal). Il est nécessaire de modéliser cet hétérogénéité afin de localiser les zones de réservoirs potentiels et afin d'estimer la connexité entre les différents réservoirs. Leur géométries inueuse les rend cependant difficiles à simuler.

III-4-4-1-Données utilisées:

C'est sur le modèle structural que seront construits les modèles de faciès et Pétrophysiques, et pour y parvenir, on a besoin de données diagaphiques (GR, NPHI) qu'on

a importé sur le modèle et qui ont subi un control de qualité afin de parvenir à un modèle fiable. Comme il est important de disposer d'informations supplémentaires pour aider à mieux comprendre la géologie et la sédimentologie du réservoir, un chapitre III entier a été consacré pour la description de carottes qui nous a fourni des informations sur les milieux de sédimentation.

III-4-4-2-Création de codes de faciès:

Il s'agit de définir un modèle d'électro faciès à partir de la description de carottes et de logs diagraphiques. La méthode consiste à définir et codifier les milieux de dépôt en utilisant comme support principal la description de carottes de 4 puits décrit au chapitre III qui sont pris comme référence.

Ces faciès sont relevés sur les logs stratigraphiques, ensuite calés par rapport aux logs diagraphiques (GR, NPHI), les valeurs obtenues seront projetés sur les autres puits.

Ainsi 03 faciès ont été définis et codifiés:

- Plaine d'inondation: Code 0.
- Fond de chenal: Code 1.
- Barre de chenal: Code 2.

Une fois ces informations requises, on procède à leur introduction dans le logiciel à l'aide d'un algorithme:

Fluvial faciès = If (GR<50 and NPHI<0.1, 1, If (GR>120 and NPHI>0.1, 0, 2)).

III-4-4-3-Mise à l'échelle (Up Scaling):

Avant de commencer la modélisation de propriétés, il est important de procéder à une mise à l'échelle des valeurs, dans le but de faire la distribution de ces dernières, de sorte à correspondre une valeur à chaque cellule.

III-4-4-4-Création du modèle de facies 3D :

Au final, on obtiendra une simulation de réservoir en 3D en termes de faciès. En utilisant la méthode basée objet, il s'agira d'une modélisation d'environnement de dépôt, qui est de type fluviatile en tresse dans notre cas. Cette modélisation définira la géométrie des faciès, la direction et la distribution des chenaux **Figure (III -9).**

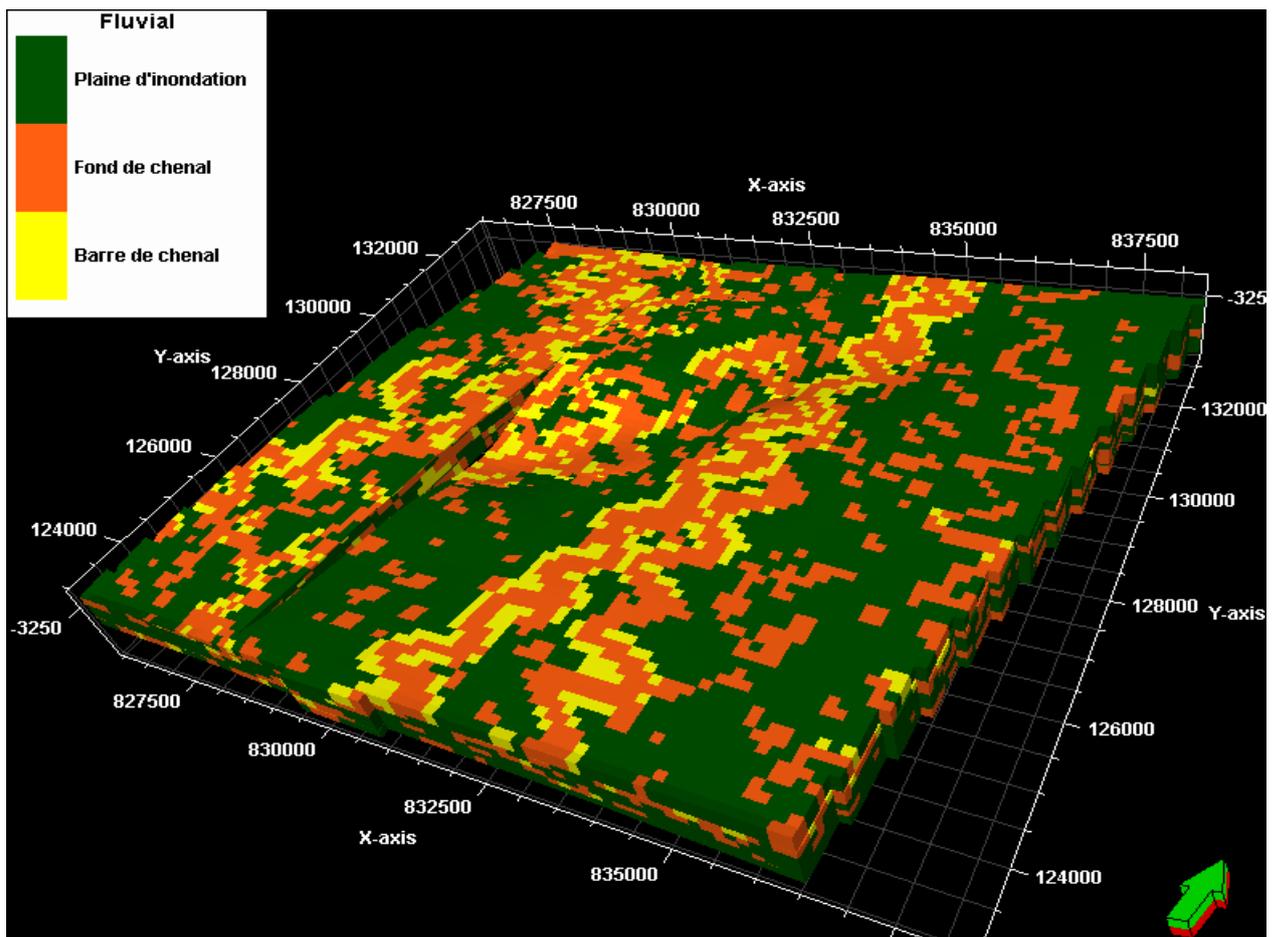


Figure (III -9): Modèle de faciès 3D de la zone d'étude.

III-4-5-Résultat:

- Il est indispensable de replacer ce réseau dans le cadre paléogéographique, dans lequel il s'est développé, en tenant compte de la direction des chenaux, le sens d'écoulement, et la source du sédiment. A partir du modèle on constate.
 - Que les épandages détritiques du réservoir à la zone 15 de Hassi Messaoud montrent des conditions de transport et d'accumulations de sédiments par des systèmes fluviaux proches l'un de l'autre.
 - Les chenaux sont orientés **N-S**, et d'après les études antérieures menées sur le champ, en essayant de localiser la source des sédiments, qui n'est pas connue avec exactitude, mais le sens d'écoulement généralisé qui est du **Sud vers le Nord** amène à situer l'amont de l'ensemble du drainage dans des régions d'Afrique situées nettement au sud. Donc ce modèle représente bien la paléogéographie du réservoir. [11]

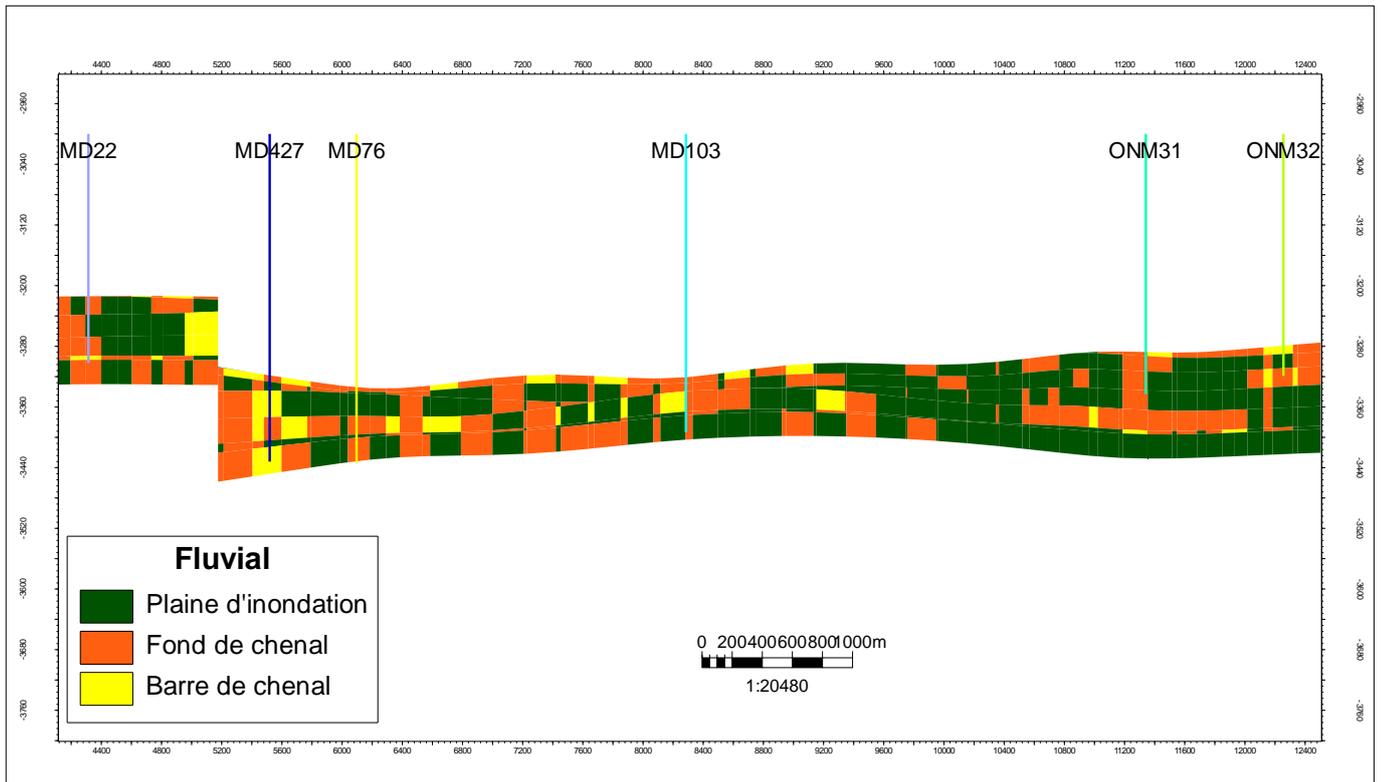


Figure (III -10): Positionnement des puits par rapport aux faciès.

- Afin de répondre à la problématique posée au début, concernant les meilleurs zones de production et leur relation entre l'environnement de dépôt, on procède au contrôle de la position des puits par rapport au milieu de dépôt (fond de chenal, barre, ou plaine).

On constate que les puits à fort débit de production positionnent dans le faciès «fond de chenal», et les puits à production moyenne se situent dans le faciès «barre de chenal», et les puits à production faible, se trouvent dans le faciès «plaine d'inondation» (**Figure III -10**).

A partir de ces résultats on constate que l'environnement de dépôt influe directement sur la qualité du réservoir. Cette influence s'explique par les différences lithologiques qui sont à l'origine de la perméabilité et la porosité du réservoir.

III-4-6- Caractéristiques Pétrophysiques :

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquelles peuvent circuler et se rassembler des fluides. Leurs caractéristiques pétrophysiques s'expriment fondamentalement en termes de porosité et de perméabilité, dont les relations sont souvent complexes mais fondamentales pour l'étude du réservoir.

Il faut signaler que la réalisation de ces cartes des perméabilités et porosités se fait par une station spéciale. [17]

III-4-6-1-Les cartes en isoparamètres:

Les cartes en isoparamètres (porosité, perméabilité) nous permettent de visionner les tendances d'évolution de ces paramètres.

L'orientation générale de ces tendances semble suivre la direction des failles (NE-SW), ainsi que celle des chenaux, ce qui confirme l'influence de ces derniers sur la qualité du réservoir.

III-4-6-1-a-Interprétation des cartes d'isoporosité :

✚ La carte en isoporosité du D1 : Figure (III-11)

Les porosités sont bonnes à ce niveau et occupent une grande partie de la zone, du centre vers l'Est, mais on note la présence de quelques taches à l'Est autour du puits ONM31(Nord) et au (Sud) du puits MD76qui montre une valeur élevée (de 10%).

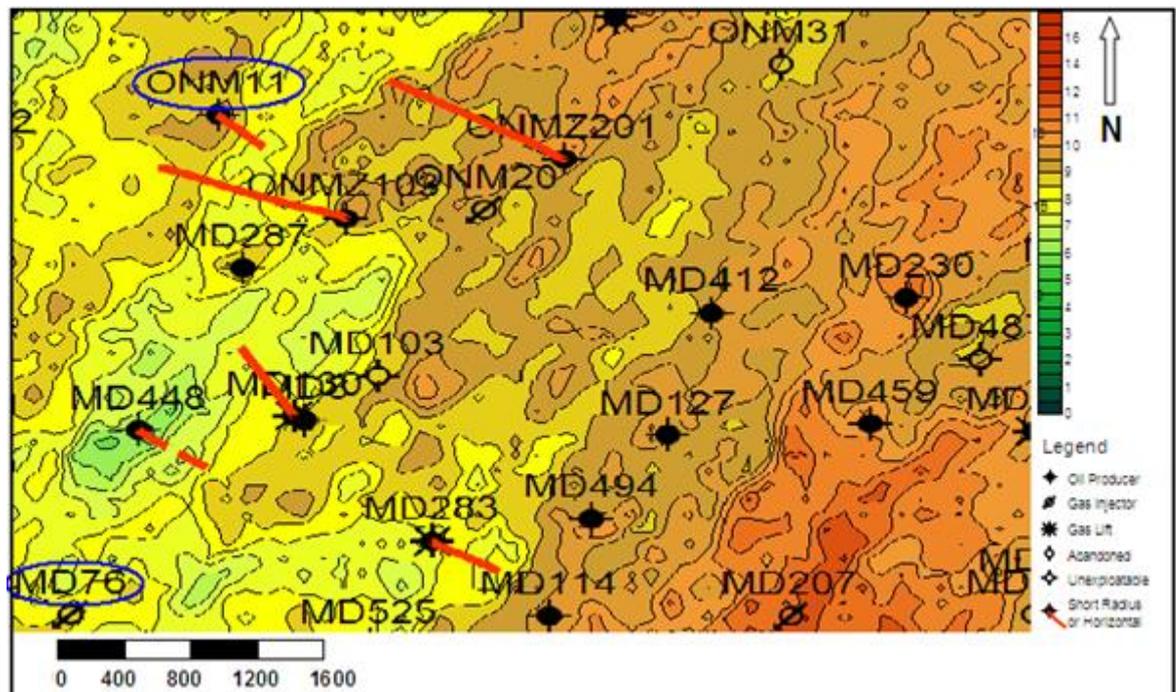


Figure (III -11): Carte d'isoporosité du drain D1.

✚ La carte en isoporosité de l'ID :(Figure III-12)

Ce drain est caractérisé généralement par une porosité assez bonne entre 7 et 11%, répartie sur toute la zone, surtout au SE (10%) puis au centre (8%), et au NE cas du puits

ONM31 avec diminution jusqu'à 6%, alors que La valeur va augmenter au puits MD76 (de 8%). ces variations de caractéristiques pétrophysiques souvent liées aux phénomènes diagenétiques (cimentations, Illitisation de la Kaolinite), surtout le ciment argileux d'illite.

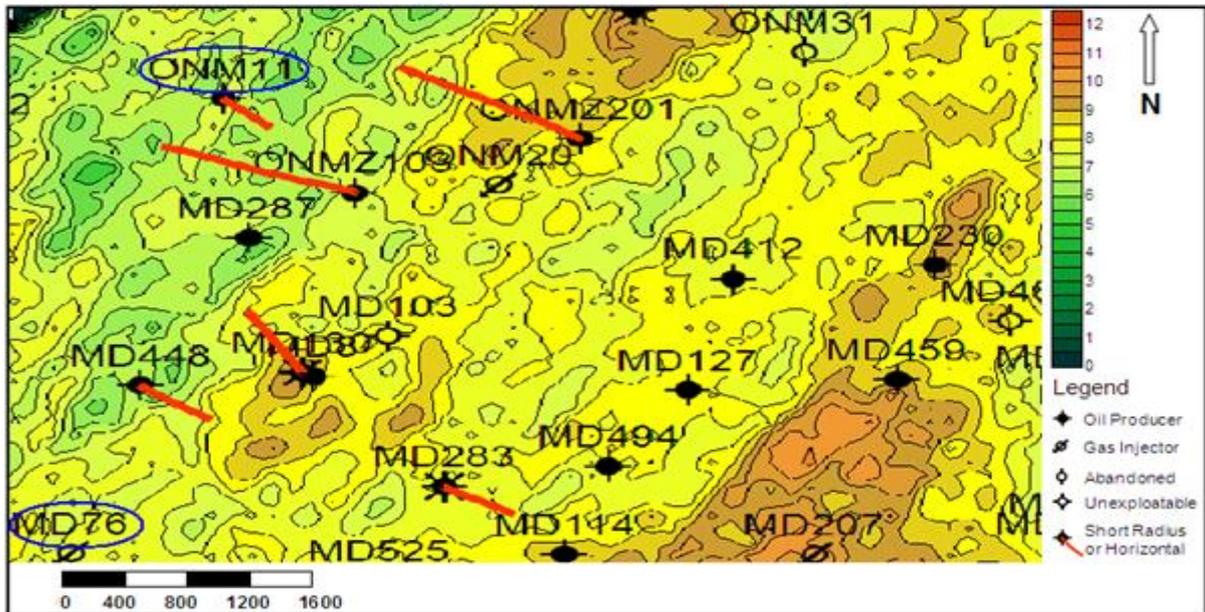


Figure (III-12): Carte d'isoporosité du drain ID.

✚ La carte en isoporosité du D2 : Figure (III-13)

La carte présente une augmentation des valeurs dans toute la zone qui atteignent 14%.

On remarque que La porosité est élevée au centre de ce secteur, elles s'améliorent largement du SW (Md76 de 11%) vers le NE (Onm31 de 9%), bien qu'à l'extrémité W, la porosité diminue. la discordance hercynienne a peu érodé ce drain ; dans la partie NW de ce secteur.

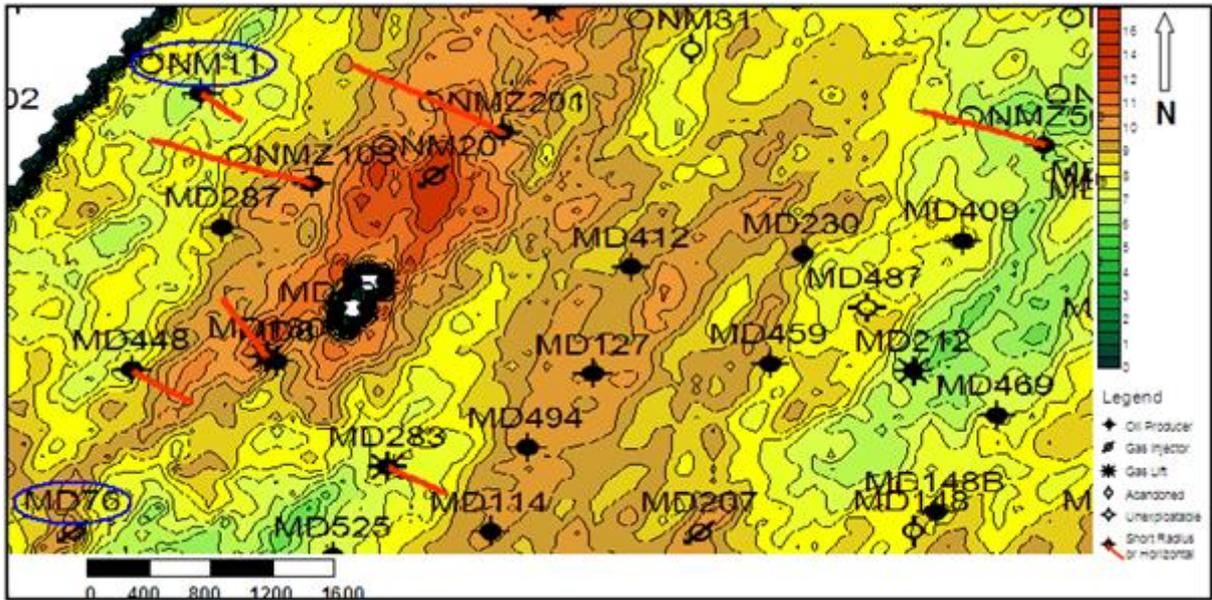


Figure (III-13) : Carte d'isoporosité du drain D2.

✚ La carte en isoporosité du D3 : Figure (III-14)

La discordance hercynienne a profondément érodé le D3, elle a affectée une parcelle importante de ce drain au N et au SW (MD76), et atteint aussi jusqu'au centre du drain (MD 103, ONM20). Les valeurs de porosité sont situées entre 6 et 9%, elles augmentent au centre du périmètre puis elles diminuent vers les bordures cas d'Onm31 (6%).

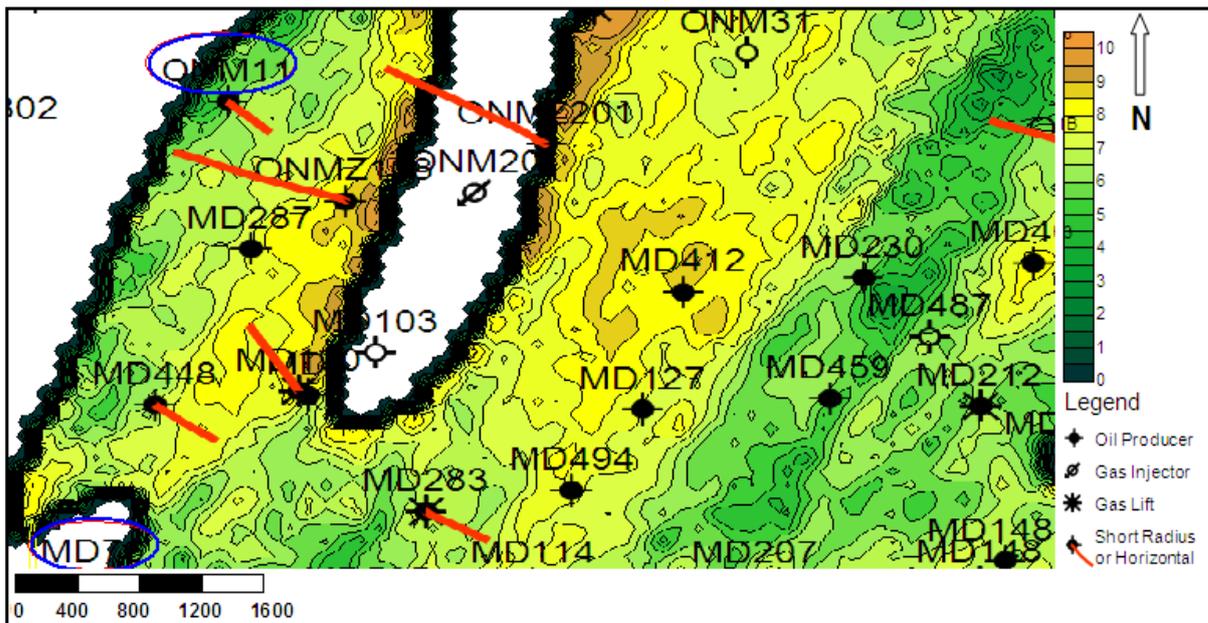


Figure (III-14) : Carte d'isoporosité du drain D3.

III-4-6-1-b-Interprétation des cartes d'isoperméabilité :

✚ **Perméabilité de l'ID :** Figure (III-15) La carte montre une perméabilité médiocre, elle varie entre (1 et 4 md), répartie sur toute la zones située autour de ce drain (Md76) avec présence de parcelles à faible perméabilité généralement visibles dans la partie Nord de (NE vers NW), cas de Onm11 et Onm31 (1 et 1,5md).

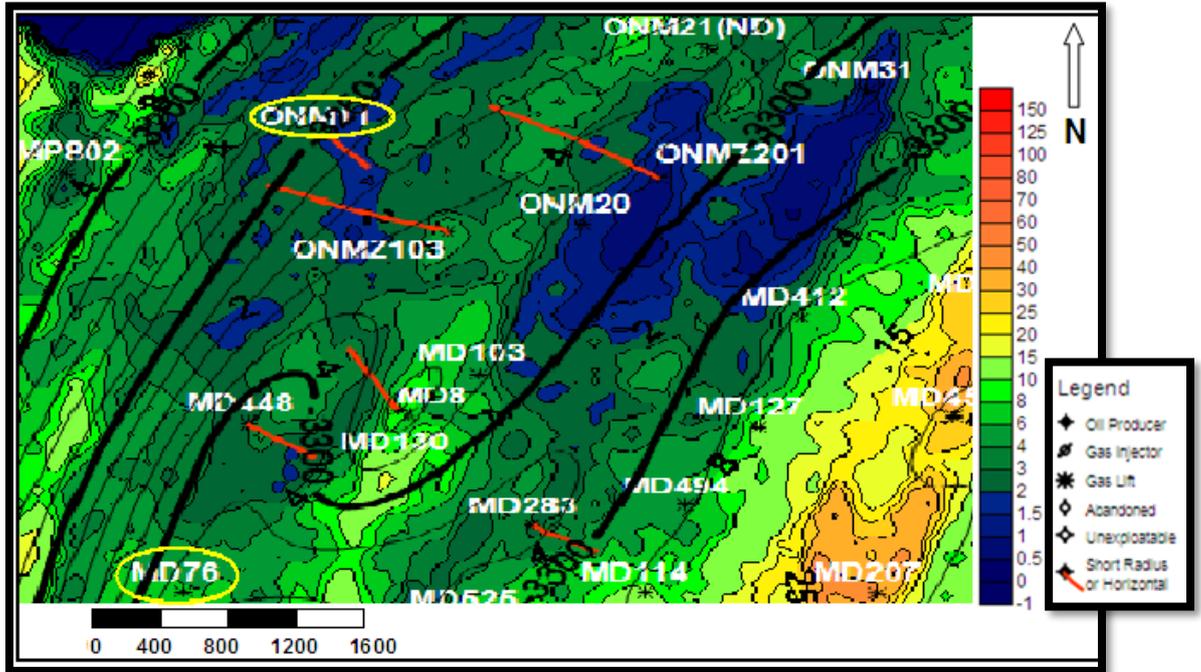


Figure (III-15) : Carte d'isoperméabilité du drain ID.

✚ **Perméabilité du D1 :** Figure (III-16)

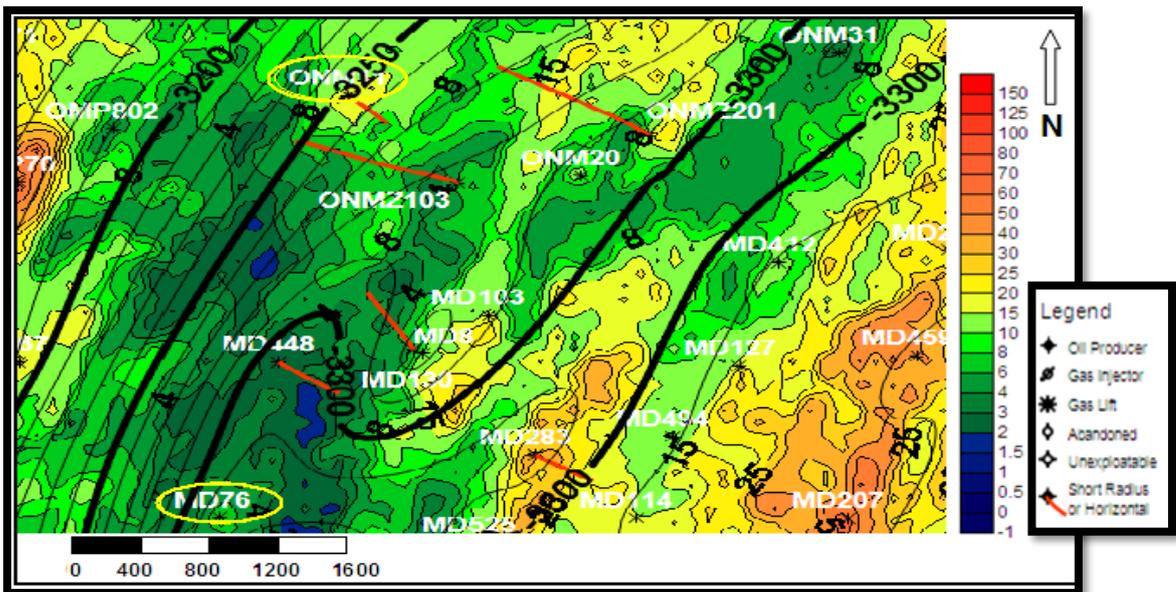


Figure (III-16) : Carte d'isoperméabilité du drain D1

Les perméabilités sont bonnes à ce niveau et occupent la partie SE et plus rarement la partie centrale (20 et 30md) ; une légère augmentation s'observe autour de puits Onm11 (20 et 25md) puis les valeurs vont diminuer de NE vers SW de puits Onm31 à Md 76 (3md). La carte présente aussi quelques valeurs inférieures de 1md.

✚ Perméabilité du D2 :Figure (III-17)

La carte montre des valeurs maximales dans la partie EST et au centre de la zone ; où elle atteint 100md cas du puits Onm31. Puis la perméabilité diminue vers l'West de ce drain (membre III) cas des puits Md76 et Onm11 (4 et 8 md), et enfin les valeurs de perméabilité sont faibles à l'extrémité NW autour du puits OMP 802 où elle est inférieure à 1md.

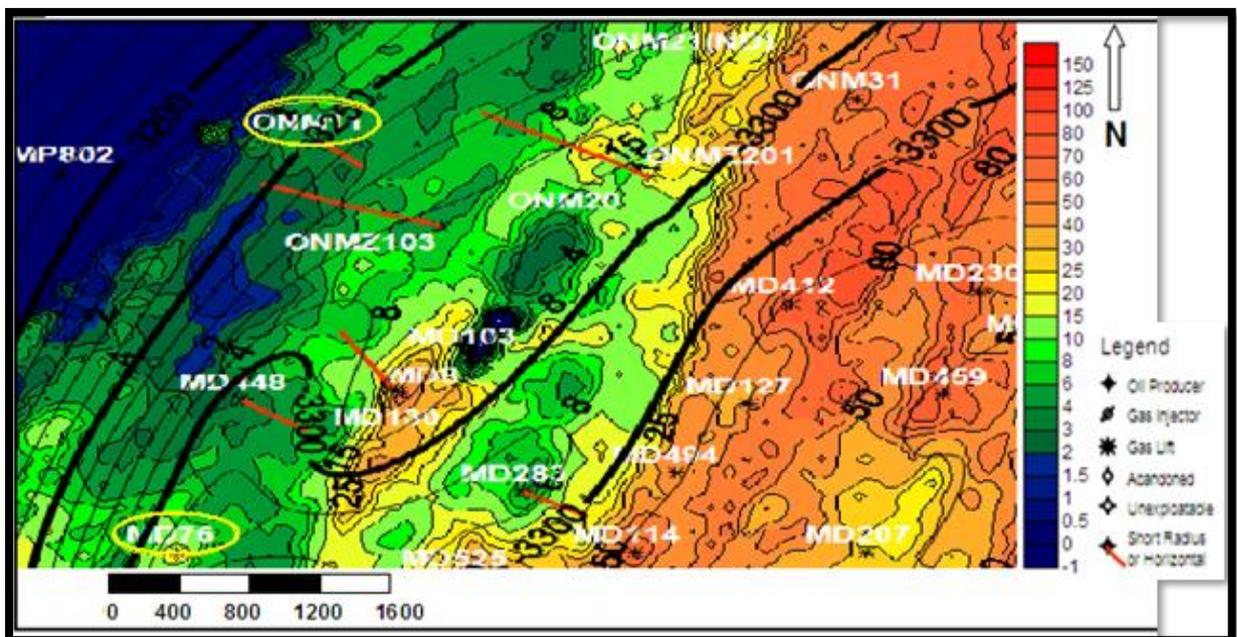


Figure (III-17) : Carte d'isoperméabilité du drain D2

On note que ,d'après les cartes d'isoparamètres de cette zone ,caractérisent des meilleurs valeurs de perméabilité ,atteignent 125Md (MD212,ONM31...) dans ses parties EST ; par contre ,montrent de porosité à faible valeurs en même temps de 4et6%(MD212et ONM31) ;ce qui s'explique les caractéristiques lithologiques de ce drain(grains de quartz très compacts (ou des fissures permettant la circulation des fluides) .

✚ Perméabilité du D3 :Figure (III -18)

Ce drain est caractérisé par une perméabilité très faible pour la zone allant de la partie centrale vers l'West, cas de puits Md76 et Md103 (inférieure de 2md), et une perméabilité

moyenne dans la partie Est, avec des valeurs situées entre (4 et 8 md), sauf pour le puits Onm31 (l'extrémité NE) qui se caractérise par une faible perméabilité 1.5md.

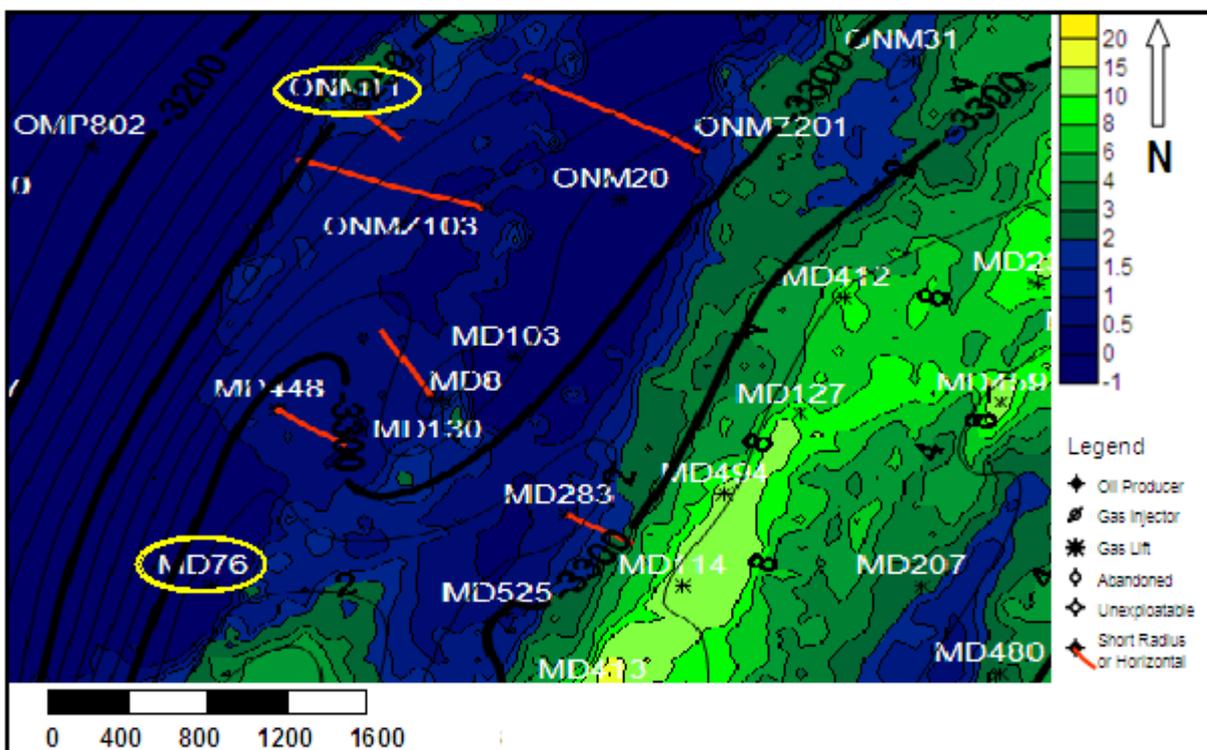


Figure (III-18) : Carte d'isoperméabilité du drain D3.

III-5- conclusion :

La méthode développée ici se révèle être alternative avec un champ d'application très large. Elle traite les problèmes d'incertitudes liées aux réservoirs. Du point de vue du géologue, le développement d'un modèle géologique 3D doit conserver une relation étroite avec la plupart des critères structuraux, sédimentologiques et parfois aussi avec les critères pétrophysiques.

En conclusion, on note:

- Chaque modèle est soumis à l'incertitude, selon l'exactitude et la qualité des datas fournis aux géologues, pour avoir un traitement adéquat et des résultats cohérents.
- Chaque modèle est soumis à des actualisations permanentes, aucun modèle n'est parfait et absolu, il varie en conditions dynamiques, et en acquisition de nouvelles datas.
- Plus il existe d'informations, meilleurs seront les résultats dans le modèle, qui n'est pas nécessairement vrai, car il dépend de la discrétion de l'ingénieur géologue à faire bon usage de l'information. Tout fois, il réduit quelque peu l'incertitude du processus.

Conclusion

Après l'étude et l'analyse faite des carottes ainsi que les corrélations diagraphiques du réservoir cambrien des puits de la zone d'étude, on note que:

1- il existe une similitude lithologique entre les 4 puits étudiés.

2- le drain D4 n'apparaît pas dans le réservoir malgré que la discordance hercynienne commence par le D5 dans plusieurs puits, ce phénomène (l'absence de D4) est due au non dépôt du D4 dans cette zone.

3- Neuf faciès ont été déterminés:

L'évolution latérale des différents types des faciès déterminés en allant d'Est vers l'Ouest est caractérisée par une diminution voir disparition.

Le résultat de cette étude est la constitution d'un modèle de faciès permettant de caractériser l'environnement sédimentaire qui, dans notre cas correspond à un milieu de dépôt fluvial en tresse caractérisé par:

- ✓ la plaine d'inondation.
- ✓ la barre d'accrétion de chenal.
- ✓ le fond de chenal.

| Faciès | MD76 | MD103 | ONM11 | ONM31 | Milieu de dépôt |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|------------------------|
| F1: Conglomérat hétérométrique à matrice argilo-gréseuse | + | + | | | Fond de chenal |
| F2 : Grés grossier à Microconglomératique, à matrice argileuse. | + | + | | | |
| F3 : Galet d'argile. | + | | | | |
| F4 : Conglomérat hétérométrique à matrice gréseuse. | + | + | + | + | La barre de chenal |
| F5 : Grés moyen à grossier à litage plan. | + | + | + | + | |

| | | | | | |
|--|---|---|---|---|----------------------|
| F6 : Grès moyen faiblement argileux, à litage oblique. | + | + | + | + | |
| F7 : Grès fin à moyen très argileux. | + | + | + | + | Plaines d'inondation |
| F8 : Grès fin à grossier argileux. | + | + | + | + | |
| F9 : Silt. | + | + | + | + | |

A partir de l'interprétation des cartes pétrophysiques (isoparamètre), qui sont caractérisées par une distribution spatiale de direction NE- SW ; on peut constater que dans notre secteur d'étude présente deux zones distinctes :

- La première à l'EST de la structure, montrant des meilleures valeurs de perméabilités et de porosités lorsque la position structurale est haute, ce qui probablement due aux failles, autours des puits ONM31 MD212, MD207.
- La deuxième à l'Ouest, présente des mauvaises perméabilités et porosités (MD103, MD76, ONM31), elle se situe dans une zone basse (zones d'effondrements).

Ainsi, des autres facteurs contrôlant la répartition des paramètres pétrophysiques, tels que :

- Les faciès (granulométries, morphoscopie...).
- La cimentation (l'intensité et la nature du ciment lié à diagénèse ou de faille).
- L'existence des failles (fissures, fractures,...etc.)

La méthode développée ici se révèle être alternative avec un champ d'application très large. Elle traite les problèmes d'incertitudes liées aux réservoirs. Du point de vue du géologue, le développement d'un modèle géologique 3D doit conserver une relation étroite avec la plupart des critères structurels, sédimentologiques et parfois aussi avec les critères pétrophysiques.

En conclusion, on note que Chaque modèle est soumis à l'incertitude, selon l'exactitude et la qualité des datas fournis aux géologues, pour avoir un traitement adéquat et des résultats cohérents.

Bibliographie

- [1] (Beicip/ Franlab 1979).
- [2] (Boujema. A ,1987).
- [3] DATA BANK. 2012 /Sonatrach / Division Production
- [4] (DOCUMENTS SONATRACH -DP)
- [5] (DOC Liège / Prof. F. Boulvain, 2011)
- [6] (Fabre.j.avec le coll.caby R.Girod M. et Moussin-PouchKine A(1976))
- [7] (Facies models. Response to sea level change (Geol.Ass.com).
- [8] (K. Guendouz et T. Hamma, 1999).
- [9] (MASSA.D et NICOL. 1971): Structure et fracturation du champ de HMD (Algérie).
- [10] Rapport Interne 2009 Sonatrach / Division production
- [11] (Rapport Interne 2005 Sonatrach/ Division production)
- [12] SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS: logiciel PETREI 2014
- [14] SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS: logiciel PETREI 2009
- [15] (SNED. Alger, 1.Vol.422P).
- [16] (*SNREPAL et CFPA, 1973*).
- [17] (logiciel de Grid Stat) au niveau de DP (SONATRACH).
- [18] WEC (Well évolution conférence) 2008: Document SONATRACH/SCHLUMBERGER