

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE UNIVERSITÉ DE OUARGLA**



**FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DE SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

Mémoire de Master Académique

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolier

THEME

**SYNTHESE DE DONNEES CARACTERISANT LE RESERVOIR
DE DEVONIEN INFERIEUR DU SILLON BENOUD**

Présenté par :

- BEN SANIA Lahcen
- BENTRIA Younes
- TAHAR Abdelaziz

**Soutenu publiquement le
Devant le jury:**

Président : Sahri Leila

MCB UKM.OUARGLA

Promoteur : Medjani Fathi

Pr. UKM.OUARGLA

Examineur : Mebrouki Nassira

MCB ESE.OUARGLA

Année Universitaire : 2023/2024

REMERCIEMENT :

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadrant Dr Medjani Fethi pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux.

Nous tiendrons à remercier très vivement l'ensemble des membres de jury. Qui nous ont fait l'honneur d'accepter juger et examiner notre travail

A cette occasion nous remercions également tous nos enseignants du département sciences de la terre et l'univers, université de Ouargla, et tout le staff administratif après un parcours de 5 ans pleins de beaux souvenirs

Nous voudrions présenter nos remerciements les plus distingués à Mr. Ouahab Rachid pour l'aide et de nous avoir consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail.

Nous remercions aussi Tous les ingénieurs de l'entreprise ENAGEO en particulier Ms. Tibermasine Ferdous, Linda et Mr. Aïssa pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant toute la période du stage.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes parents, qui m'ont soutenu tout au long de mes études et m'ont encouragé à poursuivre mes rêves. Je leur suis reconnaissant pour leur amour et leur soutien inconditionnels.

Je dédie également ce mémoire à mes frères et sœurs, qui ont été une source constante d'inspiration et de motivation pour moi. Leurs encouragements et leur soutien ont été inestimables.

Et je dédie également ce travail à tous mes chers amis (

Abdelaziz/Younes/Mahmmoud/Abdelhafid/Mostafa

/Mohammed/Abdaldjalil/Yahia/Fares/Maamer)

qui m'ont aidé à traverser les moments difficiles et ont partagé les moments de joie avec moi. Je suis reconnaissant pour leur amitié et leur soutien

BEN SANIA Lahcen

Dédicace

Je dédie ce fruit de nombreuses années d'études : Pour ceux qui ont donné leur vie pour mon bonheur, à ma mère, mon père, ma sœur et toute ma famille. À tous mes frères et amis qui m'ont encouragé et soutenu. À tous mes professeurs qui m'ont guidé dans mon chemin scientifique.

Jazākm Allahu Khayran.

BENTRIA YOUNES

Dedicate

Je dédie ce travail de ma thèse à mon cher père Omaret ma chère mère Ammoura qui n'ont ménagé aucun effort pour me soutenir matériellement et moralement. Je le dédie également à mes frères et sœurs, ainsi qu'à mes amis fidèles, qui ont toujours été à mes côtés avec leurs conseils et leur soutient à toutes les étapes de la vie universitaire. Un grand merci à vos pour
votre amour et soutients infinis

Tahar abdelaziz

Sommaire :

INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre I: Matériels et Méthodes	
I.1. PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE :.....	3
I.1.1. SITUATION GEOGRAPHIQUE :.....	3
I.1.2. APERÇU GEOLOGIQUE :	4
<i>I.1.2.1 Paléozoïque :</i>	<i>4</i>
<i>I.1.2.2 Mésozoïque :</i>	<i>6</i>
<i>I.1.2.3 Cénozoïque :</i>	<i>7</i>
I.3. EVOLUTION GEODYNAMIQUE :.....	9
I.3.1. EVENEMENT PANAFRICAIN :.....	9
I.3.2. EVENEMENT TECTONIQUE :	9
I.3.3. EVENEMENT CALEDONIEN :.....	10
I.3.4. EVENEMENT HERCYNIEN :.....	10
I.3.5. EVENEMENT ALPIN :	10
I.4. NAISSANCE DU SILLON DE BENOUD :.....	10
I.5. SYSTEME PETROLIER :	12
I.5.1 ROCHE MERE :.....	12
I.5.2 LES ROCHES COUVERTURES :.....	17
I.5.3 LES PIEGES	18
1. APPROCHE SEDIMENTOLOGIQUE:.....	18
2. APPROCHE PETROGRAPHIQUE :.....	20
3. APPROCHE PETROPHYSIQUE :	21
3.1 POROSITE :.....	21

3.1.1 METHODES DE MESURES :	21
3.2 PERMEABILITE :	21
3.2.1 METHODES DE MESURES :	21
3.3 SATURATION	22
3.3.1 METHODES DE MESURES :	22
3.4 TRAITEMENT	22
3.5 PRESENTATION :	22
4 MODELISATION :	22
4.1 MODELISATION STATIQUE :	22
4.1.1 <i>Input data</i>	22
4.2 PRINCIPALES ETAPES DE LA MODELISATION.....	23
4.2.1 CREATION D'UN NOUVEAU PROJET ET CHARGEMENT DES DONNEES...	23
4.2.2.LA MODELISATION STRUCTURALE.	24
4.2.3La modélisation des propriétés.....	25
4.2.3.1. La modélisation des facies.....	24
4.2.3.2 <i>La modélisation pétro-physique</i>	25
4.3PRESENTATION :	26
4.4WORK-FLOU DE LA MODELISATION :	26

Chapitre II: Résultats et Discussions

1.ASPECT SEDIMENTOLOGIQUE:	26
2. ASPECT PETROGRAPHIQUE:.....	32
3.ASPECT PETROPHYSIQUE :	35
3.1 REPRESENTATION GRAPHIQUE :	35
3.1.1EVOLUTION VERTICALE DE LA POROSITE :	35
3.1.2 EVOLUTION VERTICALE DE LA PERMEABILITE.....	39
3.1.3 LES HISTOGRAMMES	43
3.1.3.1 <i>Les histogrammes de la porosité</i>	43

3.1.3.2 L'histogramme de la perméabilité.....	46
4. MODELISATION :.....	53
4.1 MODELISATION DES FACIES :	53
4.1.1 CARTES MODELISEES :.....	53
4.1.2 COUPES MODELISEES :	61
CONCLUSION GENERALE	72

Liste des figures

Figure 1: Carte géographique de sillon de Benoud (document Sonatrach 2005)	3
Figure 2: Schéma structurale de la région de Benoud (Document SH 2005).....	5
Figure 3: Coupe sismotectonique à travers l'Atlas Saharien, le sillon de Benoud et l'ensellement de Djofra. (Document SH 2005).....	5
Figure 4: La colonne stratigraphique de la région Benoud (Document SH 2005).....	8
Figure 5: Carte de mesures des taux de C.O.T de la roche mère silurienne (SH-EXP (2005))....	13
Figure 6: Carte de Maturation de la roche mère silurienne (SH-EXP (2005)).....	15
Figure 7: Carte de mesures des taux de COT de la roche Jurassique (SH-EXP (2005)).....	16
Figure 8: un schéma qui représenté le work-flou de modélisation	26
Figure 9: Stratification horizontale.	27
Figure 10: Massive, beige Sandstone	27
Figure 11: Slumps Puits A-2(3115)	29
Figure 12 : Laminations Horizontales et obliques.....	29
Figure 13: Bioturbation Puits A-2 (3112.5 m).....	30
Figure 14: Cross-bedding.....	31
Figure 15: Bioturbation	31
Figure 16: lame mince Puit A-1(3208,58)	33
Figure 17: lame mince Puit A-2(3110,04)	33
Figure 18: lame mince Puit A-3 (3338,04).....	34
Figure 19: lame mince Puit A-4 (3231,45)	34
Figure 20: lame mince Puit A-4 (3286,87)	35
Figure 21: lame mince Puit A-5 (3372,91)	35
Figure 22: Profil de porosité dans le puits A-1 (Emsien)	36
Figure 23: Profil de porosité dans le puits A-1 (Siégénien)	37
Figure 24: Profil de porosité dans le puits A-2 (Siégénien)	38
Figure 25: Profil de porosité dans le puits A-2 (Emsien)	39
Figure 26: Profil de perméabilité dans le puits A-1 (Emsien)	40
Figure 27: Profil de perméabilité dans le puits A-1 (Siégénien).....	40
Figure 28: Profil de perméabilité dans le puits A-3 (Emsien)	41
Figure 29: Profil de porosité dans le puits A-2 (Siégénien)	42
Figure 30: Profil de perméabilité dans le puits A-2 (Emsien)	42
Figure 31: Histogramme de la porosité de Emsien au niveau de puits A-1.....	43

Figure 32:Histogramme de la porosité de Siégénien au niveau de puits A-1.....	44
Figure 33:Histogramme de la porosité de Emsien au niveau de puits A-1.....	45
Figure34: Histogramme de la porosité de Siégénien au niveau de puits A-2.....	45
Figure 35:Histogramme de la porosité de Emsien au niveau de puits A-2.....	46
Figure 36:Histogramme de la perméabilité de L'Emsien au niveau de puits A-1.....	47
Figure 37 :Histogramme de la perméabilité de Siégénien au niveau de puit Le puits A-3.....	47
Figure 38:Histogramme de la perméabilité de L'Emsien au niveau de puits	48
Figure 39:Histogramme de la perméabilité de Siégénien au niveau de puit A-2.....	49
Figure 40:Histogramme de la perméabilité de L'Emsien au niveau de puit A-2	49
Figure 43:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Emsien au niveau de puits A-1..	50
Figure 44:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir siégénien au niveau de puits A-1	51
Figure 45:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Emsien au niveau de puits A-3..	51
Figure 46:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Siégénien au niveau de puits A-2	52
Figure 47:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Emsien au niveau de puits A-2..	52
Figure 48:Carte de facies de Siégénien.....	55
Figure 49:Carte de facies de Gédinnien	56
Figure 50:Carte de distribution de porosité de siégénien	57
Figure 51:Carte de distribution de porosité de Gédinnien	58
Figure 52:Carte de distribution de saturation de siégénien	59
Figure 53:carte de la distribution de saturation de Gédinnien	60
Figure 54:coup vertical des distributions des grés entre A-5 A-2 etA-1	63
Figure 55: coup vertical des distributions des grés entre A-4 A-2 etA-3	64
Figure 56: coupe verticale de la porosité entre A-5 A-2 etA-1	65
Figure 57: coupe verticale de la porosité entre A-4 A-2 etA-3	66
Figure 58: coupe verticale de saturation entre A-5 A-2 etA-1.....	67
Figure 59: coupe verticale de saturation entre A-4 A-2 etA-3.....	68
Figure 60:Modèle de Facies en 3D	69
Figure 61:Modèle de porosité en 3D	70
Figure 62:Modèle de saturation en 3D	71

Liste des tableaux

Tableau 1: Résumé des événements tectoniques ayant affectés la région de Benoud à l'Hercynien et à l'Alpin (Kazi Tani,1986 ; Boudjemaa 1987, al in Sonatrach, 1996)	11
Tableau 2: Les résultats du Rocke Eval du la roche mer de l'ordovicien au niveau de puits MED-1 et AF-3	12
Tableau 3: Paramètres géochimiques de la roche mère du Silurien (SH-EXP (2005)).....	14
Tableau 4: Les échantillons des lames minces au niveau des puits.....	20

Liste des abréviations

SH-EX : SONATRACH Division Exploration

K : la perméabilité

Q : la porosité

COT: total carbone organique

S1: la quantité des hydrocarbures existe dans la roche

S2 : la quantité des hydrocarbures existe après le rock eval

HC : les hydrocarbures

PP : Potentiels Pétroliers

SIS : simulation gaussienne séquentielle

المخلص

يتمركز هذا المشروع على توصيف خزان الديفونيا السفلي الموجود في منطقة بنود، من خلال تجميع البيانات من 5 آبار تشملته. تشير النتائج إلى أن الترسيب يعود في الأساس إلى أصل بحري وديتريتي. تم تفسير بيئة الاستراكيب كونها بعيدة عن الشاطئ، من الساحل الأوسط إلى الساحل العلوي. يتميز بنية منطقة مامي بوجود منخفضات ومرتفعات

الخصائص البتروفيزيائية لخزانات إمسيان وسيجينيان مستقلة. يتميز هذه الخزانات بقدرة امتصاص متوسطة ونفاذية منخفضة للغاية، مما يفسر سوء جودتها بسبب تنوع الوسط. على النقيض، يعد الجدينيان خزانًا جيدًا

يتم إكمال الدراسة بمحاولة للنمذجة يمكن أن تستخدم في خطة تطوير محتملة

الكلمات الدلالية : توصيف الخزان، الديفوني، سيلون بنود، النمذجة

Résumé

Ce travail a pour objectif la caractérisation du réservoir du Dévonien inférieur situé dans la zone de Sillon Benoud, en synthétisant les données de 5 puits qui le traversent. Les résultats révèlent que la sédimentation est principalement d'origine détritique marine. L'environnement de dépôt a été interprété comme étant off-shore, du middle au UpperShoreface. La structure de la région de MAMI est caractérisée par des horsts et des grabens.

Les propriétés pétrophysiques des réservoirs Emsien et Siégénnien sont indépendantes. Ces réservoirs se distinguent par une porosité moyenne et une perméabilité très faible, expliquant ainsi leur mauvaise qualité due à l'hétérogénéité du milieu. En revanche, le Gédinnien se présente comme un bon réservoir.

L'étude est complétée par une tentative de modélisation pouvant être utilisée dans un éventuel plan de développement

Mots clé : la caractérisation du réservoir, Dévonien, Sillon Benoud, modélisation

Abstract

This study focuses on characterizing the Lower Devonian reservoir located in the Sillon Benoud area by synthesizing data from 5 wells that intersect it. Results indicate that sedimentation is primarily of marine detrital origin. The depositional environment has been interpreted as off-shore, from middle to Upper Shoreface. The structure of the MAMI region is characterized by horsts and grabens.

The petrophysical properties of the Emsian and Siégénnien reservoirs are independent. These reservoirs are characterized by moderate porosity and very low permeability, explaining their poor quality due to heterogeneous conditions. In contrast, the Gédinnien represents a good reservoir.

The study is complemented by an attempt at modeling that could be used in a potential development plan.

Keywords: reservoir characterization, Devonian, Sillon Benoud, modeling

Introduction Générale

La caractérisation optimale d'un réservoir pétrolier représente un pilier fondamental pour toute stratégie visant à maximiser la production. Ce processus crucial requiert une approche globale et multidisciplinaire, intégrant de manière synergique des données provenant de multiples sources. Au centre de cette démarche se trouve une analyse détaillée des aspects géologiques du réservoir, permettant une compréhension précise de sa structure, de sa géométrie et de son contexte tectonique. Cette compréhension est essentielle pour évaluer l'architecture du réservoir et les impacts des structures tectoniques sur la distribution et la mobilité des hydrocarbures.

L'étude sédimentologique joue un rôle indispensable en fournissant des informations sur les processus de dépôt qui ont façonné le réservoir, ainsi que sur les hétérogénéités lithologiques, qui peuvent affecter de manière significative les flux de fluides. Les données de diagraphies de puits (logging) apportent une contribution majeure en offrant une caractérisation in situ des propriétés pétrophysiques du réservoir, telles que la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides, fournissant ainsi des informations critiques pour la modélisation des écoulements.

L'examen des carottes de forage est également essentiel, car il permet une analyse directe et détaillée de la roche-réservoir. Cela inclut des études texturales, minéralogiques et géochimiques, qui fournissent des informations précises sur la composition et les propriétés mécaniques de la roche. Cependant, toutes ces données présentent une variabilité et une incertitude inhérentes qu'il est crucial de quantifier et d'intégrer dans les modèles de caractérisation.

C'est ici que l'approche statistique joue un rôle central. Les techniques géostatistiques telles que le krigeage, les simulations gaussiennes tronquées et les algorithmes de Monte Carlo sont des outils puissants pour traiter les données éparées et hétérogènes. Ces méthodes permettent de générer des représentations équiprobables des propriétés du réservoir, tout en intégrant les incertitudes associées aux mesures et aux interprétations. Par exemple, le krigeage permet d'estimer les valeurs de propriétés du réservoir à des emplacements non échantillonnés en utilisant des données existantes, tout en quantifiant l'incertitude de ces estimations.

En outre, l'intégration des données de production historiques, des tests de puits et des analyses de fluides récupérés est essentielle pour calibrer et contraindre les modèles de caractérisation. Les données de production fournissent des informations sur les performances du réservoir au

fil du temps, tandis que les tests de puits et les analyses de fluides permettent de mieux comprendre les propriétés dynamiques du réservoir.

L'étape suivante consiste à intégrer ces caractéristiques dans un modèle numérique de réservoir, représentation virtuelle de la roche réservoir et des fluides qu'elle contient. Ces modèles de simulation d'écoulements reposent sur la discrétisation de l'espace réservoir en mailles volumiques et la résolution des équations fondamentales de la mécanique des fluides. Ils permettent de prédire le comportement dynamique du réservoir sous diverses conditions opérationnelles et schémas de récupération assistée.

Ainsi, seule une approche pluridisciplinaire combinant harmonieusement ces diverses composantes permet d'obtenir une vision d'ensemble robuste et fiable du système pétrolier étudié. Cette vision intégrée est une condition sine qua non pour l'optimisation durable de la production, permettant de maximiser la récupération des hydrocarbures tout en minimisant les risques et les incertitudes associés à l'exploitation du réservoir. Dans ce sens cette étude présentée dans notre mémoire de fin d'étude a pour objectif d'utiliser les données disponibles pour essayer de caractériser le réservoir de Dévonien inférieur



**Chapitre I:
Matériels et
Méthodes**

I.1. Présentation de la zone d'étude :

I.1.1. Situation géographique :

Le sillon de Benoud est situé dans la partie nord-ouest de la plateforme saharienne (passage vers l'Atlas Saharien occidentale), direction NE-SW, s'étend sur une superficie de 19346km^2 , et se situe entre $00^{\circ} 14' 4''$ longitude Est et $32^{\circ} 18' 44''$ latitude Nord. Il s'étale sur territoire des wilayas d'El Bayadh, Béchar, au Sud Laghouat et Naama au Nord, les localités les plus importantes aux alentours sont Tadjrouna (wilaya de Laghouat et Brezina wilaya d'El Bayadh. (Depuis Wikipédia). (Fig.1)

Le périmètre de recherche El Ouabed couvre la quasi-totalité du sillon de Benoud, ce périmètre de recherche est traversé par deux routes principales, route nationale N107 qui relie El Bayadh à Ghardaïa et la route N59 et N6b qui relie El Bayadh à Béchar (Fig.1)

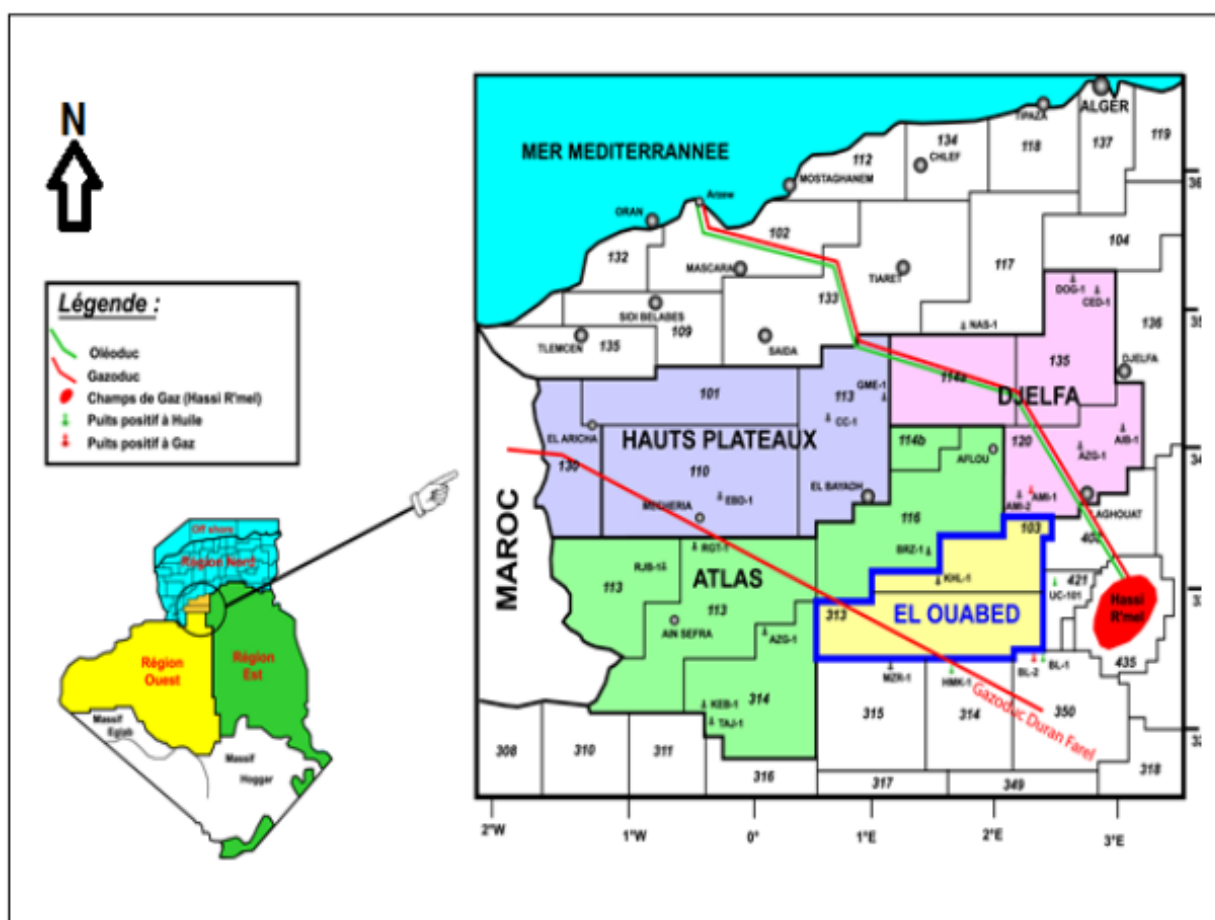


Figure 1: Carte géographique de sillon de Benoud (document Sonatrach 2005)

I.1.2. Aperçu géologique :

Le sillon de Benoud est un bassin étroit et asymétrique d'orientation NE-SW, avec une longueur de 495 km et une largeur de 64 km, juxtaposé à la flexure Sud Atlasique. Il correspond à un bassin d'avant fosse varisque constituant une zone de transition entre le domaine de l'Atlas Saharien au Nord et la plateforme saharienne au Sud.

L'un des traits structuraux remarquables dans cette région est l'existence d'un grand accident « Accident Sud Atlasique », qui a joué un grand rôle dans la structuration en zones hautes et zones basses (Boudjema. A, 1987).

Cet accident sépare la plateforme saharienne dont la structuration est généralement hercynienne des domaines atlasiques intensément déformés par les mouvements alpins. Cet accident qui se manifeste à l'affleurement par des tronçons discontinus orientés NE-SW a été décrit par de nombreux auteurs. **(Fig.2)** Une synthèse stratigraphique de la zone est présentée comme suit :

I.1.2.1 Paléozoïque :

Le Paléozoïque est représenté par 1000m à 3000m des sédiments à dominance argilo-gréseux, reposant en discordance sur le Précambrien.

A. Cambrien :

La sédimentation est marquée par des dépôts détritiques continentaux à littoraux, représenté par la formation des grès du Hassi Menkel. (Document SH 2005)

B. Ordovicien :

L'Ordovicien est caractérisé par une sédimentation détritique comparable à celle reconnue dans toute la partie Nord de la plateforme saharienne, distinguée par une période de glaciation et une alternance transgression-régression marquée par des sédiments argilo-gréseux marins à continentaux.

C. Silurien :

Le Silurien est représenté par la formation des argiles noires riche en matière organique (graptolites) et de matières radioactives (uranium). Cette formation constitue la roche mère principale dans la région.

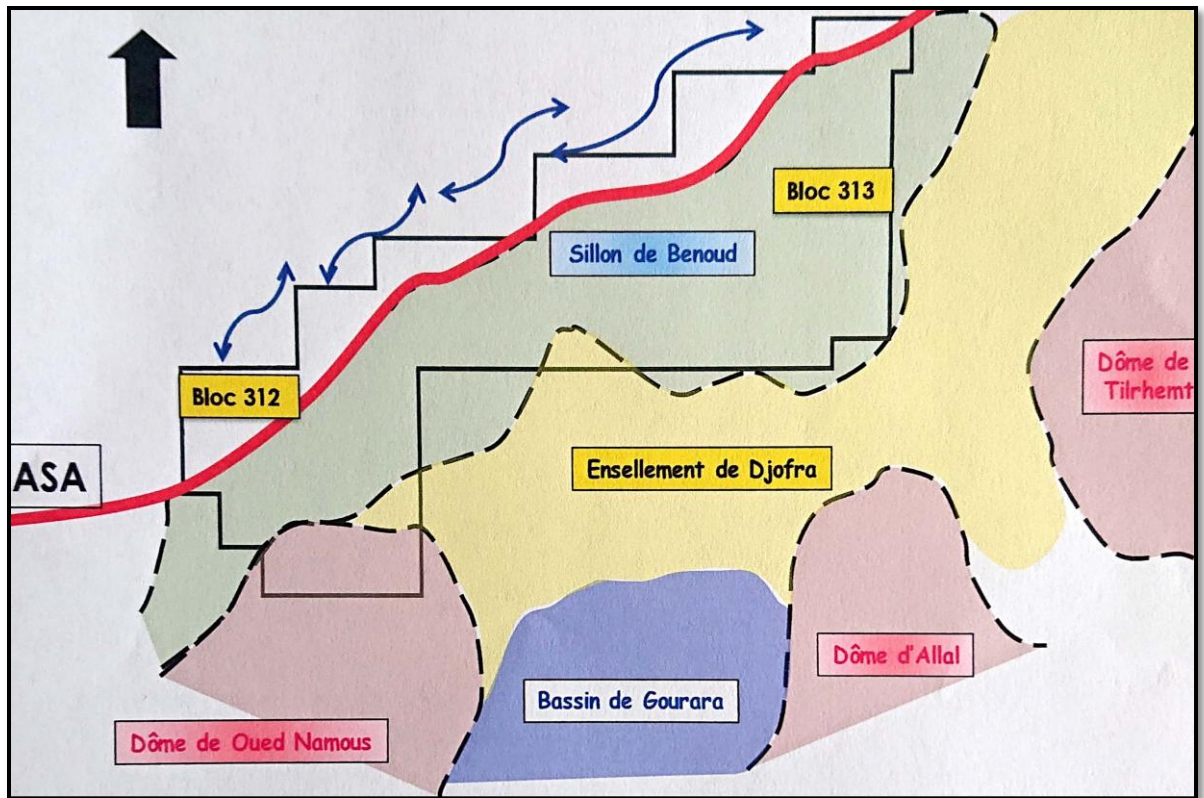


Figure 2: Schéma structurale de la région de Benoud (Document SH 2005)

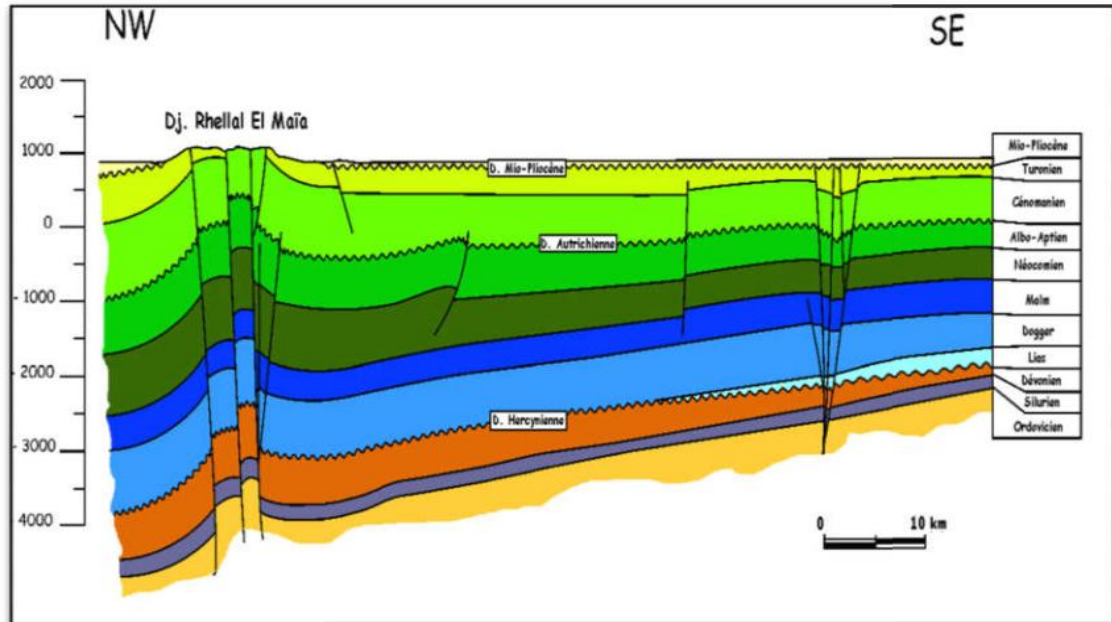


Figure 3: Coupe sismotectonique à travers l'Atlas Saharien, le sillon de Benoud et l'ensemblement de Djofra. (Document SH 2005)

D. Dévonien :

Le Dévonien caractérisé par une sédimentation détritique littorale avec influence marin. Les forages dans la région n'ont rencontré que le Dévonien inférieur. Ce dernier est généralement argilo-gréseux à la base puis gréseux au sommet avec parfois des intercalations calcaires et de dolomie.

E. Carbonifère:

La sédimentation dans le Carbonifère, incomplète, est marine avec des dépôts carbonatés et détritique. Il est formé par des grés à la base surmontée par une alternance d'argile, de calcaire et de dolomie.

I.1.2.2 Mésozoïque :

Le Mésozoïque repose en discordance sur le Paléozoïque ; caractérisé par une sédimentation lagunaire.

A. Trias :

Le Trias est subdivisé en 03 grands ensembles litho stratigraphiques :

- **Trias Eruptif :**

Il est représenté par des coulées doléritiques de quelques dizaines de mètres d'épaisseur intercalés entre deux niveaux d'argile silteuses à passées de grés fins à moyens.

- **Trias Détritique (Trias argilo-gréseux) :**

Subdivisé en :

* T1 (qui fait partie du Trias détritique ou argilo-gréseux)

* T2 (Trias gréseux) qui atteint une épaisseur de 126 m.

- **Trias Salifère :**

Représenté par des évaporites à intercalation argileuse. Leurs épaisseur moyenne est de 40m.

B. Jurassique :

- **Lias :**

Formé à la base par des dépôts essentiellement évaporitiques (argile, sel, anhydrite), au sommet par des facies carbonatés (dolomie et calcaire).

- **Dogger :**

Caractérisé par un facies argileux dolomitique à la base qui évolue progressivement en facies détritique au sommet.

- **Malm :**

Est composé essentiellement d'alternance argilo-gréseux et argilo-sableuse parfois avec des intercalations dolomitiques.

C. Crétacé :

Deux ensembles peuvent être distingués : le premier détritique terrigène (Crétacé inférieur), le second carbonaté et évaporitiques (Crétacé supérieur).

I.1.2.3 Cénozoïque :

Le Cénozoïque repose en discordance sur le Crétacé, Recouvre presque entièrement toute la région de Benoud caractérisé par des formations détritiques continentale à couleur rouge dominante.

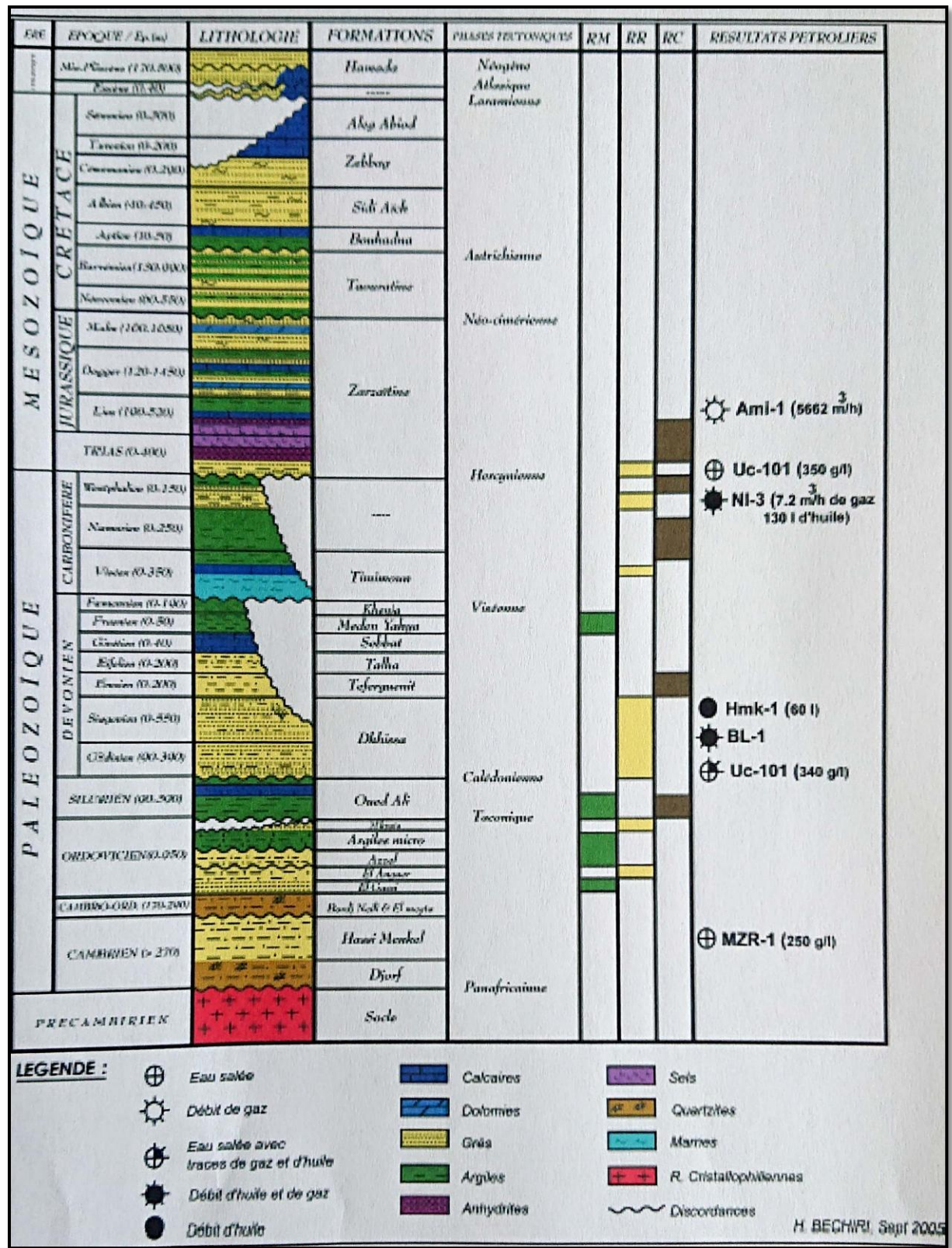


Figure 4: La colonne stratigraphique de la région Benoud (Document SH 2005)

I.3. Evolution géodynamique :

L'évolution géodynamique du sillon de Benoud, dont fait partie le Périmètre El Ouabed, est très complexe. La région a d'abord connu un événement majeur au Précambrien avec la collision entre les deux cratons Ouest-Africain et Est-saharien. La compression E-W qui est suivie a donné naissance à une structuration et des accidents cisailant N-S qui sont restés comme un important héritage de cette époque, (l'orogénèse panafricain). Au Paléozoïque la région a été soumise à un régime compressif avec plusieurs phases qui ont conduit à de nombreuses phases d'érosion mises en évidence dans la série stratigraphique du Paléozoïque.

A partir du Mésozoïque, la partie sud de la région d'étude a commencé à évoluer en tant que plate-forme stable. Par contre, la partie nord a été soumise à un régime de distension qui a conduit à l'ouverture du Bassin Atlasique qui a fonctionné en tant que tel jusqu'au Cénozoïque où des mouvements compressifs en pris le relais pour aboutir à la configuration structurale actuelle.

La sismique actuelle a pu mettre en évidence à travers le sillon de Benoud et les régions avoisinantes au moins six épisodes de soulèvement suivis d'érosion à des degrés différents :

I.3.1. Evénement Panafricain :

Les effets de cette phase sur la région d'El Ouabed ne sont pas établis, toutefois, les trends structuraux Nord-Sud décrits dans le voisinage peuvent être considéré comme l'héritage direct.

I.3.2. Evénement Tectonique :

Cet événement a commencé à Arénigien avec le soulèvement des dômes de Hassi R'mel et d'Oued Namous d'où un amincissement de la série en allant vers ces zones hautes.

L'ordovicien est caractérisé par des discordances locales, des plis à grande échelle et surtout par un basculement régional vers le sud, d'où une forte érosion sur le flanc nord (Oued Namous et Hassi R'mel) par rapport au flanc sud (Oued Mya) où la série ordovicienne est complète. La discordance Tectonique proprement dite est décrite à la base des argiles micro-conglomératiques d'âge Asghillien.

I.3.3. Evénement Calédonien :

L'événement calédonien est lié à la fermeture de l'Océan lapetus accentuant ainsi les mouvements compressifs qui ont soulevé la Plate-forme Saharienne durant l'événement tectonique. La discordance qui en résulte est décrite au niveau du Pridolien mettant en contact les argiles marines de haut fond (série d'Oued Ali) d'âge silurien et les grès du Dévonien (Grès de Dhissa).

I.3.4. Evénement Hercynien :

Cet événement, qui a duré environ 55 Ma et responsable d'un soulèvement régional important et des plusieurs phases d'érosion, s'est déroulé en deux épisodes :

*Le premier est celui d'une érosion qui a précédé le dépôt du Moscovien (Westphalien).

*Le second, le plus important, s'est produit durant le Stéphanien il est accompagné d'un important soulèvement suivi d'une phase d'érosion qui fonctionné durant le Permien et qui s'est prolongé dans certain cas jusqu'au Trias inférieur.

I.3.5. Evénement Alpin :

Au début de l'Ere Méso-Cénozoïque, la surface de la discordance Hercynienne n'était pas complètement plane. Les petits reliefs qui subsistaient ont constitué un bassin de drainage pour les rivières triasiques où se sont déposés les dépôts clastiques. Cette ère a connu la naissance de deux éléments structuraux majeurs : le sillon de Benoud et la dorsale de Hassi R'mel.

I.4. Naissance du sillon de Benoud :



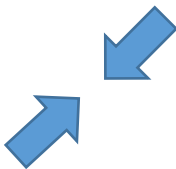


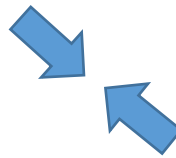
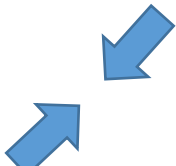
Malgré sa position proche de l'Atlas Saharien, le Sillon de Benoud n'est pas un bassin d'avant pays de la chaîne atlasique. Le Sillon de Benoud s'est formé en deux phases :

* **Trias - Jurassique inf. :** Les différentes études antérieures réalisées entre la DH et le Lias carbonaté, montrent un amincissement des séries en allant vers le front de la chaîne atlasique. En effet, durant cette période un système de failles normales à regard nord fonctionnait sur la rive sud du Bassin Atlasique en formant un demi-graben. La région qu'occupe le Sillon de Benoud actuel constituait une zone haute.

* **Jurassique moyen - Actuel :** Le Sillon de Benoud a commencé à s'affaisser au Jurassique moyen, avec un taux de subsidence irrégulière. Au Crétacé la subsidence a connu un moment de ralentissement pour s'accélérer au Tertiaire. Le mécanisme de subsidence du Sillon de

Benoud est à mettre en relation avec le développement d'une marge sédimentaire passive sous la région qu'occupe l'Atlas actuellement.

Tableau 1: Résumé des événements tectoniques ayant affectés la région de Benoud à l'Hercynien et à l'Alpin (Kazi Tani,1986 ; Boudjemaa 1987, al in Sonatrach, 1996)

Phases	Direction des contraintes	Effets sur la structuration
NEOGENE (Néogène)		*Le sillon de Benoud adopte la configuration qu'on lui connaît actuellement. *Formation au front du domaine atlasique, aux limites avec le sillon de Benoud, de chevauchements à vergence Sud à S-E, associés à des plis de rampes. *Elle se traduit dans la région d'El Kohol par des décrochements NW-SE sénestres compatibles avec une compression N-S.
ATLASIQUE MAJEURE (Eocène Sup. Miocène inf.)		*Surrection du domaine atlasique et formation de failles inverses et de plis NE-SW. *L'érosion qui a succédé aux soulèvements se traduit actuellement par une discordance régionale séparant le Mio-Pliocène du Crétacé supérieur.
LARAMIENNE (Crétacé Supérieure)		*Emersion du domaine atlasique et formation de gouttières molassiques du côté saharien, dont le sillon de Benoud. *Dans la région d'El Kohol, elle affecte le Crétacé supérieur et se traduit par des plis NW-SE, compatibles avec une direction de serrage NE-SW.
AUTRICHIENNE (Anti – Aptien terminal)		*Rejeu des accidents subméridiens inverses et formation de voûtes anticlinales orientées N-S suivies d'une période d'érosion, qui n'affecte toutes fois que le Barrémien
DISTENSIVE DU TRIAS-LIAS (Trias-Lias)		*Rejeu d'anciens accidents, essentiellement NE-SW, en failles normales et épanchement de roches volcaniques.
HERCYNIENNE MAJEURE (Post-Stéphanien)		*Formation de failles inverses NE-SW, de failles normales subméridiennes et d'importants soulèvements dans la région de Benoud. *Erosion profonde du Paléozoïque, localement jusqu'au Silurien (paléo-soulèvement de Mazar), se traduisant par une discordance régionale séparant le Paléozoïque du Mésozoïque.
ANTIWESTPHALINNE (Anti-Westphalien)	?	*Discordance entre le Westphalien et les autres séries paléozoïques antérieures, visible le long du bord septentrional du sillon de Benoud.
NAMURIENNE (Namurien)	?	*Discordance entre le Namurien et le Viséen inférieur, voire le Dévonien supérieur, visible au SW
VISIENNE (Viséen)		*L'actuel sillon de Benoud se trouvait sur la marge Sud du sillon de Nekheila, un élément de l'avant-fosse varisque. *Formation de structures NE-SW et d'importants soulèvements, suivis d'une période d'érosion. Au SW, discordance entre le Viséen et le Dévonien.

I.5. Système Pétrolier :

I.5.1 Roche mère :

Dans le périmètre El Ouabed II, plusieurs niveaux roches mères ont été mis en évidence. Leurs caractéristiques géochimiques semblent être adéquates à la génération d'hydrocarbures.

Ces niveaux potentiels riches en matière organique, sont reconnus au sein de l'Ordovicien, du Silurien, Dévonien et le Jurassique.

A. La roche mère del'Ordovicien :

Les argiles micro conglomératiques et les argiles d'El-Gassi montrent un faciès constitué d'argiles noires, carbonatées à silteuses indiquant un milieu de dépôt marin. Les résultats obtenus (CRD, 1992) sont les suivants :

Tableau 2: Les résultats du Rocke Eval du la roche mer de l'ordovicien au niveau de puits MED-1 et AF-3(CRD, 1992)

Puits	COT (%)	S1 (mg d'Hc/g de Roche)	S2 (mg d'Hc/g de Roche)
MED-1	2.70	3.10	8.92
AF-3	2.01		

B. La roche mère du Silurien :

Le Silurien est constitué d'argiles noires, riches en graptolithes (Argiles radioactives). Ces séries datées Ludlow et Wenlock reposent sur les grès de l'Ordovicien dans presque tous les forages étudiés. Sa épaisseur varie de 100 à 400m.

Les niveaux les plus appropriés qui présentent une bonne richesse en matière organique, sont les argiles radioactives inférieures et les argiles radioactives supérieures.

L'étude géochimique effectuée par le CRD (1992) a montré une excellente richesse en matière organique dans ces niveaux (**Fig.7**), avec des S2 et des Potentiels Pétroliers élevés (S2=34.66 mg d'HC/g de roche et PP=39.60 mg d'HC/g de roche) pour l'échantillon à la côte 2651.90m du sondage NL-2.

Le puits A-2 : Le Silurien radioactif présente des teneurs en COT variant entre 0.40% et 7.06%. L'intervalle allant de 3410 à 3530m présente une bonne richesse en matière organique ; le COT moyen est de l'ordre de 3.97% et des valeurs S2 modéré. Le Tmax est entre 417 et 460°C et un IAT qui oscille entre 3 et 3.5.

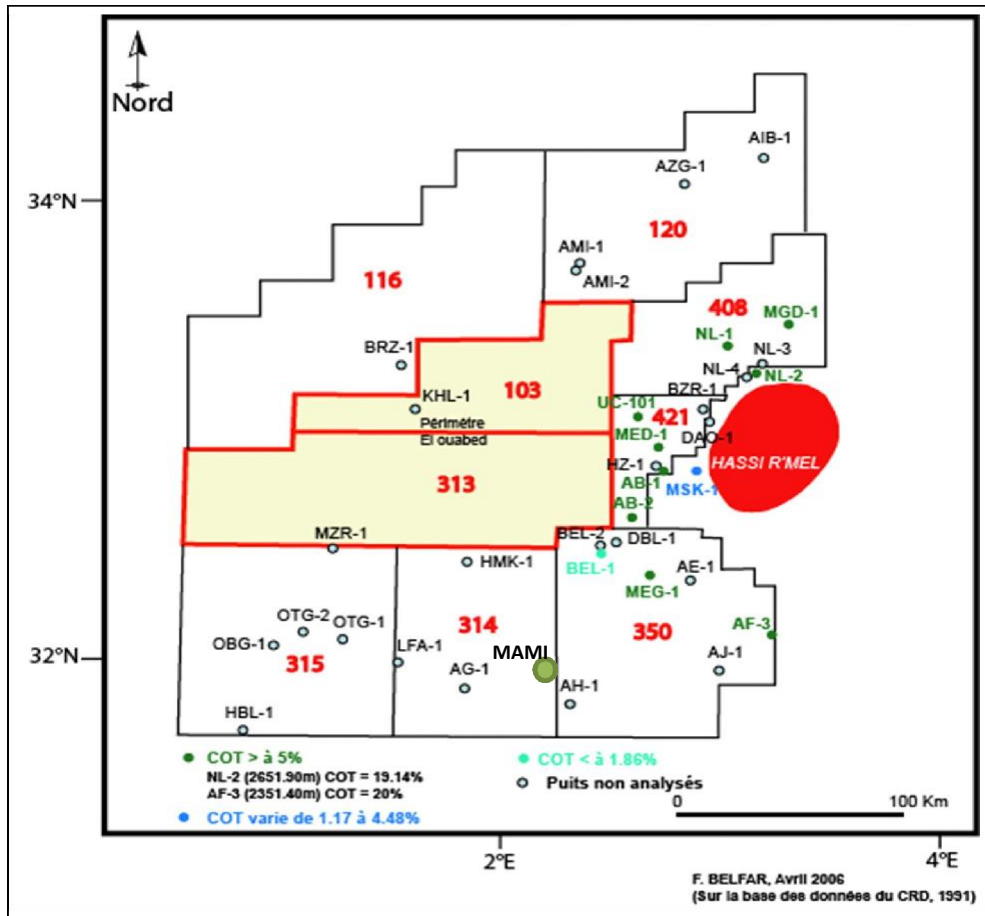


Figure 5: Carte de mesures des taux de C.O.T de la roche mère silurienne (SH-EXP (2005))

Les données d'analyses géochimiques effectuées par BHP (2001) à travers le Silurien radioactif inférieur et supérieur de quelques puits limitrophes au périmètre El Ouabed II se résument comme suit (**Tableau.3**) :

Tableau 3: Paramètres géochimiques de la roche mère du Silurien (SH-EXP (2005))

Puits	Formation	Epaisseur (M)	COT (%)	S2 (mg D'HC/g de Roche)	IH (mg D'HC/g de COT)	Tmax (°C)	IAT
NL-2	ARS	70	10.7	18		446 (Fin de la phase D'expulsion d'huile)	2.6
UC-101	ARS	50	5.5 (12.5 à 13% à L'Origine)		550-600 Taux de transf. 40%	458-478 (Huile et gaz humide)	3
AB-1	ARI	25	3.95 (6 à l'Origine)		550-600 Taux de transf. 40%		
MED-1	ARS	58	3.8 (7 à l'Origine)	Modéré		445 (Phase D'expulsion d'huile)	3.2
MEG-1	ARS ARI	71 31	5.2 9.5	Modéré		474 510	
HBL-1	ARS ARI	30 10	3.4 3.2 (5 à l'Origine)	Modéré		482 490-500 (over mature)	3.5

ARS : Argiles Radioactives Supérieures

ARI : Argiles Radioactives Inférieures

- **MATURATION DE LA ROCHE MERESILURIENNE**

La carte de maturation du Silurien établie sur la base des données géochimiques disponibles et par extrapolation (**Fig.6**) montre 03 zones de maturation distinctes. Le silurien se trouvant à travers le périmètre peuvent alimenter les réservoirs sus jacent par du gaz ou condensât.

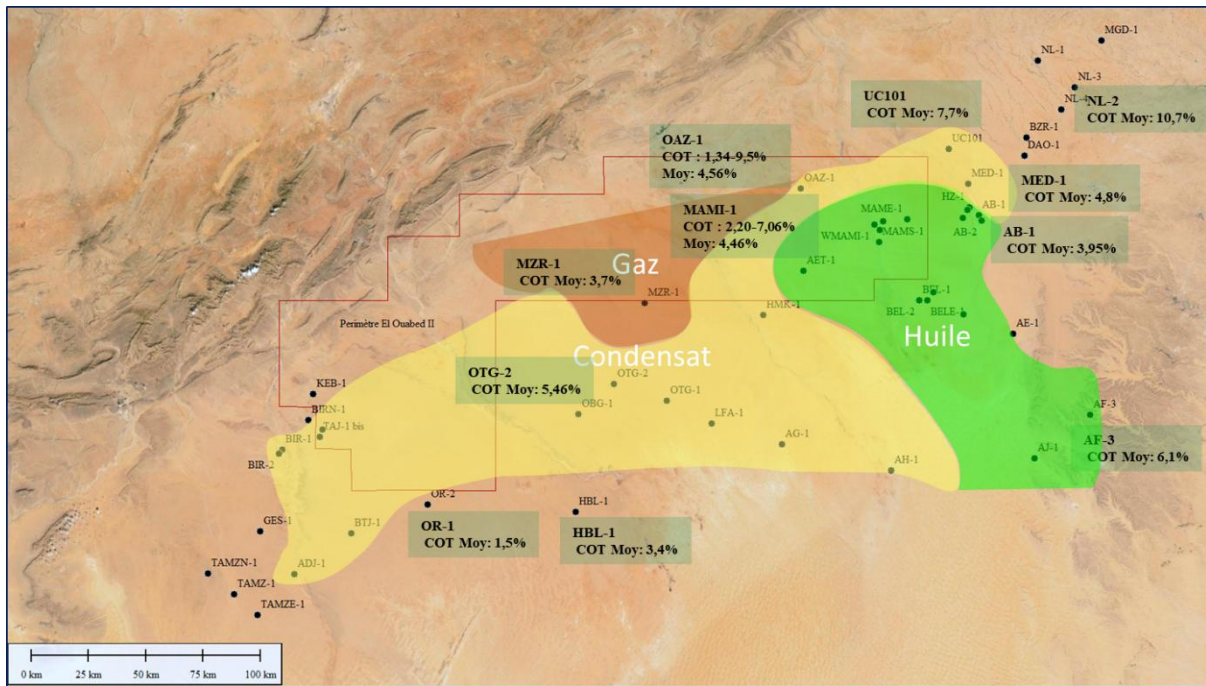


Figure 6: Carte de Maturation de la roche mère silurienne (SH-EXP (2005)).

C. La roche mère du dévonien :

La matière organique contenue dans les niveaux argileux du Dévonien inférieur est généralement faible en C.O.T, seule le forage MED-1 dans l'intervalle Gédinnien (2632-2760m) présente des valeurs de COT atteignant 1.12% avec un S1=1.99 d'HCR/g de roche et PP=5.76mg d'HC/g de roche.

Cette présence d'hydrocarbure libres est également signalée dans les niveaux de nature gréseuse (Niveaux producteurs) du sondage BEL-1, où l'on enregistre pour l'échantillon à la côte 2251m un S1= 4.09 mg d'HC /g de roche.

Au vu de la pauvreté en matière organique, l'état de maturation de ces séries est difficile à évaluer. Cependant la zone de formation d'huile se retrouve à NL-2 et BEL-1 (Tmax de pyrolyse de 445°C et des I.A.T variant de 1.5 à 3).

Par contre à MED-1, les Tmax sont plus élevés (484°C < Tmax < 537°C et l'IAT varie de 3 à 4), correspondant à la zone à huile et Condensât - gaz.

Les argiles du Frasnien, s'étalent sur une épaisseur de 50 à 70m, généralement tronquées par la discordance Hercynienne. Le Puits HBL-1 (Situé au sud du périmètre) a traversé 45m d'argile gris-noire attribuée au Frasnien, le C.O.T calculé étant supérieur à 6%, le pic S2 moyen est de 4.3 mg d'HC/g de roche. Ces argiles se trouvent le plus souvent à la fin de la fenêtre à huile avec des T° max de 430° à 445°C et un IAT de 3. La matière organique est de type II-III.

D. La roche mère du Carbonifère :

Le Carbonifère n'est présent que dans la région de Bordj Nili, où a été traversé par les sondages MGD-1 et NL-1. Les échantillons prélevés et analysés ont montré une faiblesse de la matière organique à NL-1, tandis qu'elle est moyenne à MGD-1 (C.O.T atteint 1.15% entre 3069.20m et 3106.75m). La pyrolyse Rock Eval a montré des paramètres faibles et un état de maturation en phase à condensât – gaz humide ($T_{max}=464^{\circ}C$).

L'étude du kérogène par microscopie optique, montre un palynofaciès, composé de matière organique de type amorphe avec quelques débris ligneux, des cuticules et des spores. L'état de maturation de cet intervalle analysé se situe entre la fin de la phase à huile à la phase condensât – gaz humide (I.A. $T=2.5$ à 3).

E. La roche mère du Jurassique :

Dans les sondages NL-2, DAS-1, MED-1, MSK-1 et AF-3, quelques échantillons du Malm présentent des valeurs de C.O. T appréciables (**Fig.7**), atteignant 13.98% (NL-2 et MED-1). Dans le forage MSK-1, c'est plutôt le Dogger qui montre les plus élevées en C.O.T atteignant 16.84%. Les paramètres de pyrolyse Rock Eval sont élevés avec un $PP=20\text{mgd'HC/g}$ de roche. Les températures maximales de pyrolyse sont faibles ($423^{\circ}C$) pour les échantillons du Malm et les situent en phase d'immaturité.

A MED-1, les séries du Dogger et du Lias montrent un matériel de couleur plus foncé (I.A. $T=1.5$ à 2.5) ainsi que des températures qui correspondent en phase à huile ($435^{\circ}C < T_{Max} < 446^{\circ}C$).

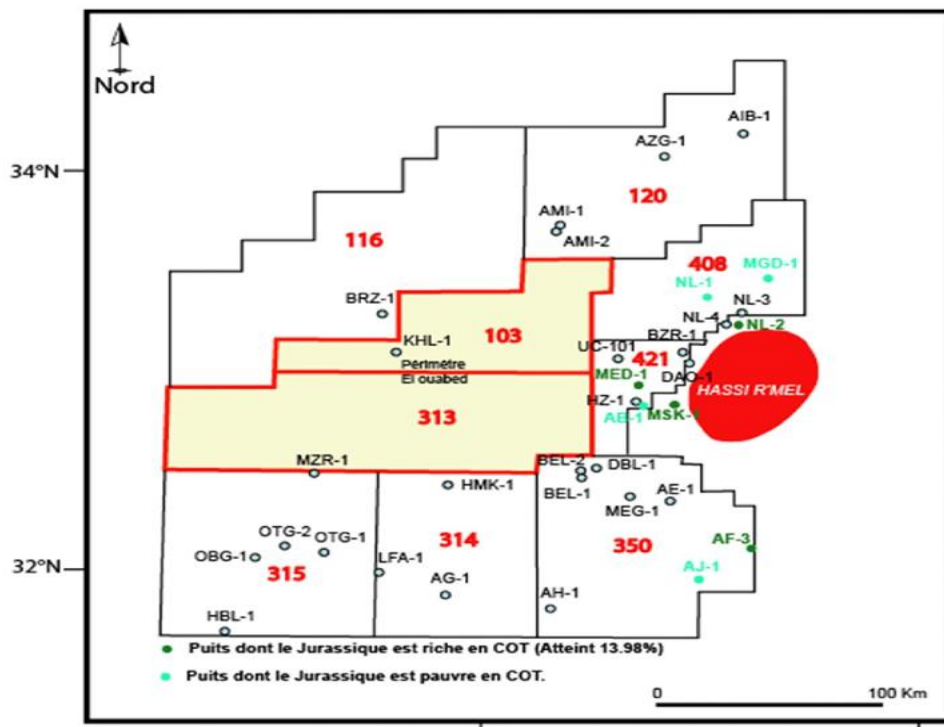


Figure 7: Carte de mesures des taux de COT de la roche Jurassique (SH-EXP (2005)).

Les principaux réservoirs potentiels de la région sont situés dans le Paléozoïque :

A. Le réservoir Ordovicien :

Ce réservoir est assez hétérogène, mais la Dalle de M'kratta a révélé de très bon indice notamment la présence d'huile au niveau de la structure de Mamiet de Arich Et Targui. Ce réservoir présente des porosités appréciables, mais de faible perméabilité ($\phi = 1-8\%$ et $k = 0.01\text{mD}$). Ces mauvaises propriétés pétrophysiques sont principalement dues à la destruction de la porosité primaire par les transformations diagenétiques, notamment la cimentation siliceuse. Ces propriétés se trouvent améliorées parfois localement, par la présence de la fracturation.

B. Le réservoir Dévonien :

Les propriétés réservoirs des grès du Dévonien inférieur sont très variables, oscillant entre 2 et 30% pour les porosités et 0.1 à 200 md pour les perméabilités. Néanmoins le réservoir du Gédinnien, Siégénnien sont très intéressants en présence de la fracturation. En effet, le Gédinnien a révélé $7.7\text{m}^3/\text{h}$ d'huile au niveau du forage A-1 et la présence d'huile dans les forages, A-3 et A-2

C. Le réservoir Carbonifère :

Les grès et les carbonates du Moscovien qui ont produit de l'huile ($8\text{m}^3/\text{h}$) à Nili- 2 peuvent être prospectifs au NE (bloc 103) et au SW (bloc 312) du périmètre El Ouabed II. Au niveau de NI-2, la porosité est de 20% et la perméabilité de 800mD. Le Viséen qui a été détecté par la sismique, sous forme récifale, peut aussi être prospectif au NE du périmètre.

D. Les réservoirs du Jurassique :

- **Le Lias carbonate :**

Les niveaux carbonatés du Lias traversés par le forage BIR-1 (avoisinant le périmètre El Ouabed II) a donné $3.8\text{m}^3/\text{h}$ d'huile, Plus au Nord dans la région d'Aïn Madhi (Atlas Saharien) le puits A-2 a donné $5662\text{m}^3/\text{h}$ de gaz CH_4 . Les dolomies vacuolaires traversées par les forages TAJ-1, KEB-1 et EKL-1 ont donné des porosités variant de 3 à 25% et des perméabilités de 0,1 à 8900mD.

I.5.2 Les roches couvertures :

Les couvertures des réservoirs paléozoïques sont assurées par les argiles de l'Ordovicien, du Silurien, du Dévonien et du Carbonifère ainsi que le Trias salifère.

Les couvertures des réservoirs mésozoïques sont représentées par les argiles du Lias et du Dogger.

I.5.3 Les pièges

Au niveau du périmètre EL Ouabed II, il existe une variété de pièges qui peuvent être explorés, il s'agit de pièges structuraux simples ou complexes, de pièges mixtes et de pièges lithologiques.

Ce chapitre est mené pour décrire la démarche adoptée afin d'arriver à l'objectif principal de ce travail. Cette méthodologie qui intègre plusieurs approches suivant la disponibilité de données acquises au cours de notre stage pratique au niveau de la société SONATRACH, division d'exploration, Boumerdes. Malgré l'obstacle de confidentialité, on a essayé d'utiliser tous les moyens et frapper toutes les portes pour avoir ce taux d'information, surtout que la zone étudiée est en phase d'exploration, donc les données sont limitées et plus précieuses et trop difficiles de les avoir. En général notre étude de caractérisation comporte multi approches présentées comme suit :

1. Approche sédimentologique:

L'aspect sédimentologique présenté dans ce travail reste limité lié toujours au taux de données acquises, Il ne donne pas une étude sédimentologique détaillée et proprement dit, mais comme même offre un eu de données jugées acceptable de cet aspect. Donc ce travail est élaboré à la base des données de carottes issues de quatre (4) puits repartis sur la zone d'étude :

Puits A-2:

Au niveau de ce puits, le Dévonien inférieur existe entre 2650 m et 3329 m de profondeur. Il est représenté par 3 carottes. Le niveau carotté du Siégénien se trouve entre 3105 et 3121,5 m (carotte# 5) avec une longueur récupérée de 16.5m. Dans l'Emsien on a deux niveaux. Le premier niveau se trouve entre 2822,5 et 2840,5 m (carotte# 4) donc 18 m de longueur carottée. Alors que le deuxième niveau se trouve entre 2725 et 2731 m (carotte#3) où on trouve seulement 6 m de carotte récupérée.

Puits A-3:

Dans ce puits, le Dévonien inférieur se trouve généralement entre les profondeurs 2787 et 3408 m, Les carottes réalisées traversent les formations de l'Emsien, Siégénien et Gédinnien (4 carottes). La carotte #5 est faite au niveau de Gédinnien qui se trouve généralement entre les profondeurs 3353 et 3335 m, soit donc une carotte de 18 m de longueur. Le niveau carotté de Siégénien s'étale 3101 et 3116 m de profondeur (carotte#3), soit une carotte de 15 m de longueur. Dans l'Emsien, deux carottes ont été réalisées : la première carotte (carotte#1) capte la profondeur allant du 2832 à 2841 m, il s'agit donc 9 m d'épaisseur. La deuxième carotte (carotte#2) est réalisée dans l'intervalle (2857-2875 m), avec 9 m d'épaisseur.

Puits A-4:

Dans ce puits, le Dévonien inférieur se trouve entre les profondeurs 2680 et 3304 m. La longueur carottée traverse le Siégénien et le Gédinnien. Les niveaux carottés du Gédinnien sont localisés dans l'intervalle (3223-3241 m), où on trouve la carotte #3 avec 18 m de longueur. le deuxième intervalle allant du 3275 à 3293 m (carotte #4) avec une épaisseur 18 m. Les niveaux carottés du Siégénien s'étale dans le premier intervalle entre 3113 et 3131 m, où on trouve la carotte #1. Le deuxième intervalle carotté se trouve entre 3156 et 3174 m (carotte# 2) avec une épaisseur de 18 m.

Puits A-1:

Au niveau de ce puits, le Dévonien inférieur se trouve entre (2689m-3321 m) ; il est carotté au niveau de Gédinnien, Siégénien et Emsien ; } Dans le Gédinnien, la carotte#10 se trouve entre (3286 m-3287 m). Elle a 1 m d'épaisseur. Les niveaux carottés du Siégénien se trouvent entre (3020m-3038 m (carotte #5), et 3127 m-3145 m (carotte#6). Le troisième intervalle

s'étale entre 3163 et 3177 m (carotte#7). Les autres deux intervalles se trouvent entre 3194-3212 m et 3212 -3226m, où on trouve respectivement (carotte#8) et (carotte#9).

L'ensemble de ces carottes déjà décrites font l'objet d'une analyse macroscopique avec une description visuelle qui vise à déterminer l'environnement de dépôt et le faciès de chaque formation

2.Approche pétrographique :

En tout un total de six lames minces ont été utilisées dans cette étude. Ces lames ont été méticuleusement préparées et réparties de manière à assurer une couverture complète des échantillons étudiés. Chaque lame a été sélectionnée et positionnée avec soin de maximiser la qualité des observations et d'obtenir des résultats précis et fiables

Tableau 4: Les échantillons des lames minces au niveau des puits

Les lames minces au niveau des puits	Profondeur (m)	Age
A-1	3208.58 m	Siégénnien
A-2	3110.04 m	Siégénnien
A-3	3338.04 m	Gédinnien
A-4	3231.47 m	Gédinnien
A-4	3286.87 m	Gédinnien
A-5	3379.91 m	Gédinnien

L'étude pétrographique est basée sur la description des lames minces au microscope optique polarisant. Cette technique permet de déterminer :

Le diamètre moyen et maximal des grains de quartz, leur classement et leur morphoscopie.

- les types de contacts entre les grains et leur fréquence.

- les pourcentages des éléments figurés et des ciments.

- les différents types de réseaux poreux et leurs proportions.

3.Approche pétrophysique :

L'analyse pétrophysique implique généralement l'examen de trois paramètres clés : la porosité, la perméabilité, la saturation e . Ces caractéristiques sont généralement inférées à partir des carottes de forage, tandis que la saturation est évaluée à l'aide de méthodes de diagraphie

3.1 Porosité :

3.1.1 Méthodes de mesures :

Par carotte : la Prosimètre caractérise la porosité d'un matériau en appliquant différents niveaux de pression pour un échantillon plongé dans le mercure. La pression nécessaire pour porter le mercure dans les pores de l'échantillon est inversement proportionnelle à la taille des pores (loi de Laplace). Pression de fonctionnement 0-228 MPa (i.e. pores de diamètres compris entre 360 et 0.006mm).

Par logging : à partir le log de neutron qui est basé sur l'émission de neutrons haute énergie à l'aide d'une source Américium-Béryllium située en bout de sonde. Mesure du flux de neutrons thermiques émis lors de la collision des neutrons avec les noyaux des atomes d'hydrogène présents dans le milieu, à l'aide de deux capteurs ^3He de neutrons thermiques.

Résultat : Courbe de variation de la porosité du milieu en fonction de la profondeur.

3.2 Perméabilité :

3.2.1 Méthodes de mesures :

Par carotte : Mesurer la perméabilité sur une carotte de roche ou de sol est une méthode courante pour évaluer les propriétés de perméabilité d'un matériau en laboratoire.

Un dispositif de test de perméabilité est utilisé, tel qu'une perméamétrie à charge constante ou à charge variable. La carotte est placée dans le dispositif de test de manière à permettre un écoulement d'eau ou d'air à travers ses pores ou ses fissures.

3.3 Saturation

3.3.1 Méthodes de mesures :

Par logging : log de La résistivité monter la résistivité électrique des roches R, est dans la plupart des cas de type électrolytique, c'est à dire que les roches conduisent le courant électrique grâce au fluide qu'elles contiennent.

3.4 Traitement

Après avoir regroupé les données recueillies à partir des études antérieures portant sur la perméabilité et la porosité, elles ont été traitées de manière statistique afin de déterminer la fréquence et les relations entre elles.

3.5 Présentation :

Nous avons présenté ces résultats sous forme de : des barres verticales, les histogrammes, les cartes isovaleur afin de cerner l'évolution spatiale de ces paramètres caractérisant la zone d'étude

4 Modélisation :

4.1 Modélisation statique :

La modélisation statique d'un réservoir est un processus qui utilise les données géologiques, structurelles et pétrophysiques pour construire un modèle détaillé décrivant la distribution des roches et leurs propriétés physiques à l'intérieur du réservoir. Ce modèle vise à fournir une compréhension précise de la structure du réservoir et de la répartition de ses principales caractéristiques telles que la porosité et la perméabilité, ce qui aide à évaluer les capacités du réservoir et à gérer efficacement l'extraction des hydrocarbures.

4.1.1 Input data : Pour achever le modèle tridimensionnel, les données suivantes doivent être disponibles.

Les coordonnées des puits, les logs (gamma ray, saturation et la porosité (PHIS)), les tops (Emsien, siégennien, Gédinnien) et les faciès de chaque formation

4.2 Principales étapes de la modélisation

Le logiciel Pétrel, avec les différents modules qu'il contient, peut nous aider { faire toute sortes de modélisations sur notre réservoir, et permettre une visualisation 3D ou bien 2D (cartes, coupes ...etc.) des résultats obtenus.

Les modélisations réalisées sont :

- * La modélisation structurale
- * La modélisation des faciès
- * La modélisation pétro-physique

4.2.1 Création d'un nouveau projet et chargement des données

Bien évidemment, un minimum de données indispensables à notre type de modélisation, et doit être chargé pour qu'on puisse parler d'un éventuel projet Pétrel

❖ Données des puits de Sillon Benoud

Pour pouvoir modéliser le gisement, il faut introduire tous les paramètres du réservoirs à savoir ; Les coordonnées (x, y, Zs (Z sol), Zt (Z table) , profondeur du log, profondeur du forage et Symbole) de tous les puits utilisés pour construire ce modèle, les toits et les murs des unités existantes dans chaque puits interprété à partir des diagraphies, les logs (données des diagraphies interprétés).

❖ Faille

Les données sismiques sont très importantes, mais si elles ne sont pas disponibles, comme ce fut notre cas. Il faut avoir les failles en 3D ou bien les avoir en 2D qu'il faudra transformer en 3D.

❖ Horizons

Les horizons interprétés à partir du sismique doivent être convertis en carte de Profondeur. Mais en raison de l'absence des données des cartes sismiques de la région,

on a utilisé les tops réels des formations dans cette modélisation:

- Le toit SAG
- Le toit de Gédinnien
- Le toit de Sieginnien
- le toit de l'Emsien

4.2.2. La modélisation structurale

La modélisation structurale est l'une des parties les plus importantes étape. Elle constitue l'assise à toute modélisation géologique. N'ayant pas pu avoir accès aux données sismiques, nous avons utilisé uniquement les résultats de l'interprétation sismique

❖ nous avons procédé au maillage « gridding » qui consiste à la création du squelette sur lequel le modèle reposera. Grille 3D Concept, En termes simples, une grille 3D divise un modèle en place dans des boîtes. Chaque boîte est appelé une cellule de grille et aura un seul type de roche, une valeur de porosité, une valeur de saturation en eau, etc. Ceux-ci sont désignés comme les propriétés de la cellule. Il s'agit d'une simplification du vrai cas, mais permet de générer une représentation de la réalité qui peut être utilisée dans les calculs, etc.

❖ La grille de pilier (Pillargridding) une très importante étape dans la réalisation du modèle géologique 3D. On construit une grille composée de trois couches (skeleton composé d'un Top, Mid et Bottom), formant le squelette du modèle, susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude.

❖ La modélisation des horizons (Make horizon):

C'est l'insertion des horizons dans la grille 3D, quater principaux horizons limitant le réservoir qui sont interprétés à partir des diagraphies des puits ont été insérés initialement pour guider la modélisation. Nous avons imposé comme contrainte pour le modèle les tops des puits (Well top) correspondant à chaque unité.

4.2.3 La modélisation des propriétés

4.2.3.1. La modélisation des faciès

Dans cette section, le processus de construction d'un modèle de faciès de base conditionné à

des observations set à l'aide de SIS. Le type de variogramme, varie, et l'azimut pour chaque faciès est fourni pour vous. Ceux-ci sont normalement conçus pour correspondre à des observations géologiques extrêmes (typiquement observée dans une bonne section), et nécessitent peu d'expérimentation pour créer les effets désirés. Modélisation Objet permet aux utilisateurs de remplir un modèle de faciès discret avec différents organismes de diverses géométries, le code du faciès et fraction. Toutes les entrées géométriques contrôlent la forme du corps (largeur, épaisseur, etc.) sont définies par l'utilisateur.

❖ **Création des électro-faciès**

Par manque de données géologiques, nous avons utilisé les électro-faciès calculés à partir des résultats diagraphiques, définis comme suit :

Electro-faciès : C'est l'ensemble de caractères diagraphiques pouvant caractériser un banc et le différencier par rapport aux formations qui l'entourent. Ces faciès sont attribués avec des équations spéciales incluant les données chargées précédemment.

❖ **Mise à l'échelle du faciès (Up-scaling)**

Les données diagraphiques des électro-faciès sont "up scaled" (mises à l'échelle géologique, par exemple des bancs de un mètre) dans le modèle statique après leur chargement sur Pétrel.

❖ **Analyse des données**

Des cartes de distribution des faciès sont établies après l'analyse géostatistique des données et choisir d'une méthode d'estimation adéquate. En géostatistique, le domaine de recherche le plus actif au cours des 10 dernières années fut celui des simulations géostatistiques. Les simulations sont nécessaires pour tout problème impliquant des transformations non-linéaires des variables mesurées. La méthode d'estimation utilisée est la simulation séquentielle d'indicateurs pour les variables discrètes, comme le faciès.

4.2.3.2 La modélisation pétro-physique

Modélisation déterministe, Lorsque les diagraphies de puits ont été mises à l'échelle à la résolution des cellules de la grille 3D. Les valeurs de chaque cellule le long de la trajectoire du puits peuvent être interpolées entre les puits dans la grille 3D. Le résultat est une grille avec les valeurs de la propriété pour chaque cellule.

❖ **Mise à l'échelle la propriété (Up-scaling)**

Le modèle structural établi précédemment va être habillé par les différentes données pétro-physiques. Ces données doivent être tout d'abord « Upscaled » puis analysées de façon géostatistique (La simulation gaussienne séquentielle).

❖ Analyse des données

L'analyse géostatistique déterminera le modèle d'extrapolation à utiliser pour la modélisation.. L'exactitude du modèle pétro-physique résultant dépendra de l'analyse géostatistique des données correspondantes. Nous obtiendrons à l'issue de cette modélisation, une simulation du réservoir en 3D en termes de porosité et saturation. La simulation gaussienne séquentielle est la méthode utilisée pour les variables continues comme le GR, NPHI (porosité neutron), Porosité(Q) de carotte, Perméabilité (K) de carotte....etc.

4.3Présentation :

Les résultats obtenus à partir de l'étude précédente ont été traduits en coupes et cartes modélisée

4.4Work-flou de la modélisation :

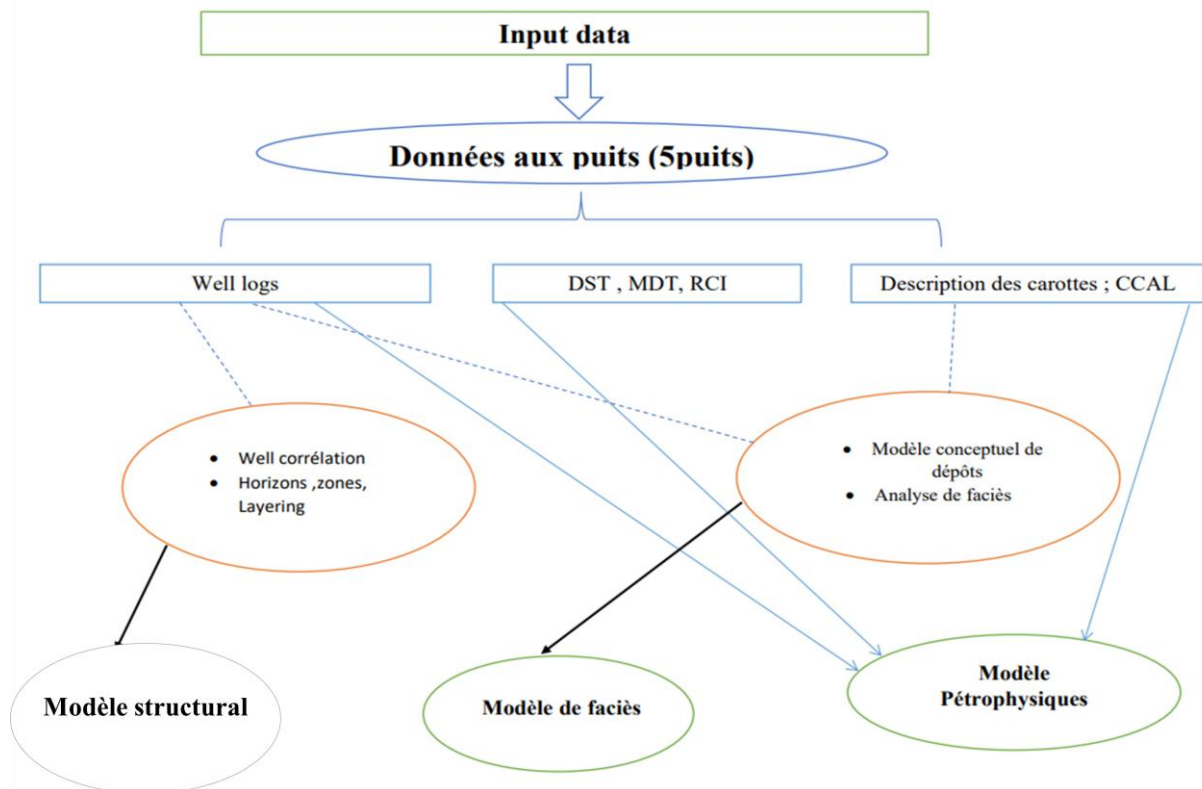
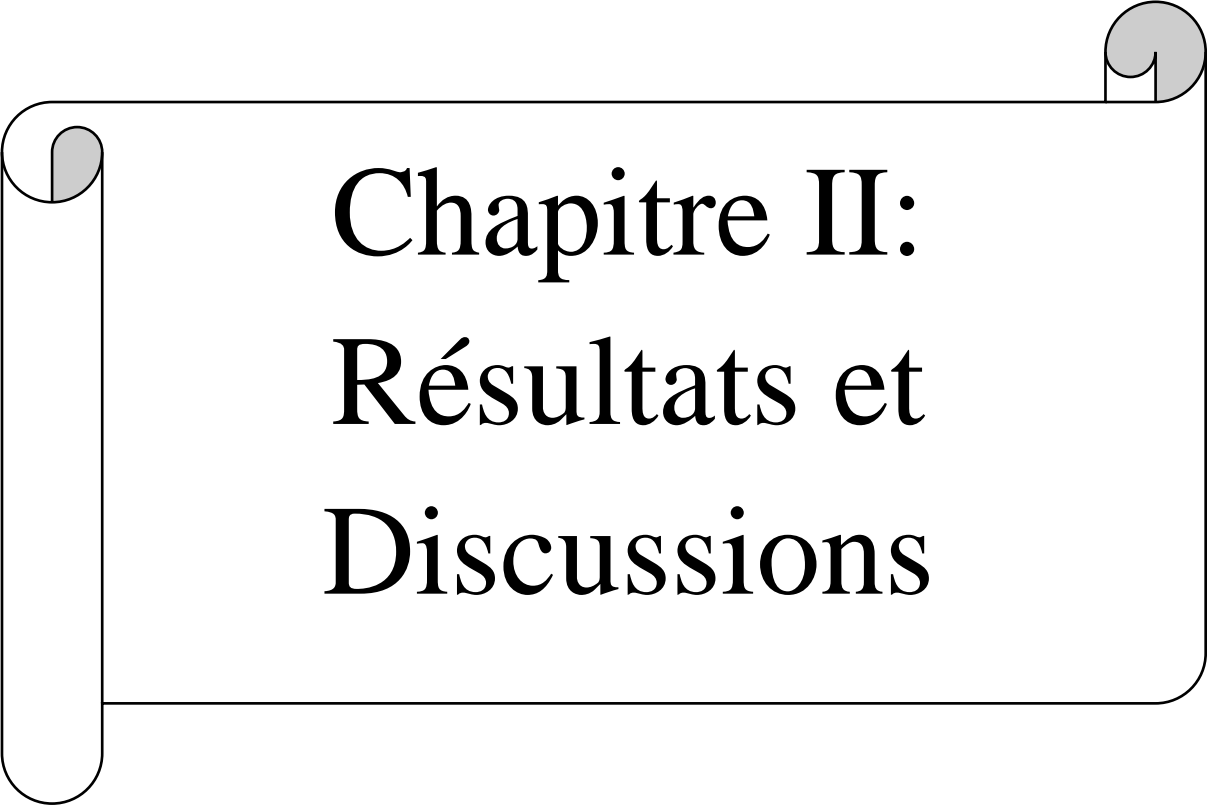


Figure 8: un schéma qui représenté le work-flou de modélisation

Il faut signaler que les données utilisées dans la partie de modélisation ne concernent pas seulement les 5 puits étudiés, elles englobent autres données caractérisent un certain nombre des puits situés dans la même zone étudiée. Ces données restent discrètes et introduites au

Logiciel par les gens de la société parce qu'elles sont classées confidentielles et appartiennent à une zone nouvelle dans la phase d'exploration.



Chapitre II: Résultats et Discussions

Dans cette partie on va illustrer les résultats de différentes approches déjà décrites dans la partie précédente en essayant de faire des interprétations visent l'ensemble des caractéristiques de ce réservoir étudié :

1.Aspect sédimentologique:

La description de l'ensemble des carottes a montré les différentes lithologies suivantes :

Puits A-1:

Siégénnien :

Le Siégénnien se trouve dans les carottes 5,6,7,8 et 9. L'intervalle allant de 3145m vers 3127m est caractérisé par un argilo silteux, c'est une alternance de silt vert et d'argile dessinant des stratifications horizontales et parfois ondulées. Il s'agit d'alternances d'argile gris foncé à noire légèrement silteuse et de grès fin à très fin. Puis grès fin, gris beige localement verdâtre, quartzitique, bien classé, consolidé et à ciment essentiellement siliceux et accessoirement argileux. Ces grès comportent des films d'argile noire soulignant le plus souvent les stratifications obliques et parfois ondulées.

L'intervalle 3145 m-3127m est caractérisé par une alternance d'argile compacte, grise foncée à noire, légèrement silteuse à quelques lentilles de silts vert formant des passées mm discontinues, et de grès fins à très fin beige parfois verdâtre et à stratifications obliques. Après une alternance non régulière (plus de grès que complexe) de Grès gris beige fin à très fin, quartzitique, bien classé à ciment essentiellement siliceux. Présence de films d'argile noire et de complexe argilo silteux gris verdâtre : il s'agit d'une alternance d'argile gris noir feuilletée compacte et de silts gris verdâtre. On trouve argile gris noir parfois verdâtre, silteuse à quelques passées mm à cm de silts verdâtre et quelques fissures à remplissage siliceux.

L'intervalle 3177 m-3163 m est caractérisé par une argile grise noire, indurée, feuilletée, parfois silteuse, à quelques intercalations millimétriques à centimétriques de silt gris verdâtre. On trouve Grès fin à très fin passant beige parfois blanc, localement siltstone à passées d'argile gris noir.

L'intervalle 3212 m-3194 m est caractérisé par des Grès gris beige, fin, bien classé, moyennement consolidé à ciment essentiellement siliceux, parfois argileux, à quelques rares passées millimétriques d'argile noire. On trouve une alternance non régulière : (plus de grès que d'argile) de grès fin à très fin, dur, moyennement consolidé avec des porosités visuelles faible à moyennes et d'argile noire compacte dure et quelques passées et de silts gris verdâtre

en forme de lentilles. il s'agit d'argile gris noir, légèrement silteux, carbonatée par endroits, compacte, massive, localement micacée, à quelques fines passées millimétriques de silt gris verdâtre. Puis une alternance de silt gris verdâtre à beige et d'argile gris noir, finement silteuse, feuilletée, compactée, dessinant souvent une stratification horizontale.



Figure 9: Stratification horizontale.

L'intervalle 3226 m-3212 m est caractérisé par Argile grise noire, légèrement silteuse, carbonatée par endroits, compacte, massive, localement micacée, à quelques fines passées millimétriques de silt gris verdâtre. On trouve grès gris beige, fin, bien classé, moyennement consolidé à ciment essentiellement siliceux, avec passées centimétriques d'argile noire



Figure 10: Massive, beige Sandstone

Gédinnien :

Le Gédinnien est présenté dans la carotte 10. L'intervalle allant de la profondeur 3287m vers 3286 m est caractérisé par Grès fin à moyen de couleur gris brun quartzitique à ciment essentiellement siliceux et parfois argilo carbonaté. Présence de micas et quelques films d'argile

Puits A-2:

Emsien :

L'Emsien a marqué sa présence dans ce puits au niveau de deux carottes. L'intervalle allant de la profondeur 2731m vers 2725m est caractérisé par Siltstone gris à gris-sombre, argileux à grains de Quartz, induré, très micacé, avec passées centimétriques à décimétriques nodules et filantes de Grès gris blanc, très fin, compact, dur, siliceux, subanguleux, micacé, pyriteux par endroits, rares fissures obliques à remplissage siliceux

L'intervalle 2840.5 m vers 2822.5m est caractérisé par d' Argile grise à gris foncé, indurée, silteuse à très silteuse voire Siltstone par endroits, fortement micacée, avec nodules et fines passées de Grès gris-blanc à blanc, fin à moyen, parfois très fin, siliceux à silico-carbonaté, moyennement dur à dur, on trouve une alternance très fine de Grès gris-blanc à blanc, fin à moyen parfois très fin, siliceux à silico-carbonaté, moyennement dur à dur, micacé, et de siltstone gris, argileux, dur, micacé. Puis des grès gris-blanc à blanc, fin à moyen, parfois très fin, siliceux à silico-carbonaté, moyennement dur à dur, micacé, à porosité faible à moyenne, présentant des spots de fluorescence directe jaune pâle au sommet, avec des veinules et très fines passées de Siltstone gris, argileux, dur, micacé.

Siégennien :

Le Siégennien est présente dans la carotte 5. L'intervalle allant de la profondeur 3105 m vers 3121,5 m est caractérisé par Argile sableuse gris noir, avec des passées de grès très fin silteux et micacé. Présence des laminations Horizontales et obliques. On trouve des grès très fin à fin, argileux, micacé et carbonaté avec Des passées d'argile gris. Présence stratification Oblique. Il s'agit de grès fin à moyen, silteux, carbonaté, moyennement à bien consolidé avec stratification horizontale et oblique.



Figure 11:Slumps Puits A-2(3115)



Figure 12 : Laminations Horizontales et obliques



Figure 13: Bioturbation Puits A-2 (3112.5 m)

✚ Puits A-3:

Emsien :

L'Emsien se trouve dans deux carottes 1 et 2. L'intervalle allant de la profondeur 2841 m vers 2832 m est caractérisé par l'intercalation d'argile gris vert à verdâtre, tendre à indurée, fortement silteuse, micacée et de grès gris blanc à gris clair, rarement gris vert, très fin à fin, subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, friable, présence de films d'argile gris vert à verdâtre, tendre à indurée, fortement silteuse. Stratification horizontale et oblique, avec bioturbation.

L'intervalle 2875 m-2857 m est caractérisé par l'intercalation de grès gris blanc à blanc gris clair, gris sombre moucheté, beige, très fin à fin, subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, micacé, friable et d'argile gris vert à verdâtre, silteuse, tendre à indurée.

Siégennien :

Le Siégennien a marqué sa présence dans ce puits au niveau de la carotte 3. L'intervalle allant de la profondeur 3116 m vers 3101 m est caractérisé par l'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, silteuse, rarement micacée avec passées centimétriques de grès gris blanc à blanc, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, friable, avec présence de bioturbation et stratification oblique. On trouve grès gris blanc à blanc, très fin à fin, micacé, subarrondi à subanguleux, siliceux à

silico-argileux, friable à moyennement dur avec passées centimétriques et millimétriques d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, présence de bioturbation. Puis Argilegrise à gris foncé, silteuse, tendre à indurée, avec passées centimétriques de grès gris blanc à blanc, gris clair, gris sombre, très fin à fin, subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, friable, avec lamination horizontale



Figure 14: Cross-bedding



Figure 15: Bioturbation

Puits A-3(3112 m)

Gédinnien :

Le Gédinnien est présente dans le carotte 3. L'intervalle allant du profondeur 3353 m vers 3335m est caractérisé par Grès **gris** blanc à blanc, gris sombre très fin à fin, micacé, Subarrondi à subanguleux, siliceux à silico-argileux, friable à Moyennement dur avec passées centimétriques et Millimétriques d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, Silteuse.

🚧 Puits A-4:

Siégennien :

Le Siégennien Se trouve dans deux carottes 1 et 2. L'intervalle allant du profondeur 3131m vers 3113m est caractérisé par une argile grise à gris noir, indurée, silteuse, finement micacée. Il s'agit Complexe argilo-gréseux, composé de fines intercalations centimétriques de grès gris blanc à blanc, gris sombre, très fin, siliceux à silico-argileux, parfois silico-carbonaté, moyennement à bien consolidé, micacé et d'argile grise à gris noir, indurée.

L'intervalle 3174 m-3156 m est caractérisé par Grès gris blanc à gris beige, fin à très fin, bien classé, siliceux, moyennement à bien consolidé, finement micacé. Complexe : argilo-gréseux

composé d'argile grise à gris noir, indurée, silteuse, micacé, feuilletée, localement fossilifère, traces de pyrite et de fines intercalations centimétriques de grès gris blanc, gris sombre, très fin, siliceux à silico-argileux, moyennement à bien consolidé, finement micacé. Puis grès gris blanc, très fin, bien classé, siliceux, moyennement à bien consolidé, finement micacée.

Gédinnien :

Le Gédinnien a marqué sa présence dans ce puits au niveau de deux carottes 3et4. L'intervalle allant du profondeur 3241m vers 3223m est caractérisé par argilo-gréseux, composé d'argile gris foncé à gris noir, indurée, silteuse, micacé, feuilletée, localement fossilifère et de fines intercalations centimétriques de grès gris blanc à blanc, gris sombre, très fin, siliceux à silico-argileux, moyennement à bien consolidé, dur, finement micacé. On trouve grès gris blanc à gris clair, fin à très fin, bien classé, siliceux, moyennement à bien consolidé, dur, micacé localement fortement micacé avec des fines passées d'argile gris foncé à noir, indurée, micacée silteuse

L'intervalle 3293m-3275m est caractérisé par Grès gris brun, gris sombre, fin à très fin, bien classé, siliceux, moyennement consolidé à friable, micacé, localement fortement micacé, avec des passées de films d'argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, micacée, feuilletée. il s'agit

Argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, micacée, feuilletée, localement fossilifère. Puis

Grès gris blanc à gris clair, fin à très fin, bien classé, siliceux, moyennement à bien consolidé, dur, micacé

2. Aspect pétrographique:

L'ensemble de six lames minces montrent les informations suivantes :

La figure 16 : qui présente la lame mince faite dans le puits A-1 à la profondeur (3208.58m) montre clairement la présence des grès très fin à fin avec un ciment essentiellement argileux

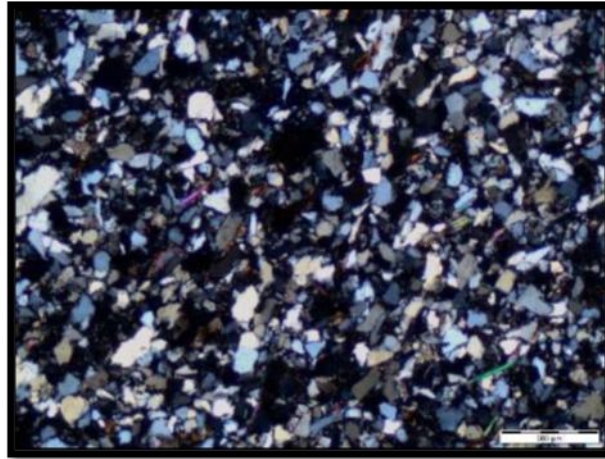


Figure 16:Lame mince Puit A-1(3208,58)

La figure 17 : montre la lame mince préparée à partir du puits A-2 à une profondeur de 3110.04 m. Elle met en évidence la présence évidente de quelques pores secondaires résultant de la dissolution des feldspaths.

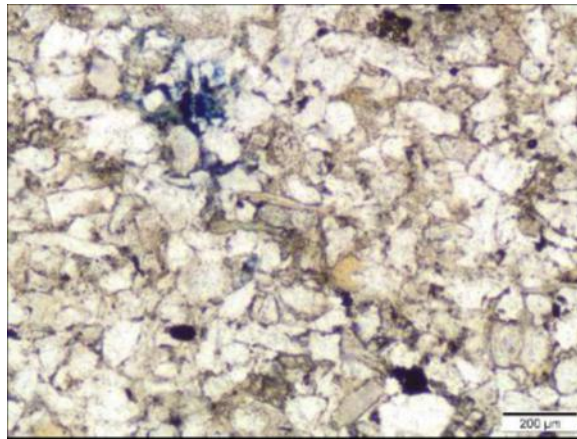


Figure 17:Lame mince Puit A-2(3110,04)

Figure 18 : La lame mince obtenue du puits A-3 à une profondeur de 3338.04 m met en évidence la précipitation des carbonates, avec un remplissage complet des pores secondaires.

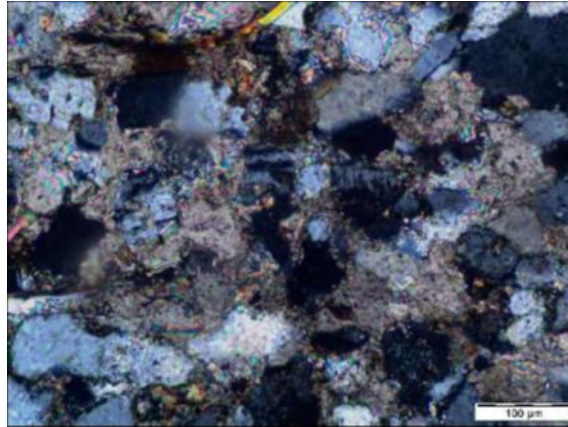


Figure 18:lame mince Puit A-3 (3338.04)

La figure 19 : montre une lame mince préparée à partir de l'échantillon du puits A-4, prélevé à une profondeur de 3231,45 mètres, illustrant clairement la formation d'un revêtement continu de chlorite autour des grains de quartz.

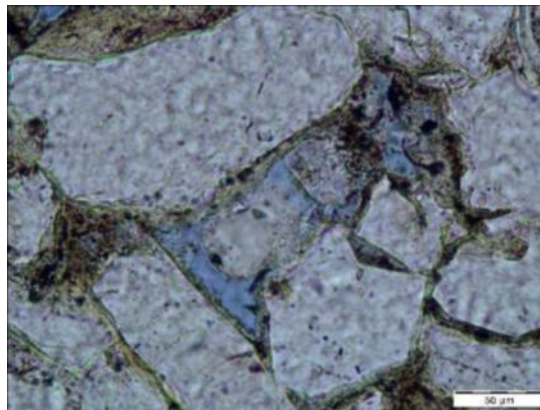


Figure 19: Lame mince Puit A-4 (3231,45)

La figure 20 : montre une lame mince préparée à partir de l'échantillon du puits A-4, prélevé à une profondeur de 3286,87 mètres, mettant en évidence la présence claire d'un réseau poreux totalement détruit, principalement remplacé par une matrice argileuse.

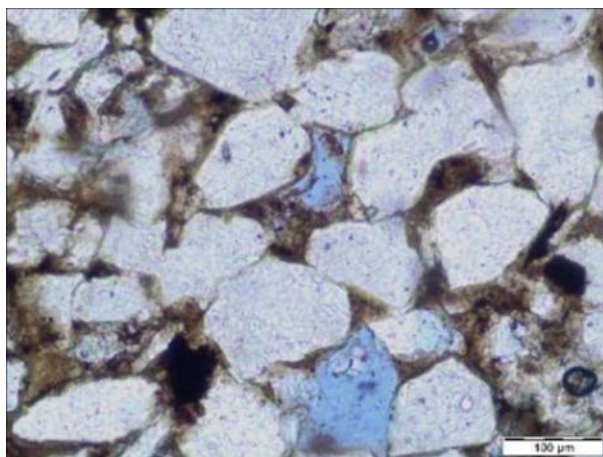


Figure 20:Lame mince Puit A-4 (3286,87)

La figure 21 montre une lame mince préparée à partir de l'échantillon du puits A-5, prélevé à une profondeur de 3372,91 mètres, illustrant clairement la présence d'un grès très fin avec un ciment essentiellement carbonaté.

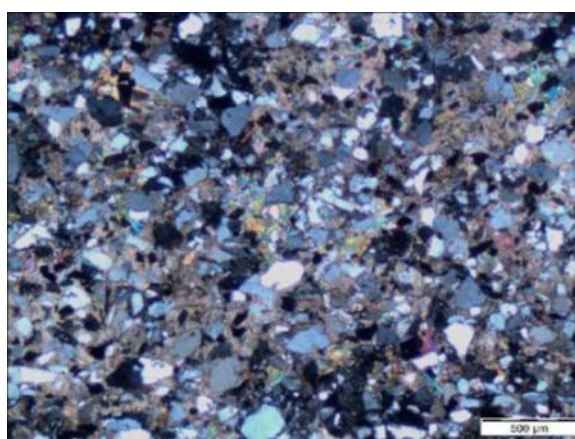


Figure 21:Lame mince Puit A-5 (3372,91)

3.Aspect pétrophysique :

3.1 Représentation graphique :

3.1.1Evolution verticale de la porosité :

L'étude de l'évolution verticale de la porosité a été établie sur trois puits verticaux.

Puits A-1

La porosité dans le puits A-1 caractérise l'intervalle allant du 2771.05 à 2795.13m qui correspond totalement à l'Emsien.

Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (**fig.22**) entre 3% et 14.2% avec une moyenne de 8.78%

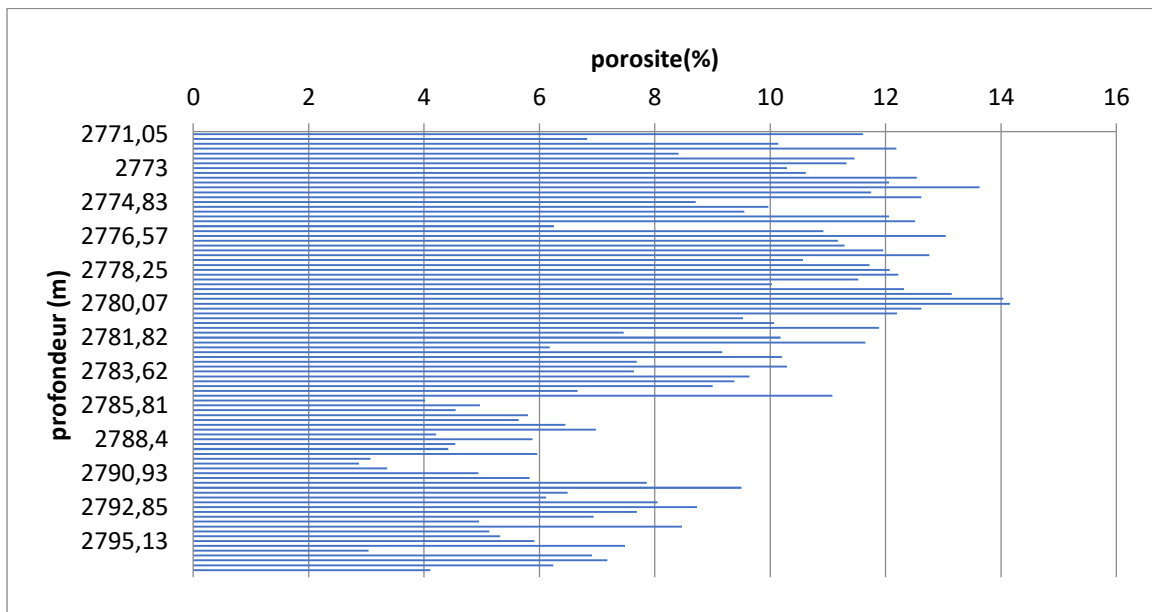


Figure 22: Profil de porosité dans le puits A-1 (Emsien)

Puits A-1

La porosité dans le puits A-1 est caractéristique de l'intervalle situé entre 3020,03 m et 3163,07 m, entièrement dans le Siégénien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 23) de 0,30 % à 15 %, avec une moyenne de 10,76 % .

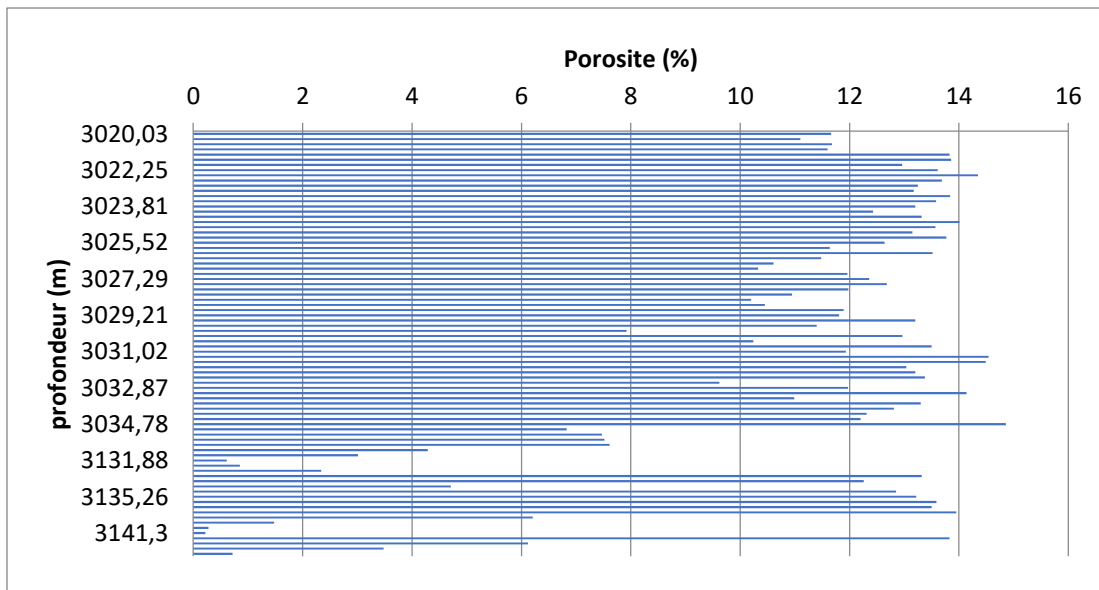


Figure 23: Profil de porosité dans le puits A-1 (Siégénnien)

Puits A-3

La porosité dans le puits A-3 est caractéristique de l'intervalle situé entre 2857,08 m et 2873,82 m, entièrement dans l'Emsien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 24) de 9,5 % à 14,60 %, avec une moyenne de 12,023 %.

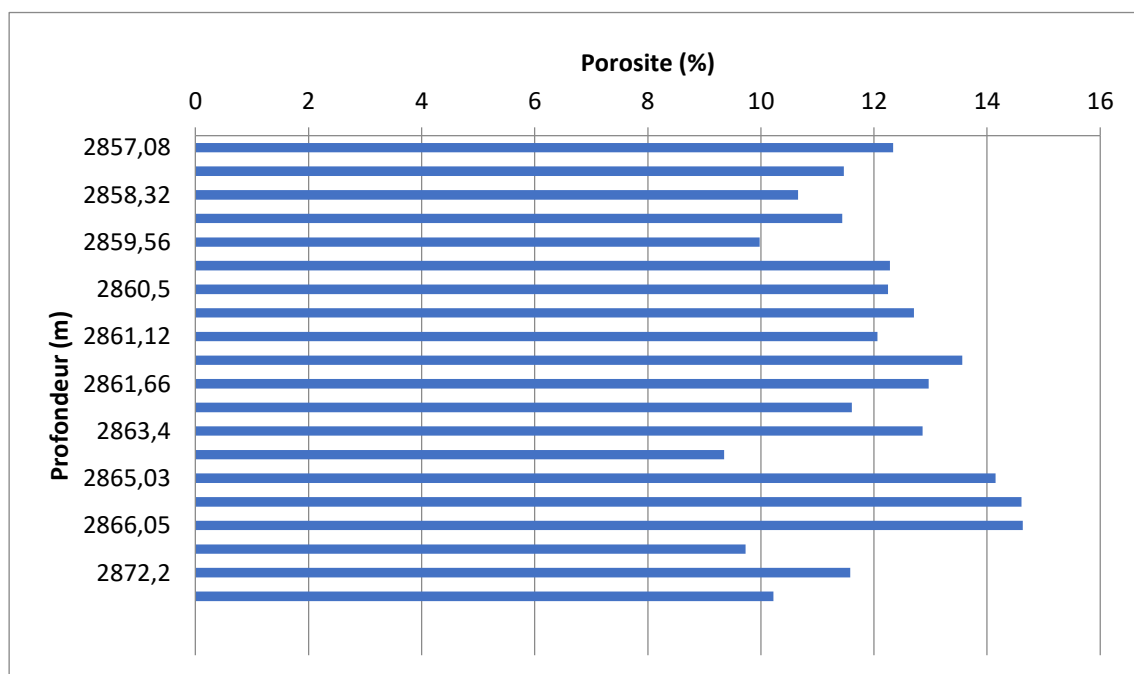


Figure 24: Profil de porosité dans le puits A-2 (Siégénnien)

Puits A-2

La porosité dans le puits A-2 caractérise l'intervalle allant de 3105,05 m à 3112,31 m, qui correspond entièrement au Siégénnien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 25) entre 5,52 % et 17,28 %, avec une moyenne de 13,51 %.

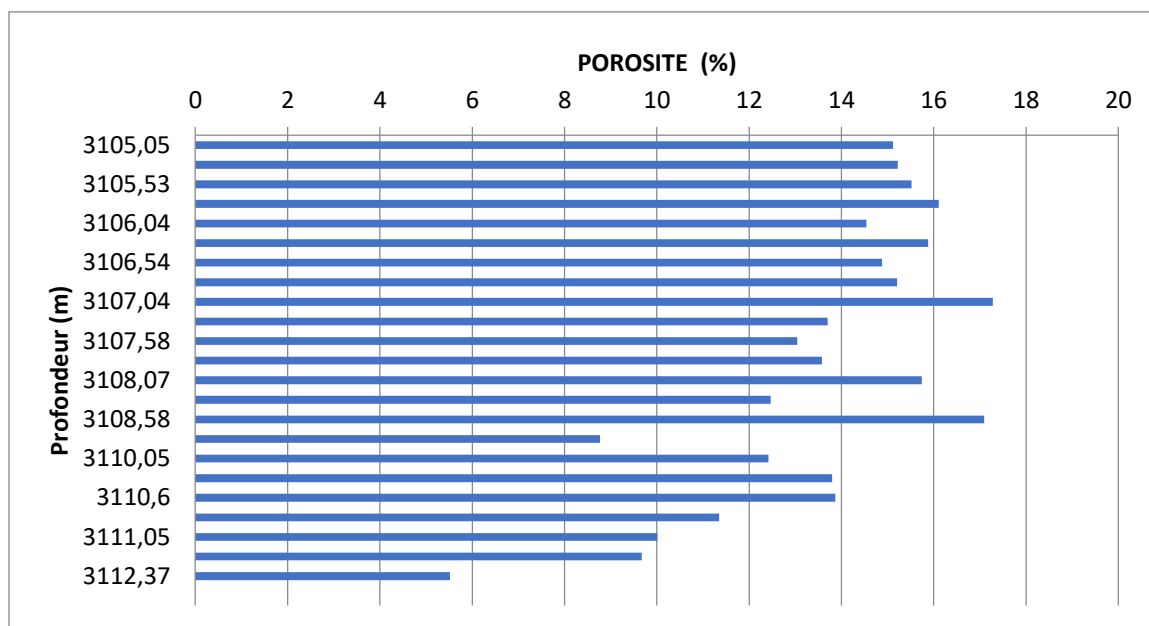


Figure 24: Profil de porosité dans le puits A-2 (Siégénnien)

Puits A-2

La porosité dans le puits A-3 est caractéristique de l'intervalle situé entre 2725,42 m et 2834,12 m, entièrement dans l'Emsien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 26) entre 2,1 % et 15,81 %, avec une moyenne de 7,76 %.

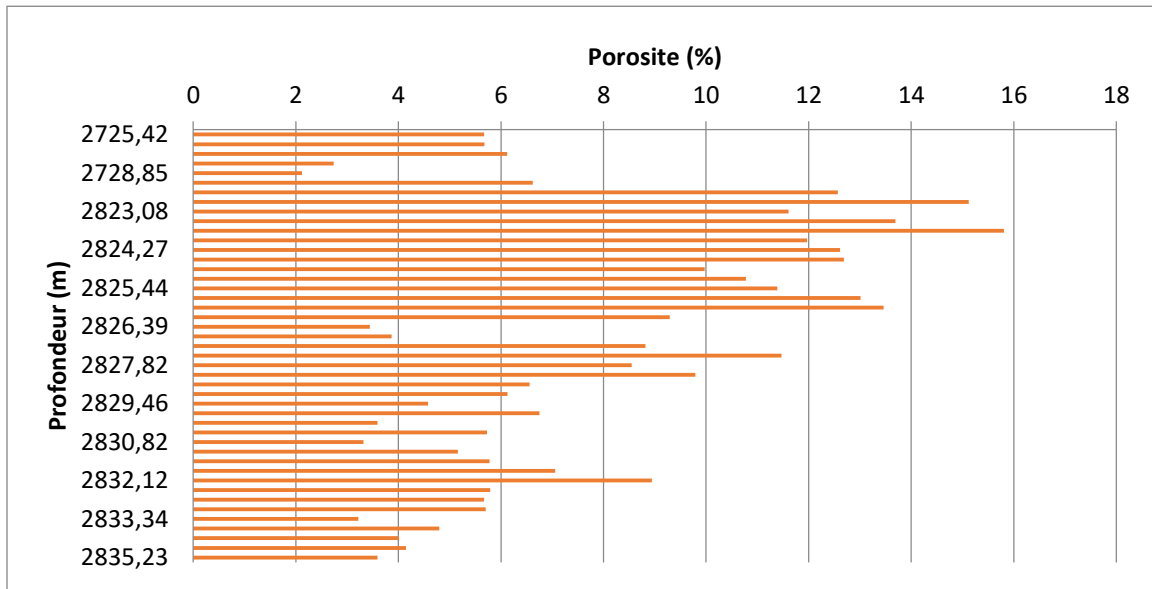


Figure 25: Profil de porosité dans le puits A-2 (Emsien)

3.1.2 Evolution verticale de la perméabilité

L'étude de l'évolution verticale de perméabilité sera réalisée pour les mêmes puits verticaux décrits dans l'analyse de porosité.

Puits A-1

La perméabilité dans le puits A-1 caractérisent l'intervalle allant du 2771.05 à 2795.13m qui correspond totalement à l'Emsien.

Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (fig.27) entre 0.01 mD et 135mD avec une moyenne de 8.78mD

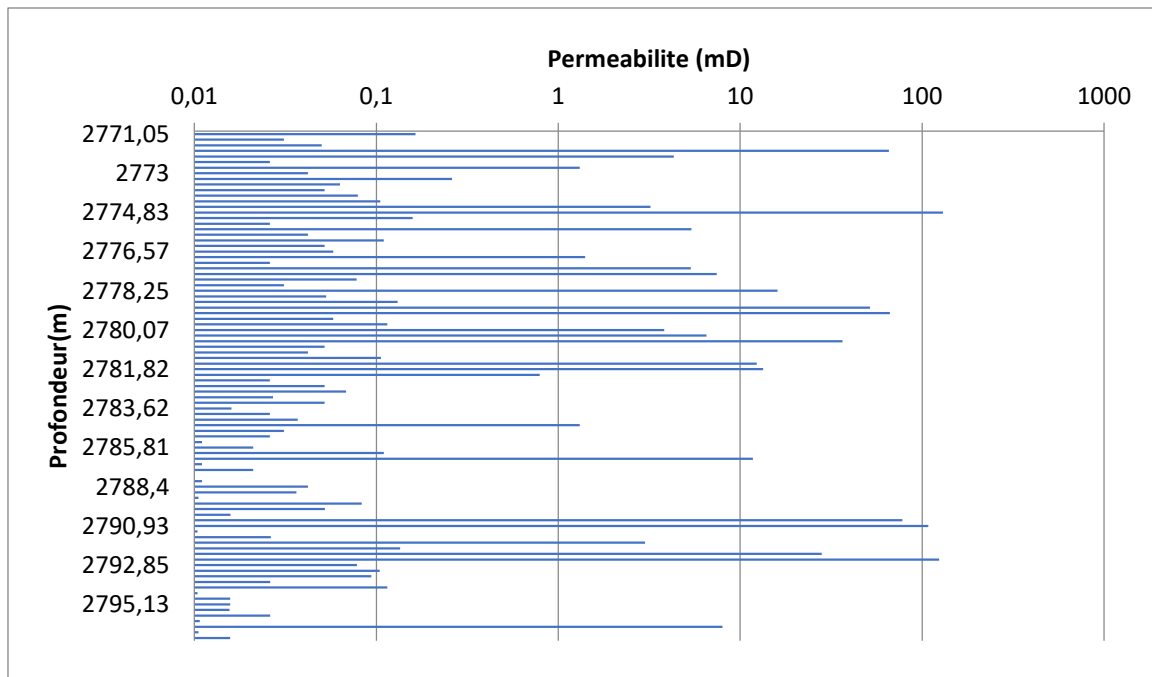


Figure 26: Profil de perméabilité dans le puits A-1 (Emsien)

✚ Puits A-1

La perméabilité dans le puits A-1 caractérise l'intervalle allant de 3020,03 m à 3163,78 m, correspondant entièrement au Siégénien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 28) entre 0,21 mD et 55,52 mD, avec une moyenne de 1,02 mD.

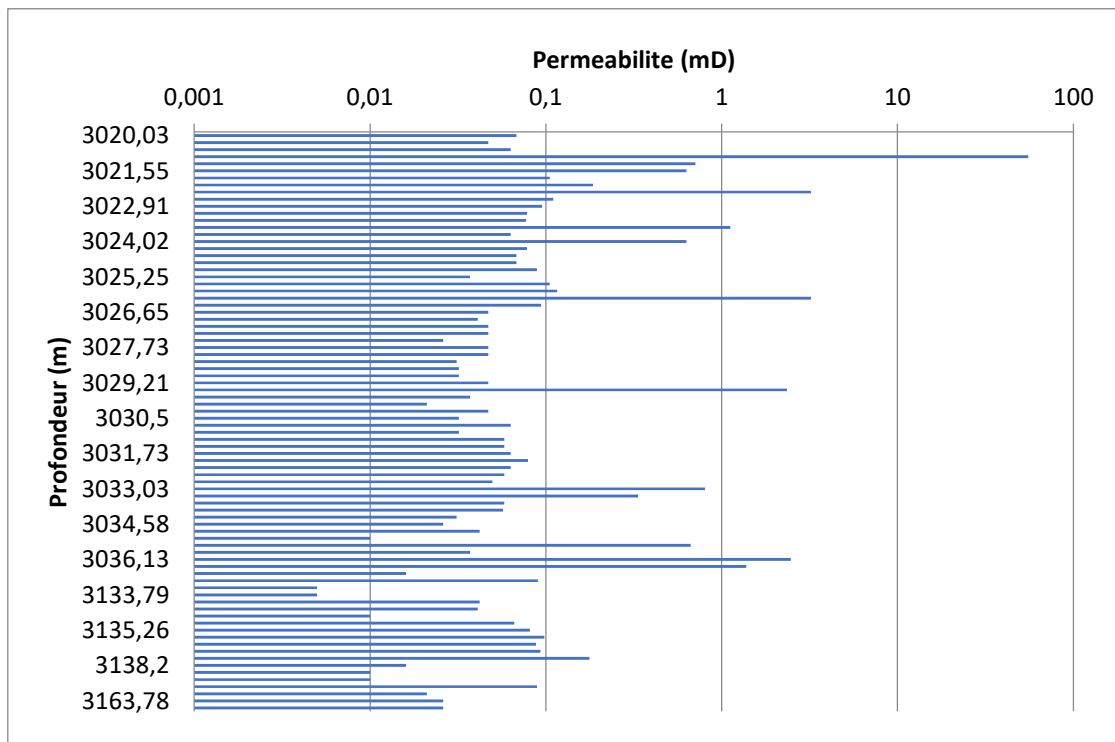


Figure 27: Profil de perméabilité dans le puits A-1 (Siégénien)

✚ Puits A-3

La perméabilité dans le puits A-3 caractérise l'intervalle situé entre 2857,08 m et 2872,2 m, entièrement dans l'Emsien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 29) entre 0,098 mD et 122 mD, avec une moyenne de 17,54 mD.

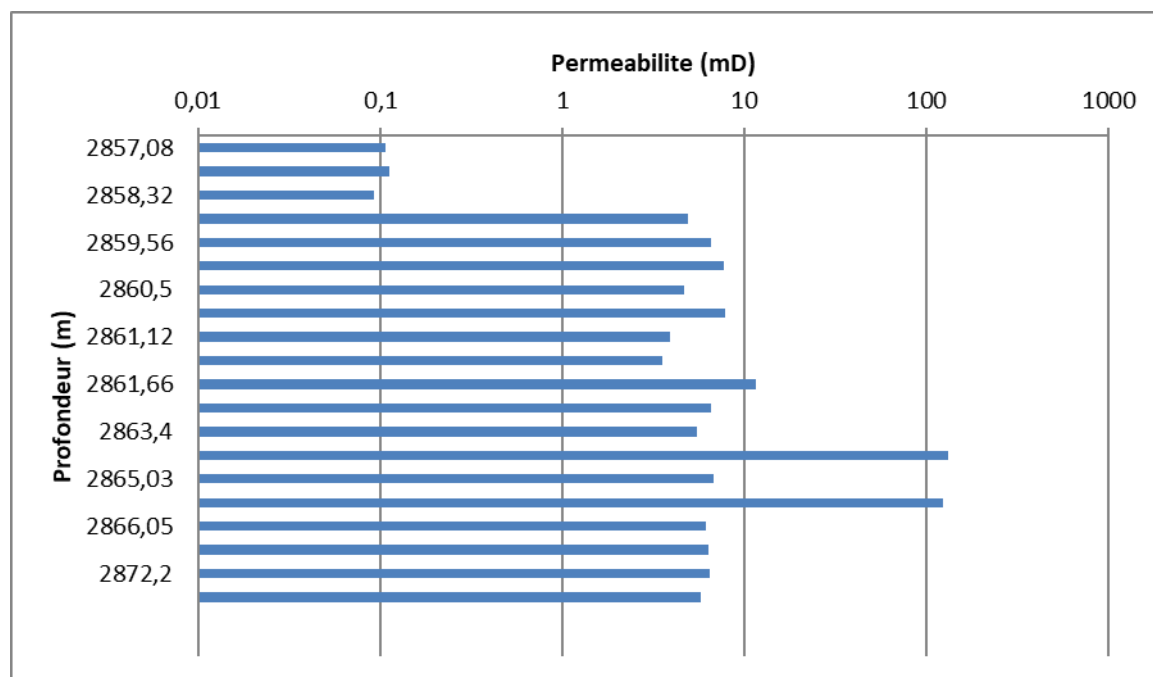


Figure 28: Profil de perméabilité dans le puits A-3 (Emsien)

✚ Puits A-2

La perméabilité dans le puits A-2 caractérise l'intervalle allant de 3105,05 m à 3112,37 m, correspondant entièrement au Siégénien. Les valeurs de ces paramètres varient

verticalement (figure 30) entre 0,055 mD et 1,13 mD, avec une moyenne de 0,15 mD.

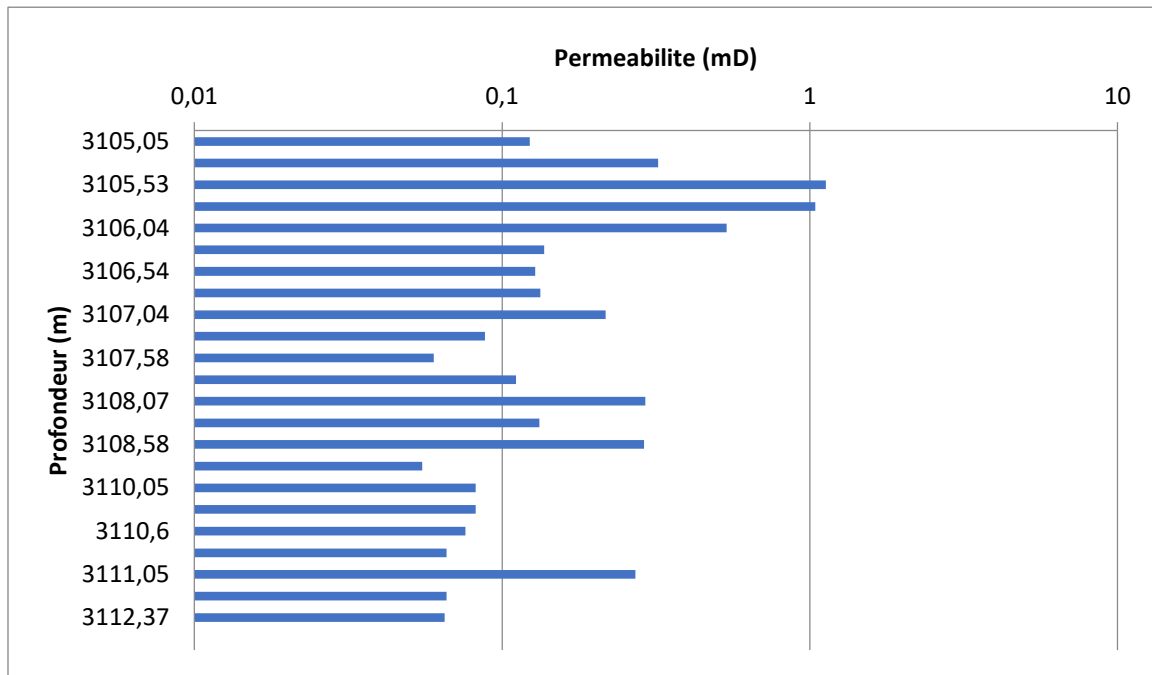


Figure 29: Profil de porosité dans le puits A-2 (Siégénien)

✚ Puits A-2

La perméabilité dans le puits A-2 caractérise l'intervalle allant de 2725,42 m à 2835,23 m, correspondant totalement à l'Emsien. Les valeurs de ces paramètres varient verticalement (figure 31) entre 0,055 mD et 43,20 mD, avec une moyenne de 2,44 mD.

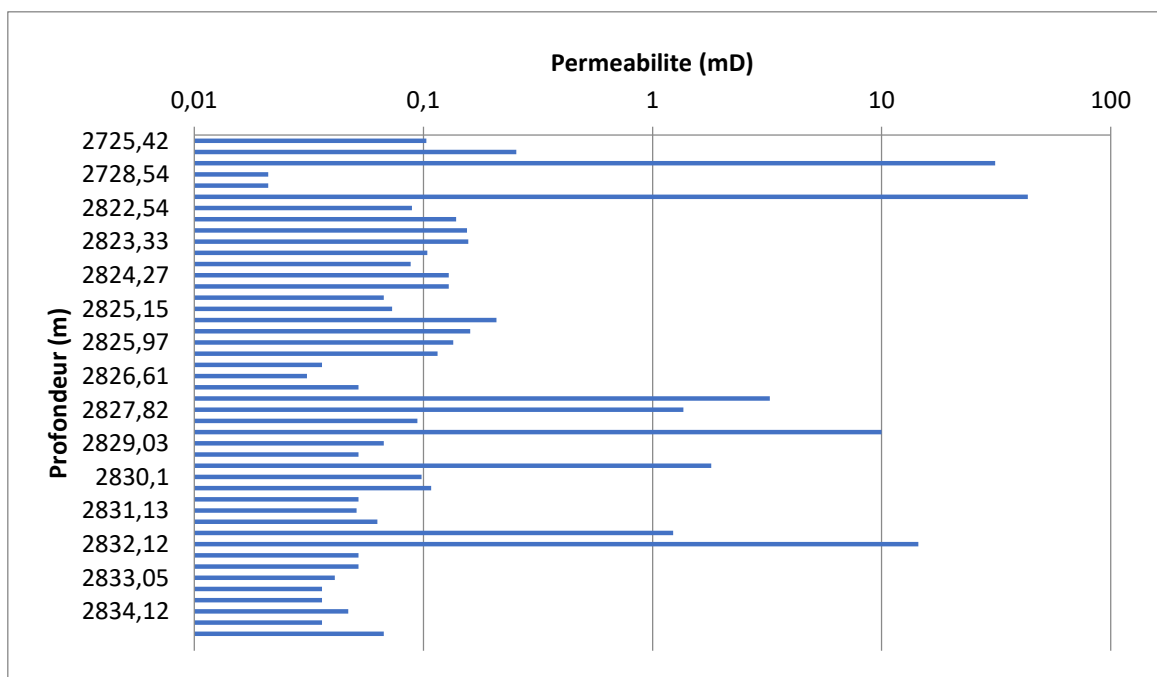


Figure 30: Profil de perméabilité dans le puits A-2 (Emsien)

3.1.3 Les histogrammes

Les moyennes de présentation de population regroupées de porosité et perméabilitésont faites à l'aide de loi de STERCESS, ce dernier permet de donner le nombre desclasses pour population quantitative où le nombre de classe : $N=1+3,3*\log(J)$. Avec (J) lenombre de population.

3.1.3.1 Les histogrammes de la porosité

✚ Puits A-1

Emsien(Fig.32): le nombre des valeurs utilisé est de 91, elles sont réparties en 6 classes. L'histogramme de la porosité présente une allure bimodale, avec uneasymétrie à droite, les deux classes qui présentent les valeurs de la porosité les plusfréquentes sont exprimées comme suite :

- 23 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 4.8 et 7.2 %.
- 23 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 9.6 et 12 %.

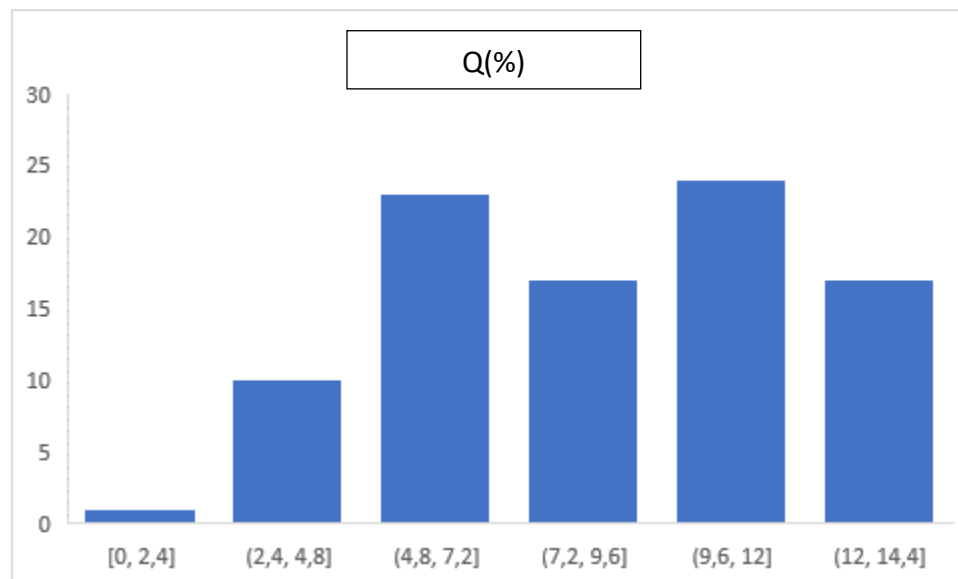


Figure 31:Histogramme de la porosité de Emsien au niveau de puits A-1

✚ Puits A-1

Le Siégennien (Fig.33) : le nombre des valeurs utilisé est de 82, elles sont réparties en 5 classes. L'histogramme de la porosité présente une allure bi modale, avec une asymétrie à

droite, les classes qui présentent les valeurs de la porosité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 43 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 10 et 13,42 %.
- 9 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 0.22 et 3.52 %.

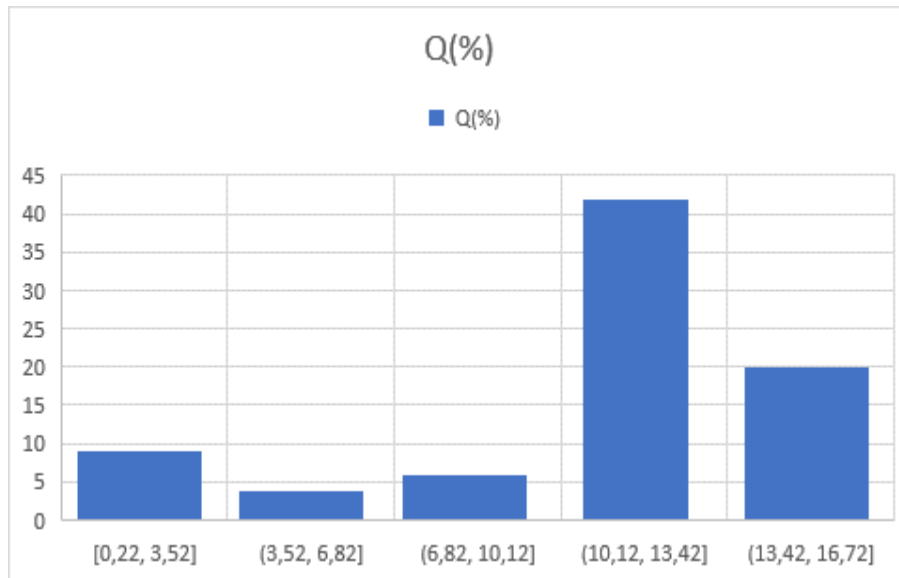


Figure 32:Histogramme de la porosité de Siégénien au niveau de puits A-1

Puits A-3

Emsien (Fig.34) : le nombre des valeurs utilisé est de 20, elles sont réparties en 3 classes. L’histogramme de la porosité présente un seul modal, avec une asymétrie à droite, la classe qui présentent les valeurs de la porosité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 11 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 11.35 et 13.35 %.

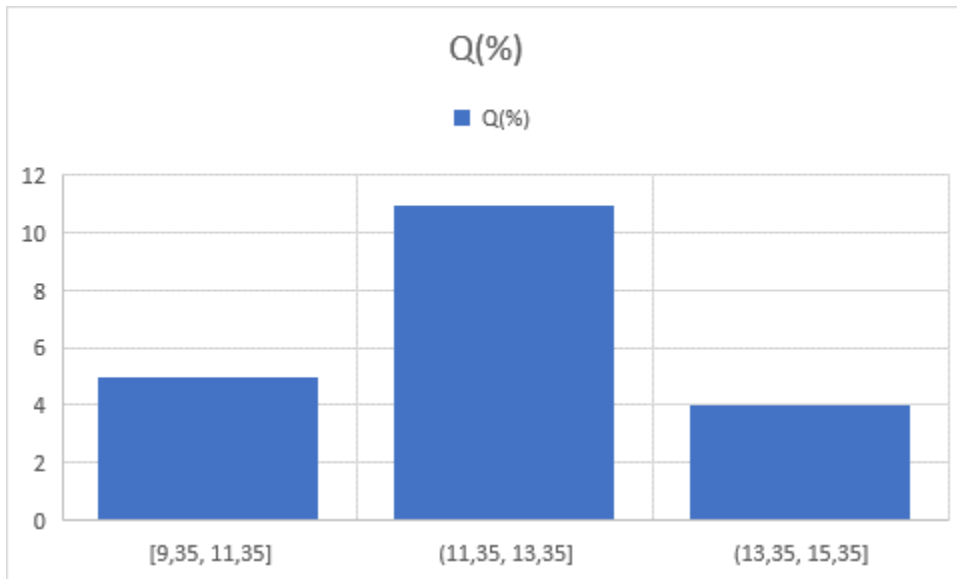


Figure 33: Histogramme de la porosité de Emsien au niveau de puits A-1

🚧 Puits A-2

Le Siégénien (Fig.35) : le nombre des valeurs utilisé est de 23, elles sont réparties en 4 classes. L'histogramme de la porosité présente un seul mode, avec une asymétrie à droite, la classe qui présente les valeurs de la porosité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 13 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 12.52 et 16.02 %.

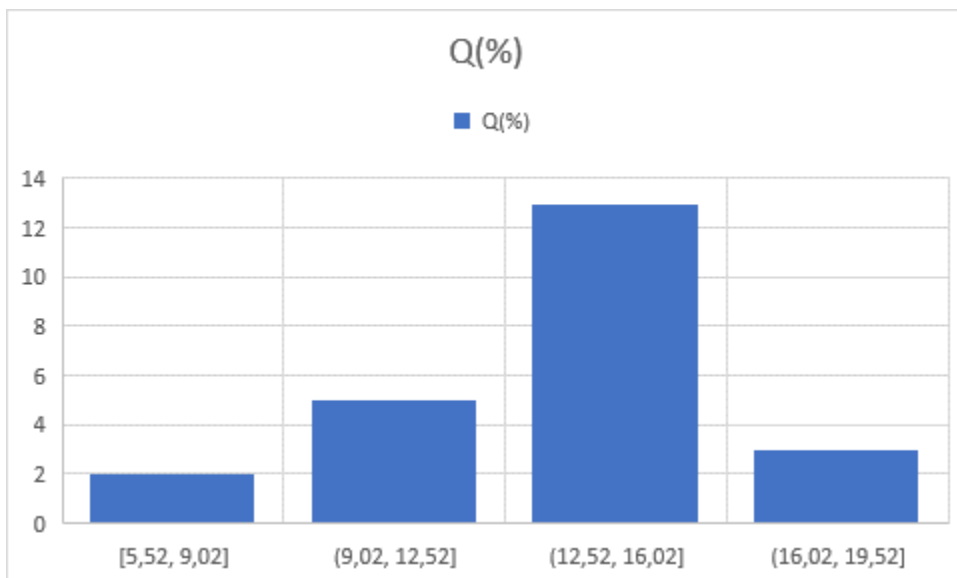


Figure 34: Histogramme de la porosité de Siégénien au niveau de puits A-2

Puits A-2

Emsien (Fig.36) : le nombre des valeurs utilisé est de 45, elles sont réparties en 4 classes. L'histogramme de la porosité présente une allure bimodale, avec une asymétrie à droite, les deux classes qui présentent les valeurs de la porosité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 20 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 2.12 et 5.82 %.
- 11 % des valeurs de la porosité sont comprises entre 9.52 et 13.22 %.

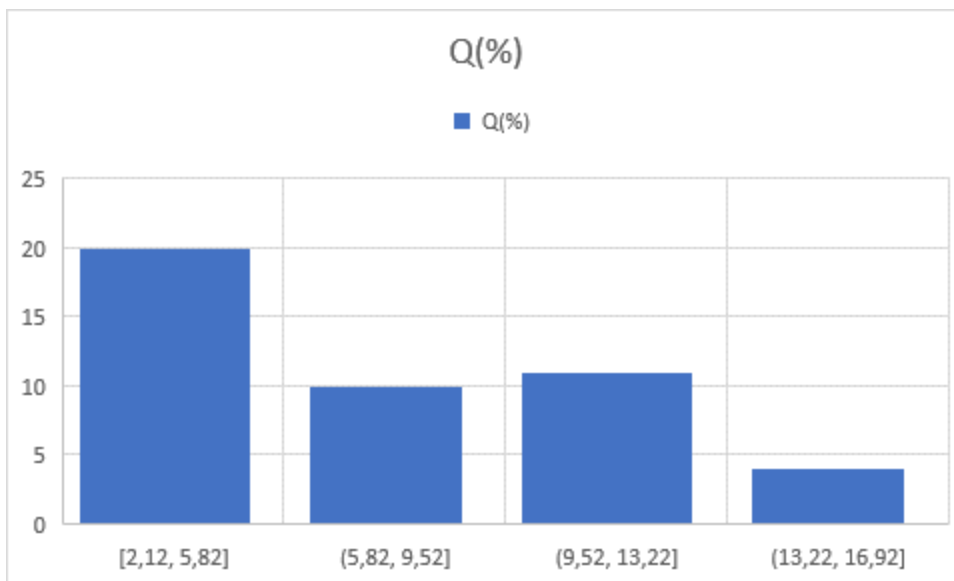


Figure 35:Histogramme de la porosité de Emsien au niveau de puits A-2

3.1.3.2 L'histogramme de la perméabilité

Puits A-1

Emsien (Fig.37) : la distribution de la perméabilité est bimodale, elle présente 2 modes, le premier mode correspond à la classe [0-20 [dont la fréquence est de 80 %, le deuxième mode correspond à la classe [60-80[de fréquence 5 %,

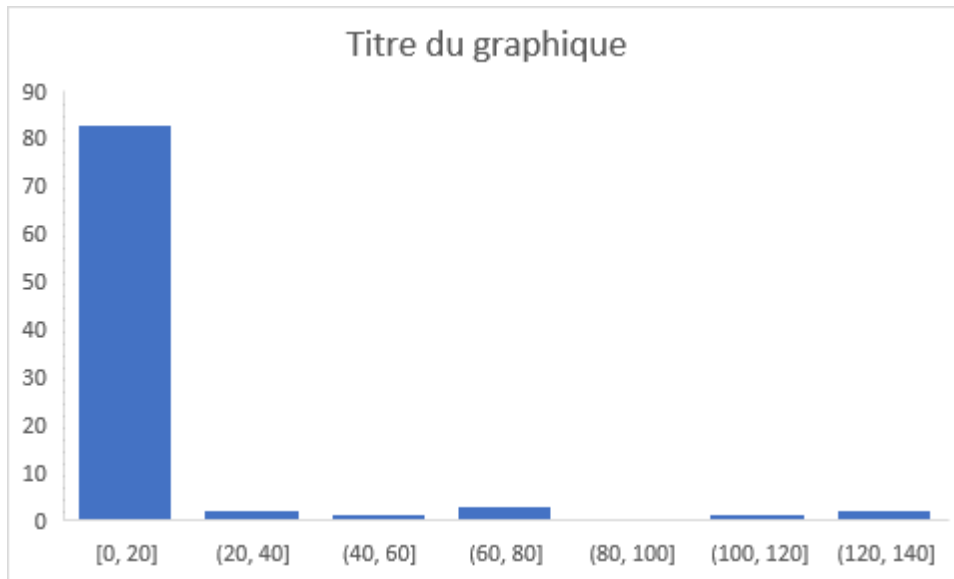


Figure 36: Histogramme de la perméabilité de L'Emsien au niveau de puits A-1

Siégénnien (Fig.38) : l'histogramme de la perméabilité présente un seul mode avec une asymétrie à gauche, la classes qui présentent les valeurs de la perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 70 % des valeurs de la perméabilité sont comprises entre 0.005 et 0.515 md.

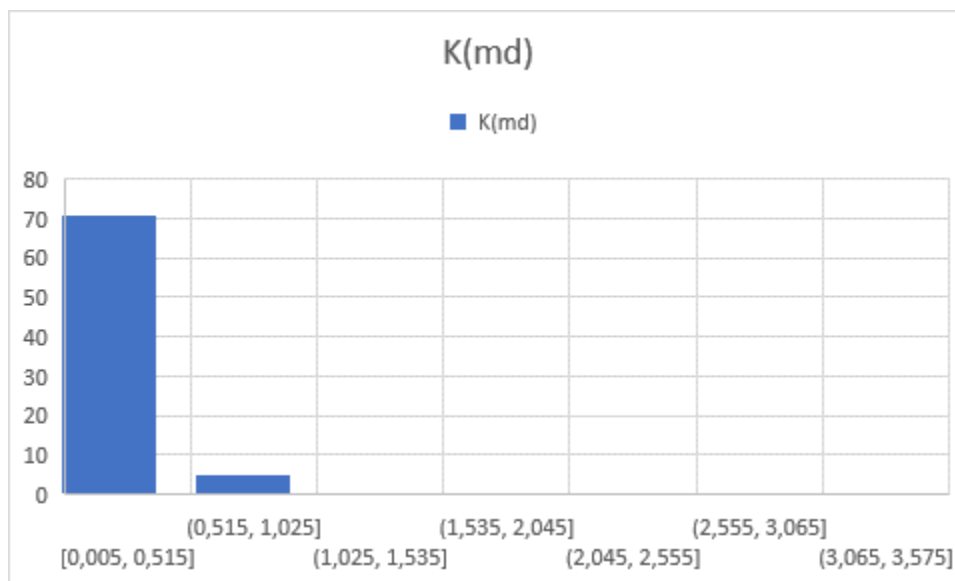


Figure 37 : Histogramme de la perméabilité de Siégénnien au niveau de puit Le puits A-3

Emsien (Fig.39) : l'histogramme de la perméabilité présente une allure bimodale avec une asymétrie à gauche, les classes qui présentent les valeurs de la perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 18 % des valeurs de la perméabilité sont comprises entre 0.092 et 49.092 md.
- 2 % des valeurs de la perméabilité sont comprises entre 98.092 et 147.092 md.

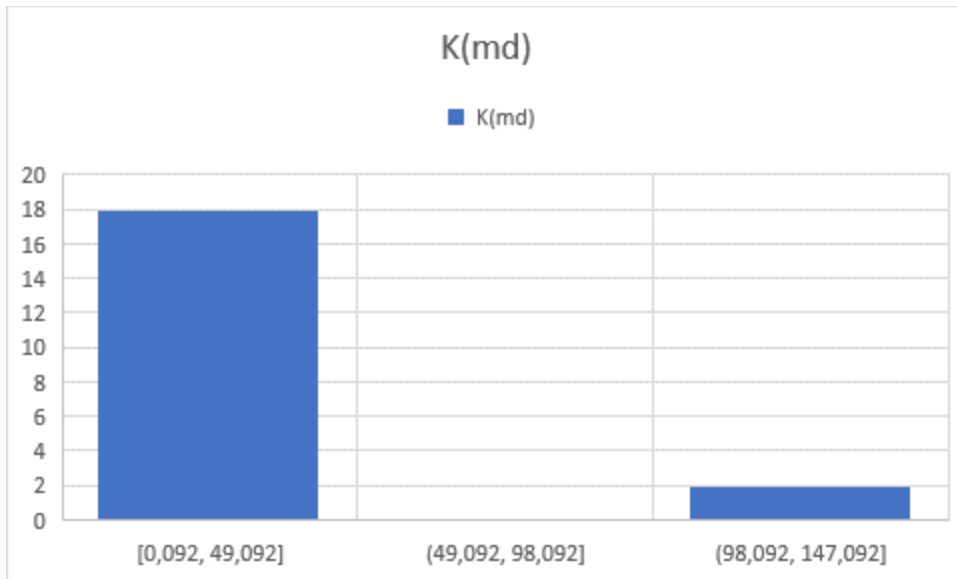


Figure 38: Histogramme de la perméabilité de L'Emsien au niveau de puits

🚧 Puits A-2

Siégennien(Fig.40) : l'histogramme de la perméabilité présente une allure bimodale, avec une asymétrie à gauche, les deux classes qui présentent les valeurs de la perméabilité les plus fréquentes sont exprimées comme suite :

- 20 % des valeurs de la perméabilité sont comprises entre 0.055 et 0.415 md.
- 1 % des valeurs de la perméabilité sont comprises entre 0.775 et 1.35 md

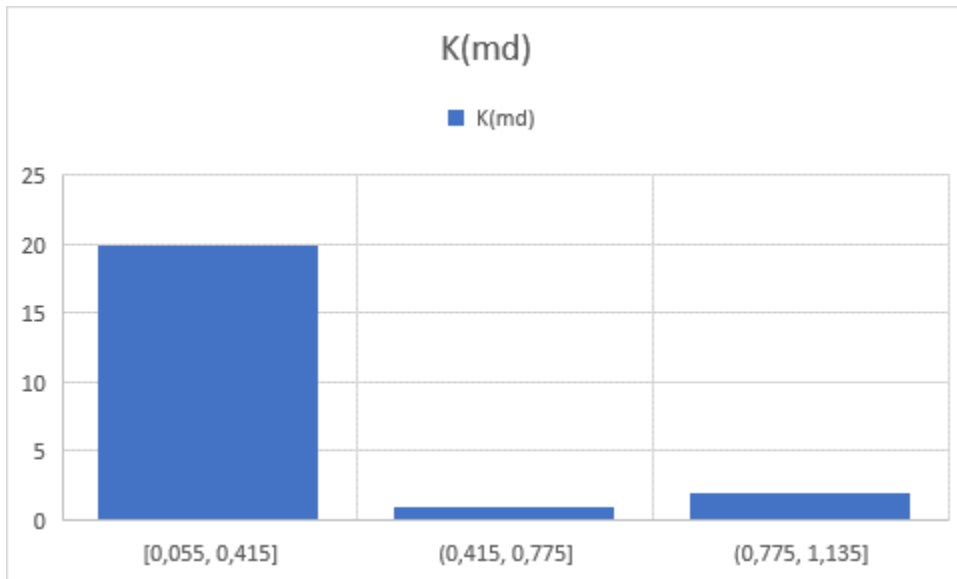


Figure 39: Histogramme de la perméabilité de Siégennien au niveau de puit A-2

🚧 Puits A-2

Emsien (Fig.41) : l'histogramme de la perméabilité présente un seul mode avec une asymétrie à gauche, la classes qui présentent les valeurs de la perméabilité les plus fréquentes est exprimées comme suite :

- 40 % des valeurs de la perméabilité sont comprises entre 0.021 et 8.021 md.

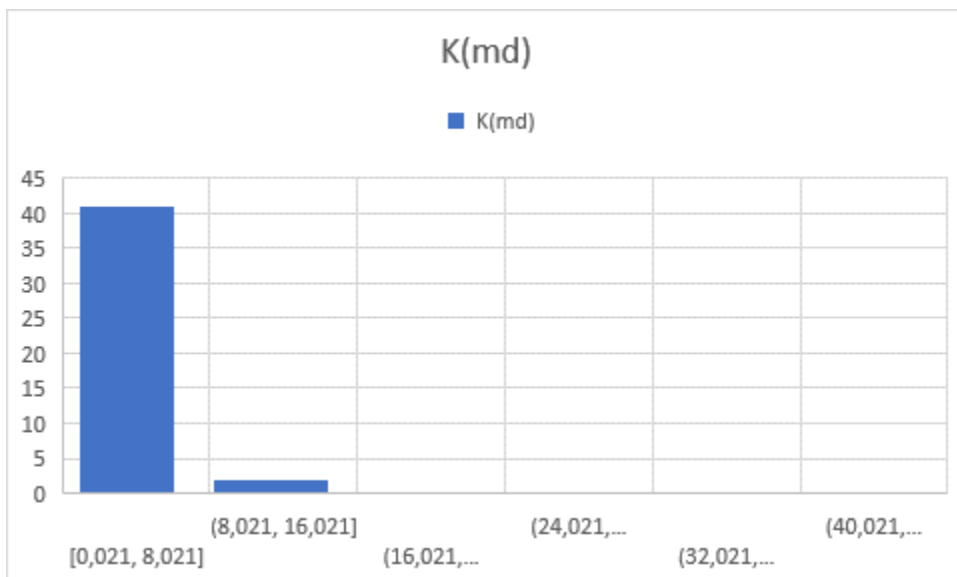


Figure 40: Histogramme de la perméabilité de L'Emsien au niveau de puit A-2

3.1.4 Les corrélations entre la perméabilité et la porosité

Les corrélations entre la perméabilité et la porosité ont été établies dans les réservoirs Siégénnien et Emsien pour 3puits. Ces corrélations vont nous permettre d'observer la relation qui existe entre ces deux paramètres pétrophysiques, puis on établit la droite de tendance, et en fin pour évaluer cette liaison, on calcule le coefficient de corrélation.

✓ Interprétation de la corrélation entre la perméabilité et la porosité pour le Siégénnien et L' Emsien

D'après les corrélations de Siégénnien (Fig.45) (Fig.47) et Emsien (Fig.44) (Fig. 46), (Fig.48), on note que la variation de la perméabilité est indépendante de la porosité., donc il n'y a aucune relation entre la perméabilité et la porosité.

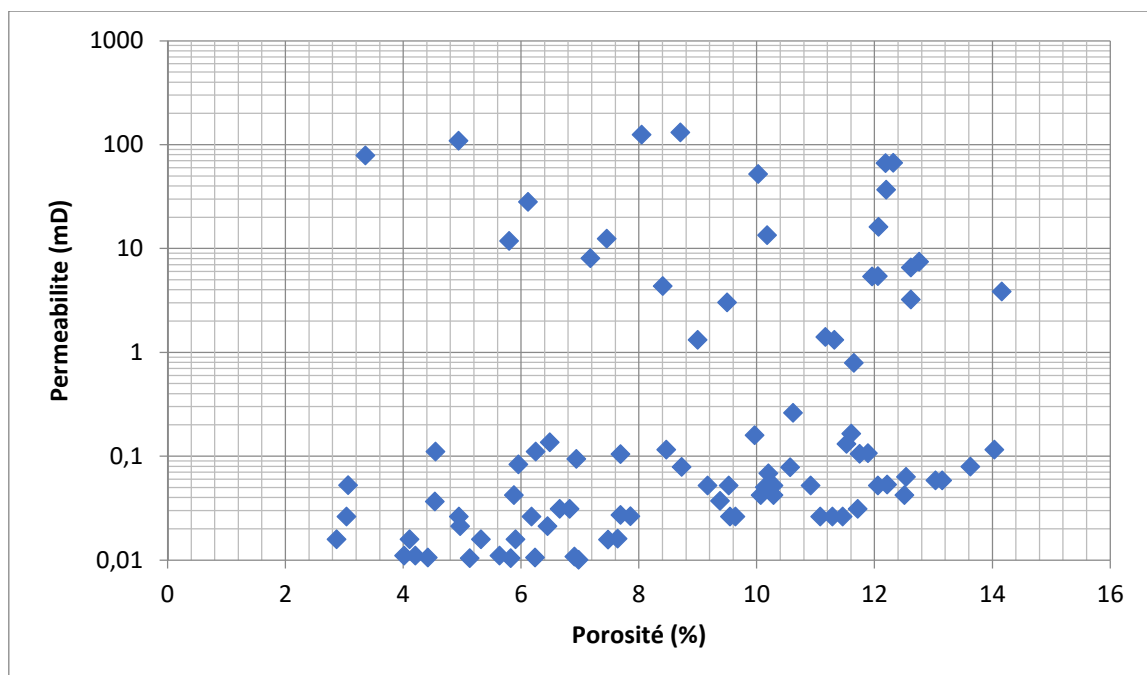


Figure 41:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Emsien au niveau de puits A-1

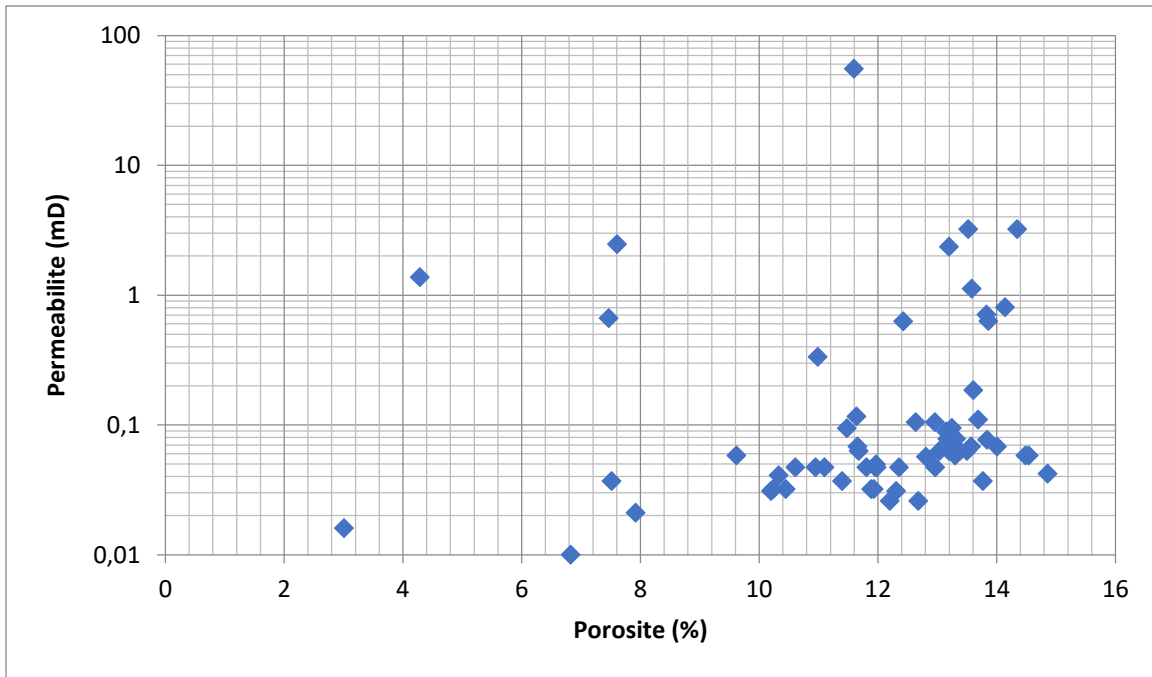


Figure 42: Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir siégennien au niveau de puits A-1

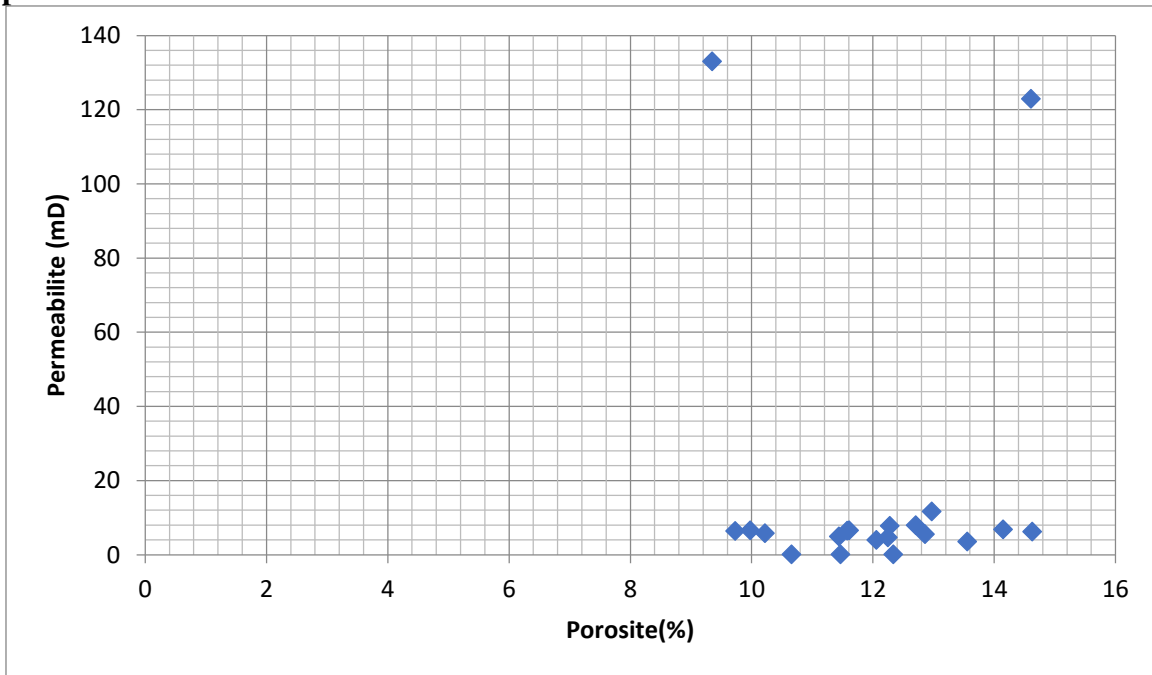


Figure 43: Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Emsien au niveau de puits A-3

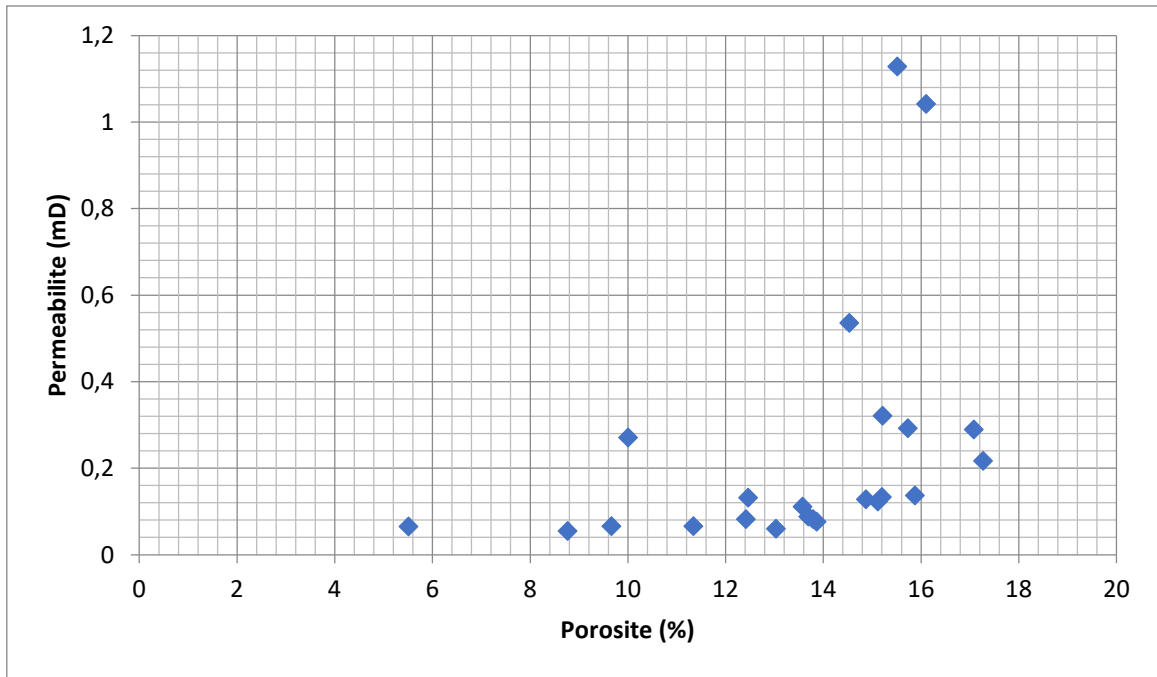


Figure 44:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Siégennien au niveau de puits A-2

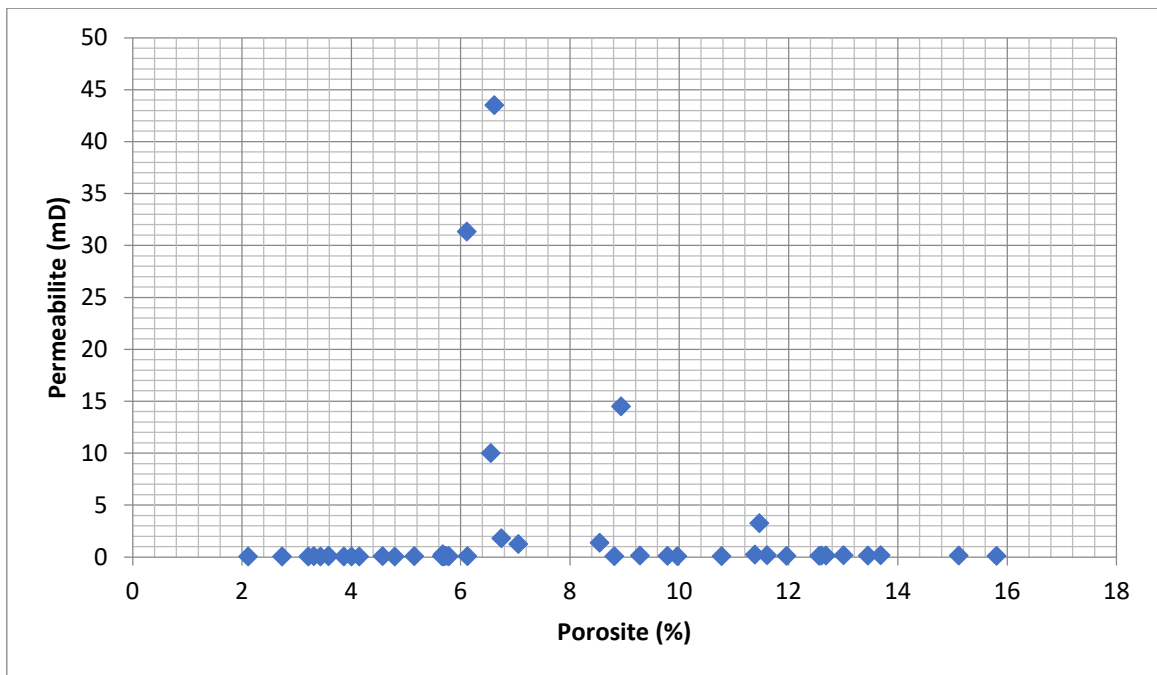


Figure 45:Corrélation perméabilité-porosité dans le réservoir Emsien au niveau de puits A-2

4. Modélisation :

4.1 Modélisation des faciès :

4.1.1 Cartes modélisées :

➤ **Interprétation de la carte de la distribution des grès du siégénnien**

D'après cette carte qui montre de faciès de siégénnien au niveau de puits A-1, A-2, A-3, A-4 et A-5 on observons que le faciès est à dominance argileux avec présences de zone gréseux qui touche tous les puits (**Fig. 49**)

➤ **Interprétation de la carte de faciès de Gédinnien**

D'après cette carte que montre la lithologie de Gédinnien au niveau le puits A-5 ; A-4 ; A-3 ; A-2 ; A-1

On observe que la lithologie de Gédinnien est à dominance gréseux dans tous les puits avec présence des petites zones des argiles (**Fig. 50**)

➤ **Interprétation de la carte de la distribution de Porosité du siégénnien**

Cette carte montre la distribution de la porosité au niveau de puits A-1, -2, A-3, A-4 et A-5 on observons que l'augmentation de la porosité vers le nord

Au niveau de puits A-4 et A-5 la porosité très faible varie entre 1et2

Au niveau de puits A-2et A-3 la porosité faible varie entre 2et 4

Au niveau de puits A-1 la porosité maximale varie au 7et8 (**Fig. 51**)

➤ **Interprétation de la carte de distribution de porosité de Gédinnien**

Cette carte montre la distribution des porosités de Gédinnien au niveau des puits A-5 ; A-4 ; A-3 ; A-2 ; A-1 la porosité dans tous les puits est bonne la valeur maximal 9 au niveau de puit A-1 (**Fig. 52**)

➤ **Interprétation de la carte de la distribution de saturation du siégénnien**

Cette carte montre la distribution de la saturation au niveau de puits A-1, -2, A-3, A-4 et A-5 on observons que le siégénnien totalement saturé ($90 > SW < 100$) au niveau de tous les puits

Avec une existence de deux zones leur saturation varie ($55 > SW < 65$) donc sont des zones favorables car ils peuvent être saturés en huile (**Fig. 53**)

➤ **Interprétation de la carte de distribution de saturation de Gédinnien**

Cette carte montre la distribution de saturation de Gédinnien au niveau des puits A-5 ; A-4 ; A-3 ; A-2 ; A-1 on observe que

A-4 ; A-5 ; A-3 la valeur de saturation est 85% et au niveau A-2 ; A-1 est 65%

Donc les valeurs de saturation faibles peuvent être des zones favorables de la saturation par huile (**Fig. 54**)

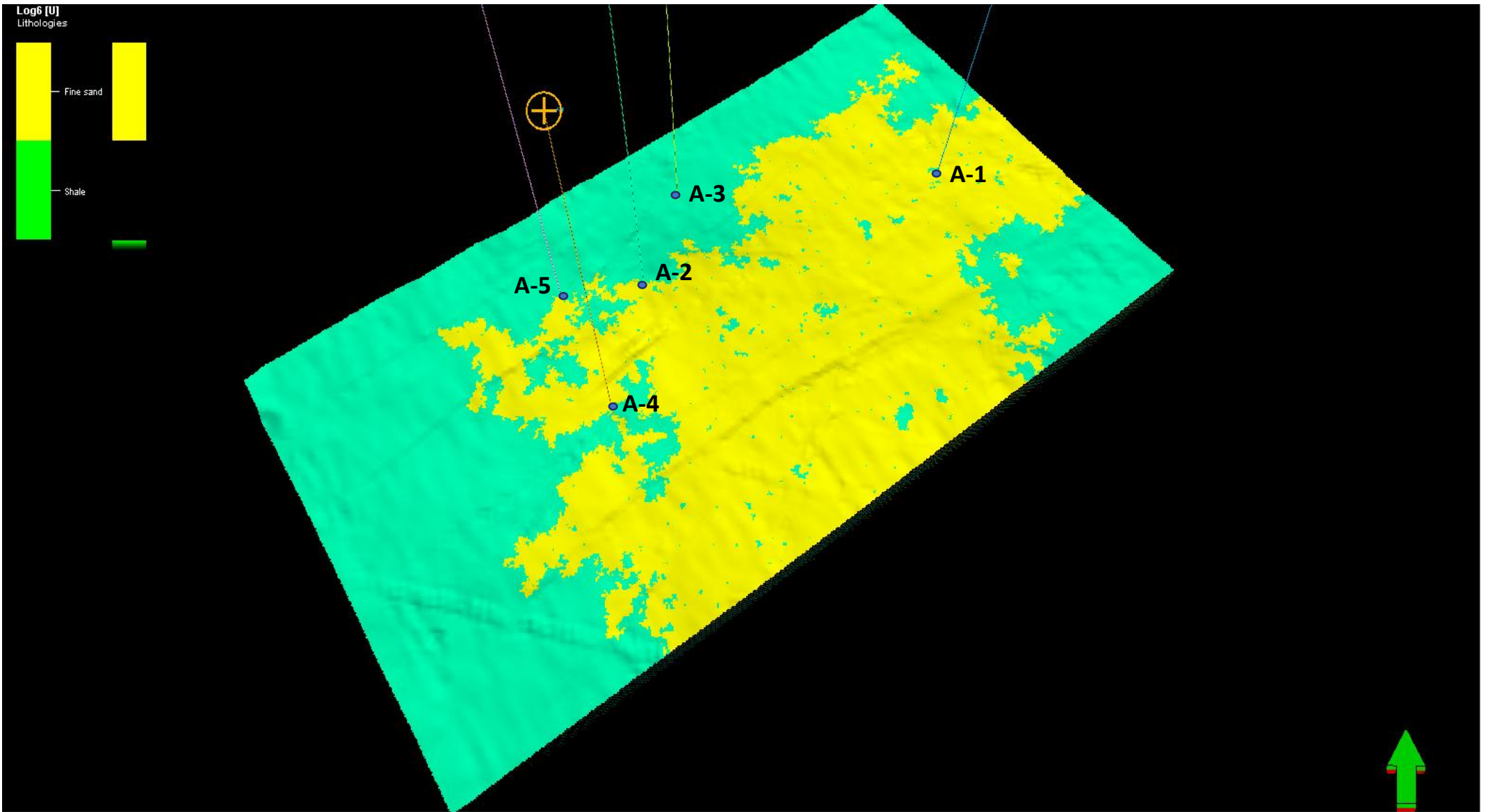


Figure 46: Carte de facies de Siégennien

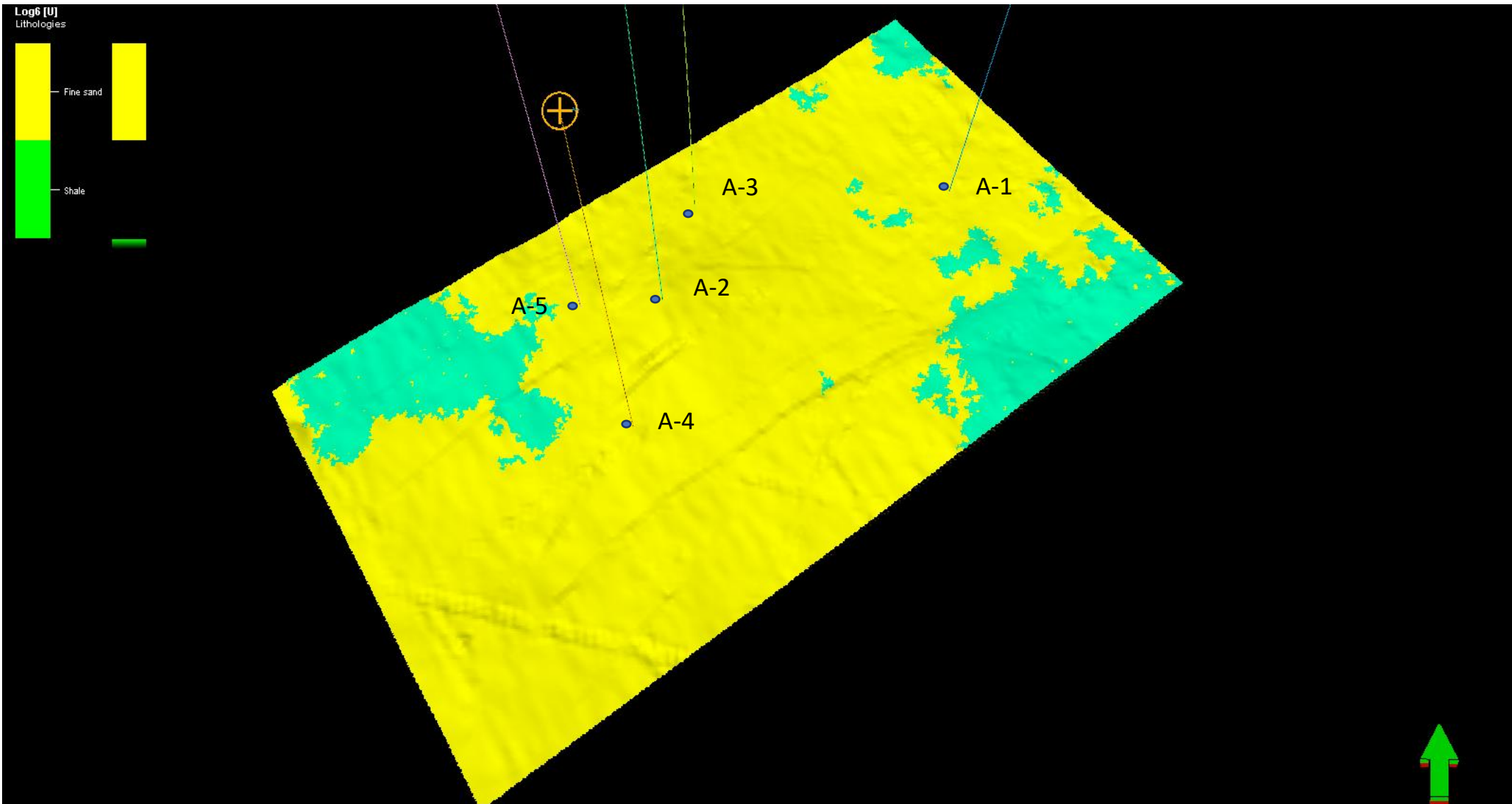


Figure 47: Carte de facies de Gédinnien

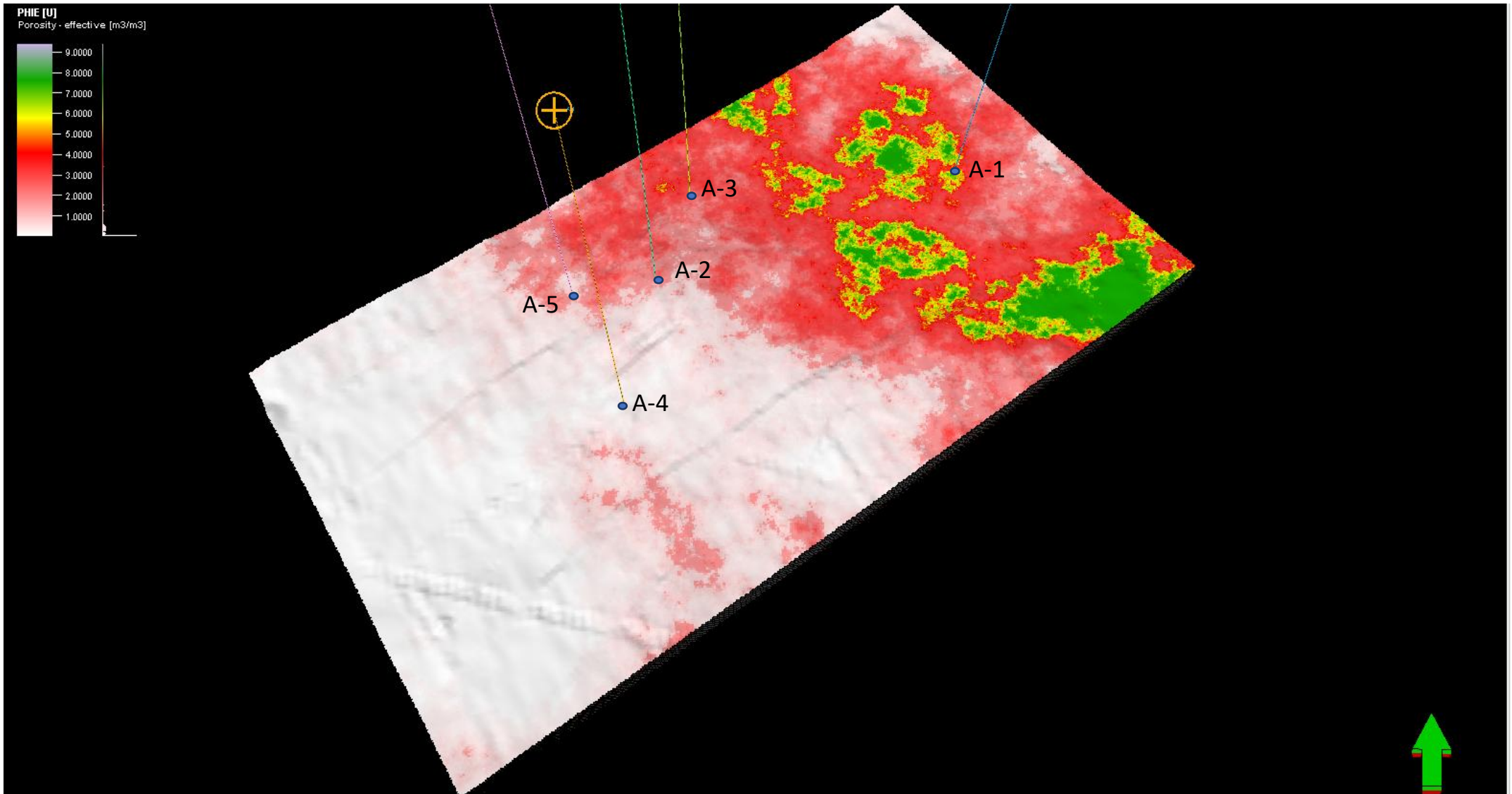


Figure 48: Carte de distribution de porosité de siégénien

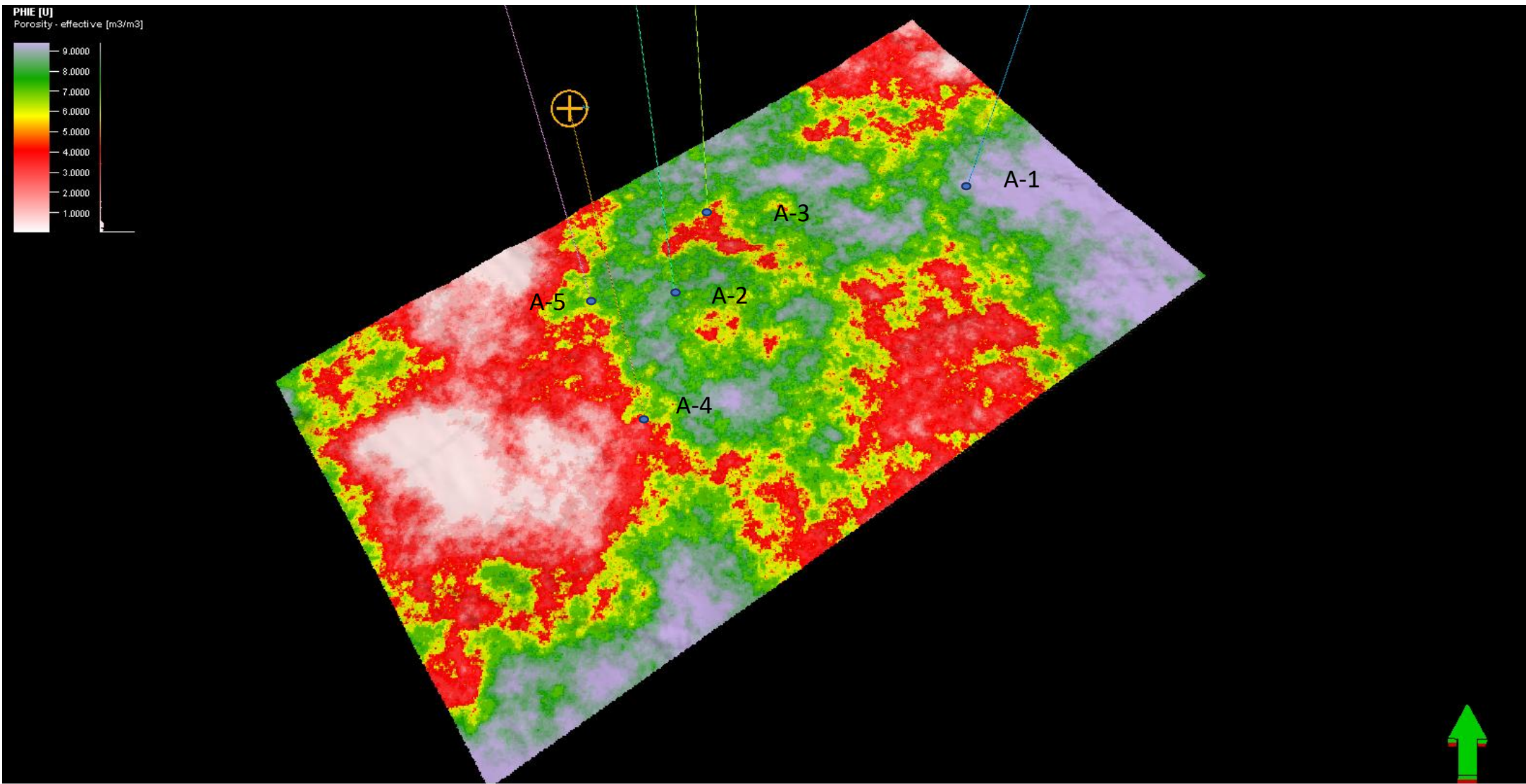


Figure 49: Carte de distribution de porosité de Gédinnien

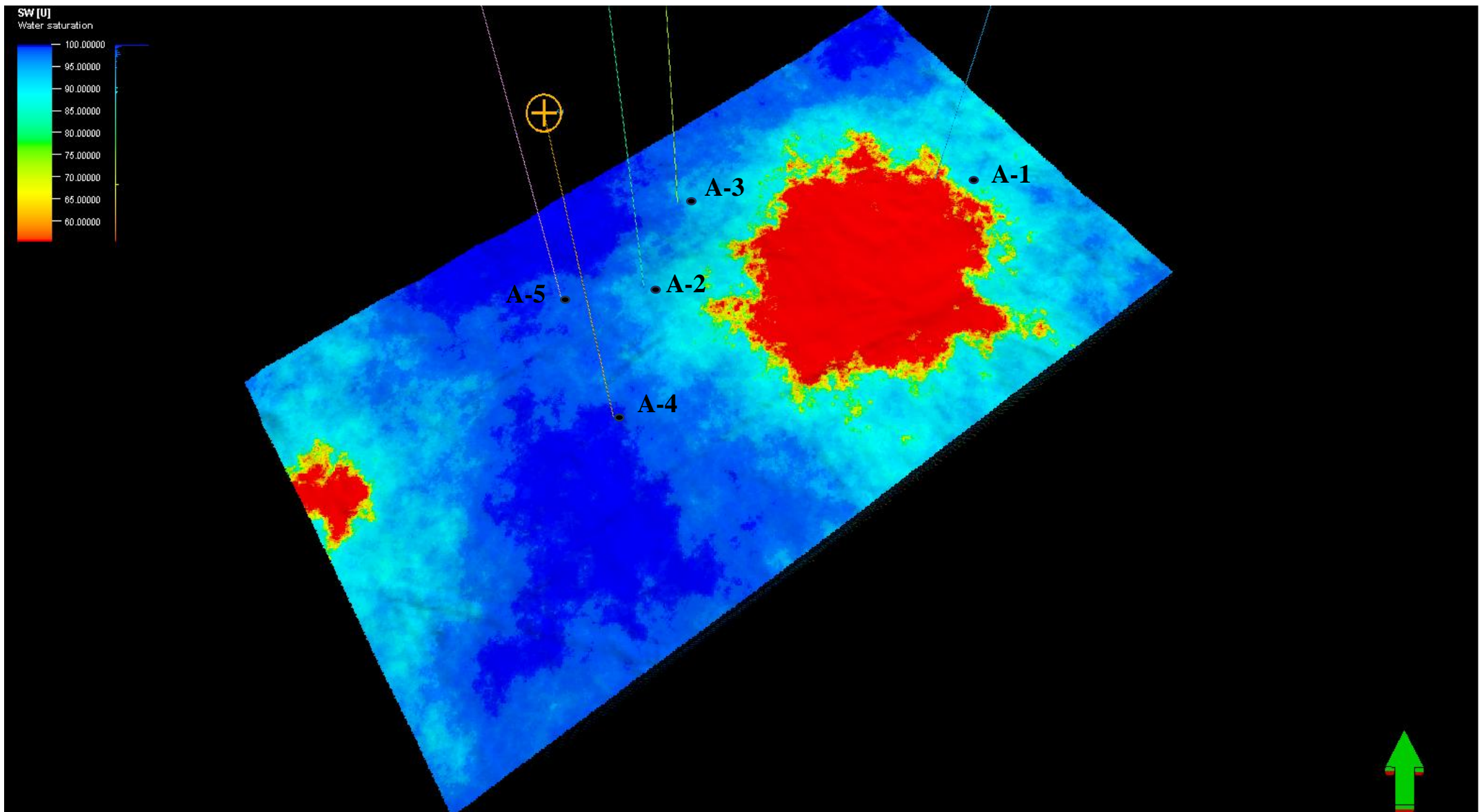


Figure 50: Carte de distribution de saturation de siégénnien

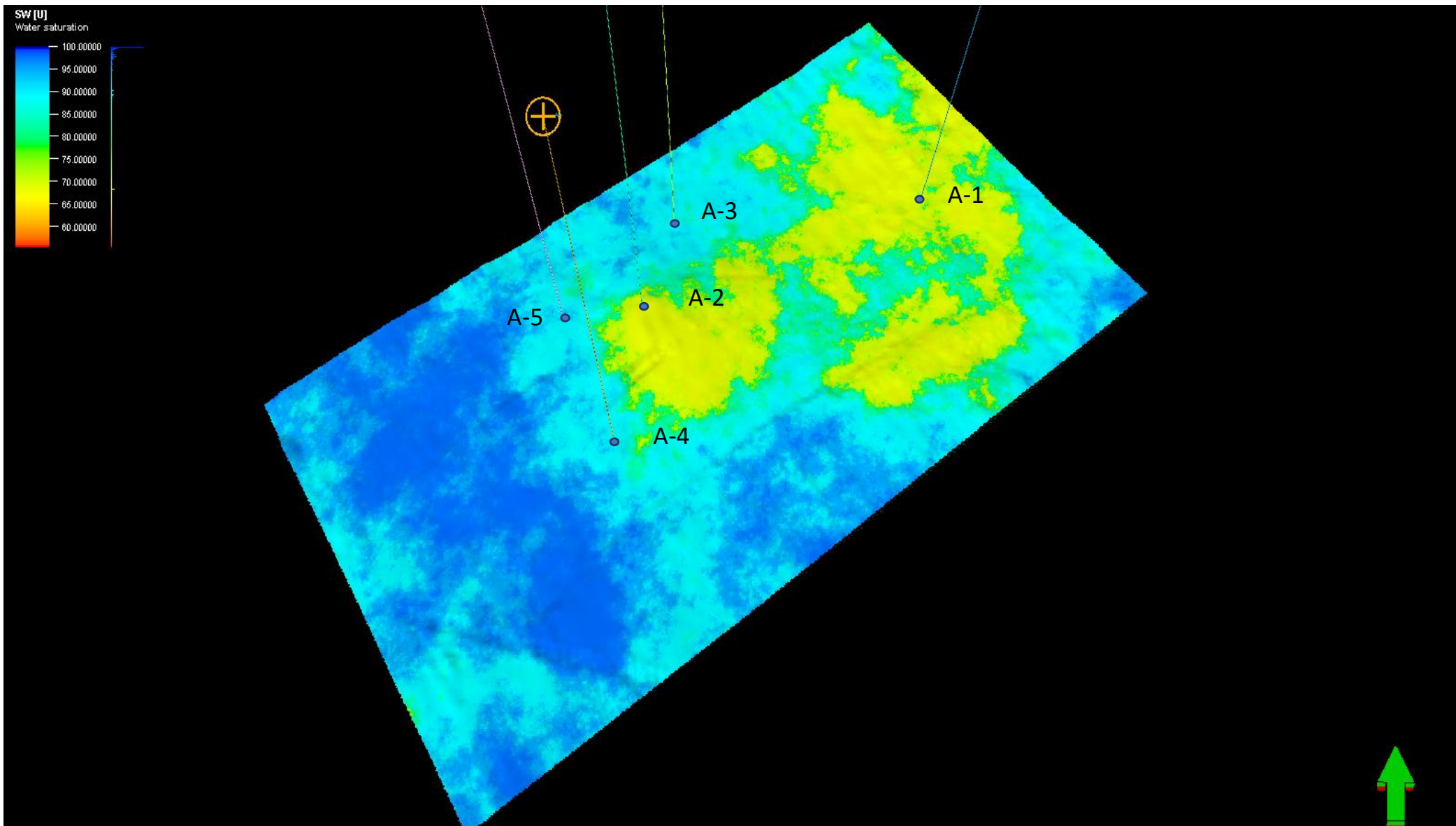


Figure 51:carte de la distribution de saturation de Gédinnien

4.1.2 Coupes modélisées :

➤ **Interprétation coup vertical des distributions des grés entre A-5 A-2 et A-1**

D'après cette carte qui montre une coupe verticale de niveau de dévonien on observe que la lithologie de formation de l'Emsien est à dominance argileux et la même pour la formation de siégénien est à dominance argileux avec un existence des couches des grès par contre la formation de gédinnien est à dominance gréseux (**Fig. 55**)

➤ **Interprétation coup vertical des distributions des grés entre A-4 A-2 et A-3**

D'après la coupe verticale des facies sud-nord au niveau des puits A.4, A.3 et A.2 à partir le Dévonien inférieur on observe que :

La formation de l'Emsien est à dominance argileux avec présence de couche de grès au nord (A-3). La formation du siégénien est à dominance argileux avec présence de quelque couche de grès. La formation du Gédinnien est à dominance gréseux au niveau de les 3 puits (**Fig. 56**)

➤ **Interprétation la coupe verticale de la porosité entre A-5 A-2 et A-1**

Cette carte montre une coupe verticale représenter la distribution des porosités au niveau des puits A-4, A-2 et A-1 du Dévonien inférieur on observe que :

La formation de l'Emsien la porosité est très faible dans tous les puits les valeurs sont entre 1 et 4 m³. La formation du siégénien la porosité est faibles les valeurs est entre 1 et 4 m³ avec présence des quelque zone les valeurs de la porosité un peu élevée entre 5 et 7. La formation du gédinnien la porosité est augment vers le nord les valeurs 9 m³ (**Fig. 57**)

➤ **Interprétation la coupe verticale de la porosité entre A-4 A-2 et A-3**

Cette carte montre une coupe verticale (SO, NE) au niveau de puits (A5, A2, A1) la distribution de la porosité on observons que

La formation de Emsien la porosité est très faible les valeurs varient entre 1 et 2. la formation du siégénien la porosité est très faible les valeurs entre 1 et 4 avec existence des petite zone la porosité augment jusqu'à 7. la formation du gédinnien la porosité est bonne est augment vers le NE la valeur maximale est 9 (**Fig. 58**)

➤ **Interprétation la coupe verticale de saturation entre A-5 A-2 et A-1**

La carte montre la distribution des saturations au niveau des puits A.5, A.2 et A.1 au Dévonien inférieur alors on observe que la formation de EMSIEN est totalement saturée par l'eau pour le SIGIENN la saturation 90% sauf la zone des grès la saturation 50% pour le GEDINIENN il y a des zones la saturation 90% sont des argiles les autres zones la saturation varie 60-65 des zones gréseuses (Fig. 59)

➤ **Interprétation la coupe verticale de la saturation entre A-4 A-2 et A-3**

Cette coupe verticale montre la saturation de l'eau au niveau des puits A-4, A-2 et A-3 de Dévonien inférieur

La formation de l'Emsien est totalement saturée par l'eau. La formation de siégénien la saturation varie 80-90% avec existence de quelque petite zone la saturation varie 60-75%. La formation de Gédinnien il y a des zones la saturation varie 80-90% par contre des zones à partir A-2 jusque A-3 la saturation varie 65-75% (Fig. 60)

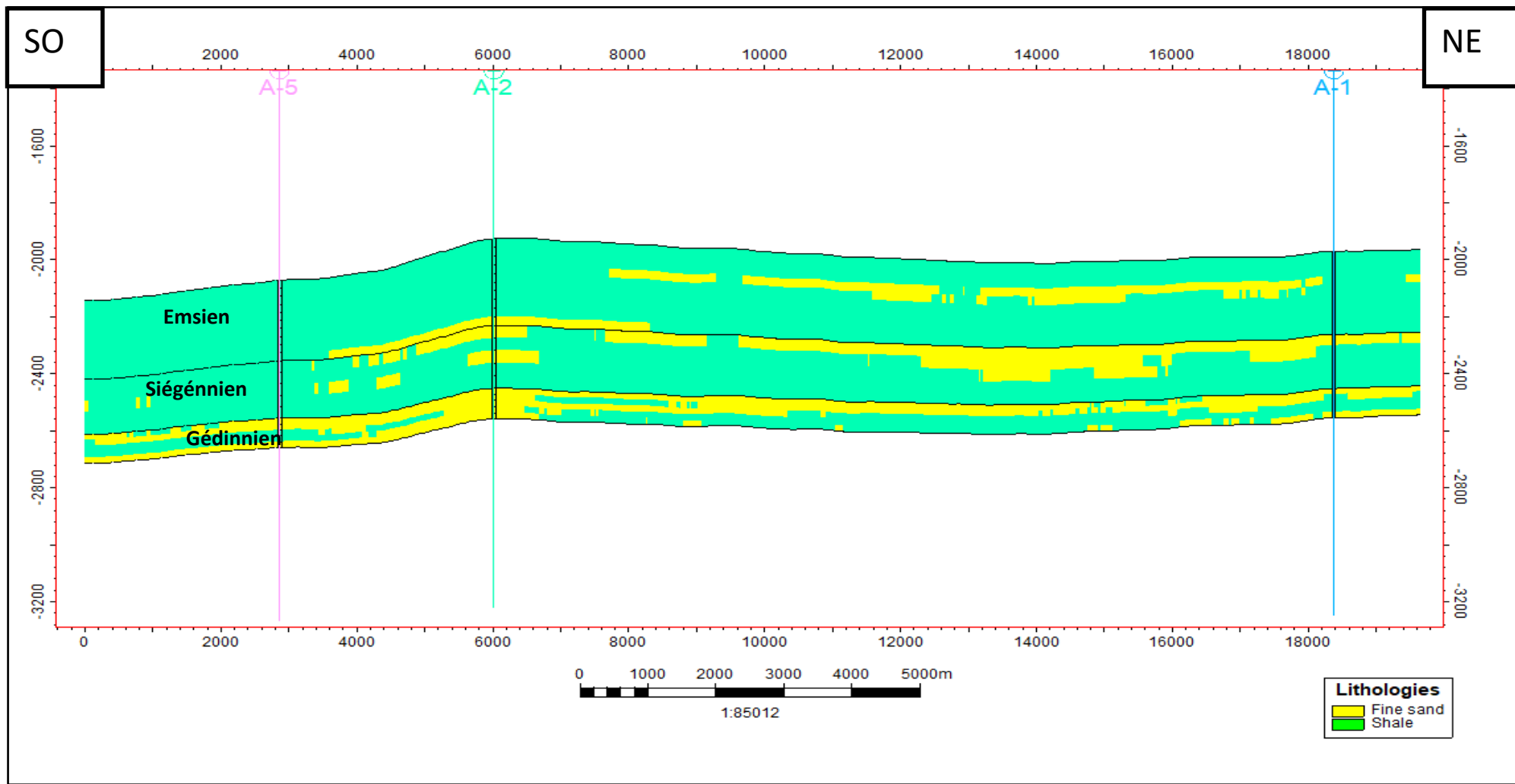


Figure 52: coup vertical des distributions des grés entre A-5 A-2 et A-1

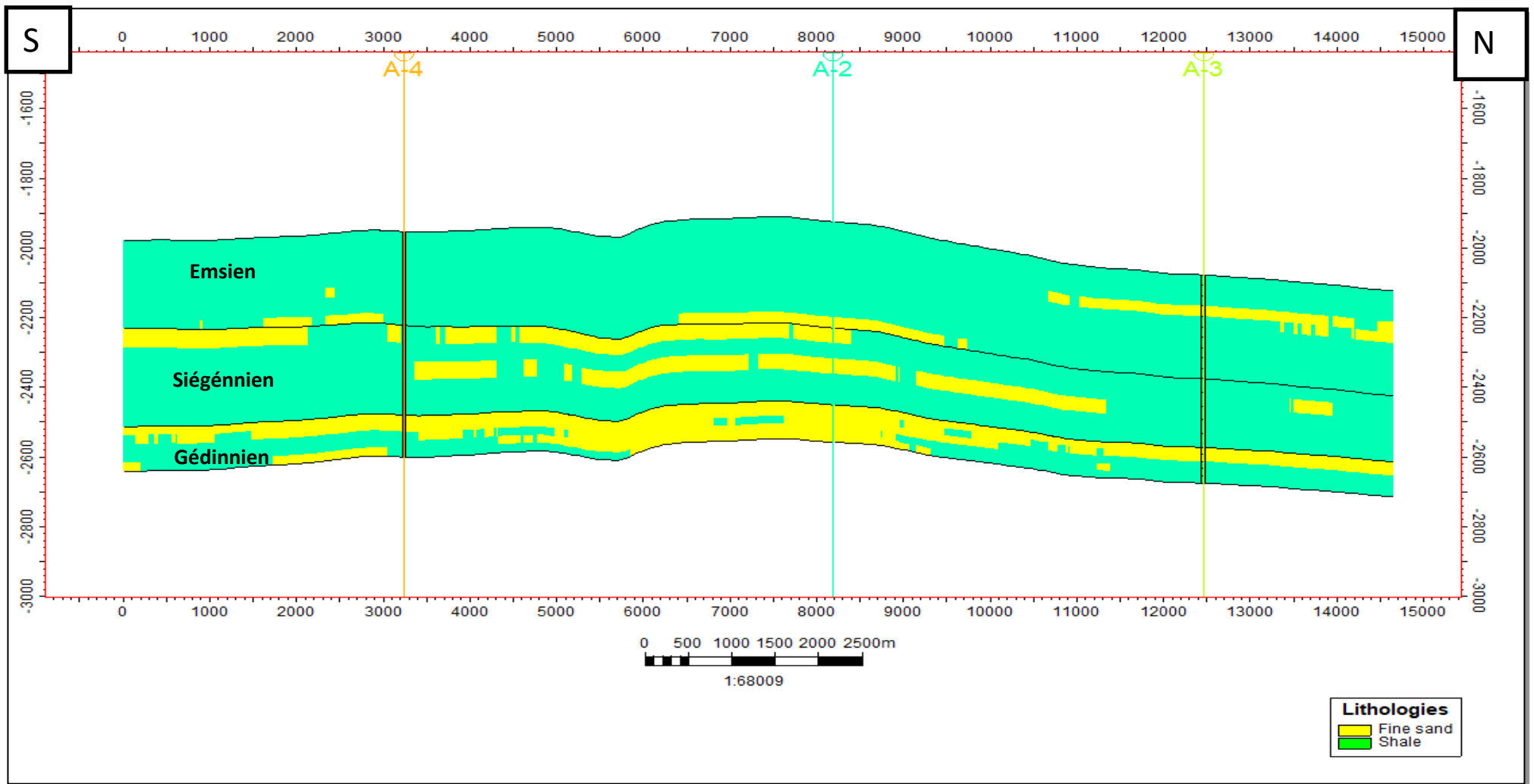


Figure 53: coup vertical des distributions des grés entre A-4 A-2 et A-3

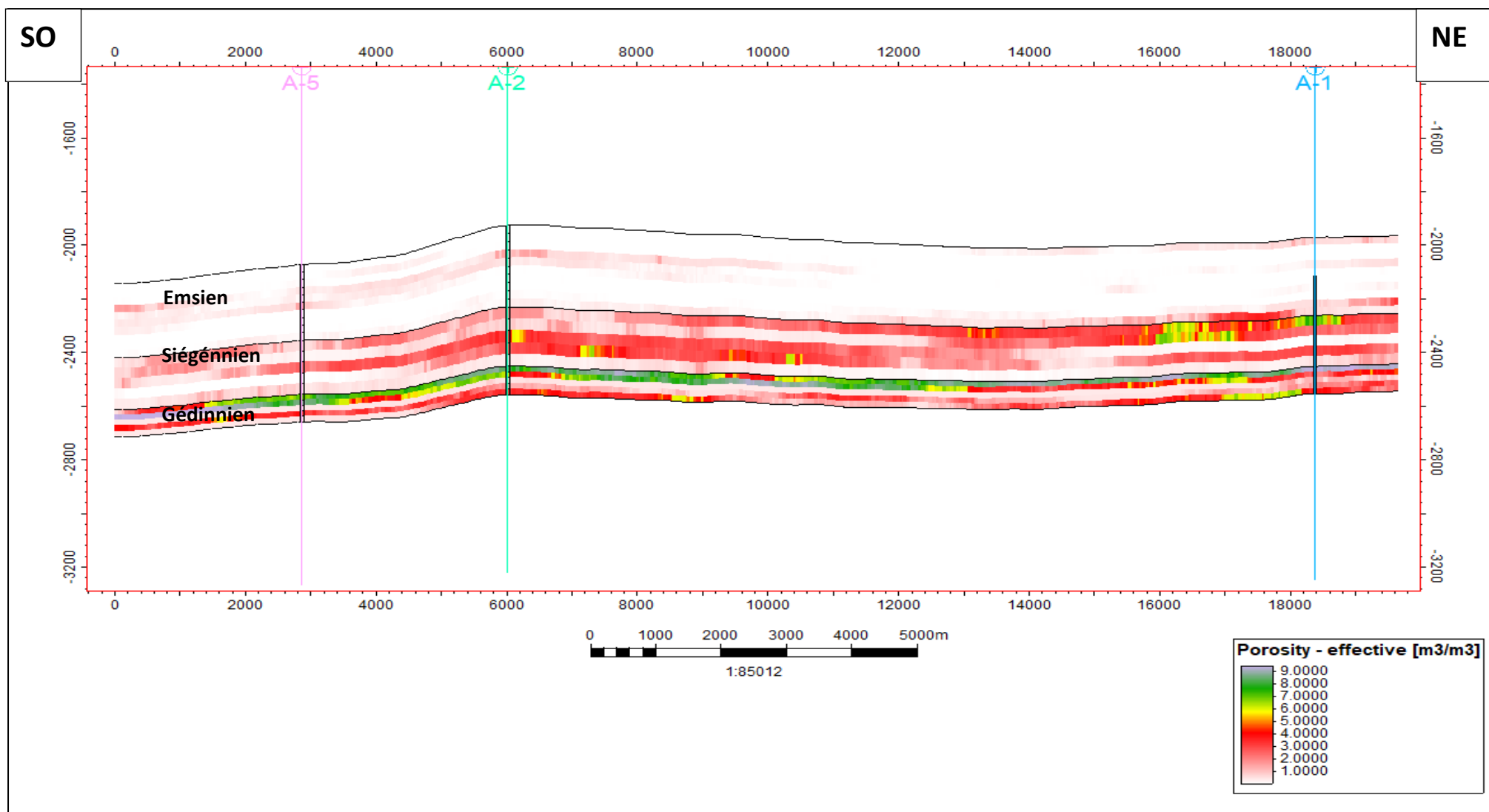


Figure 54: coupe verticale de la porosité entre A-5 A-2 et A-1

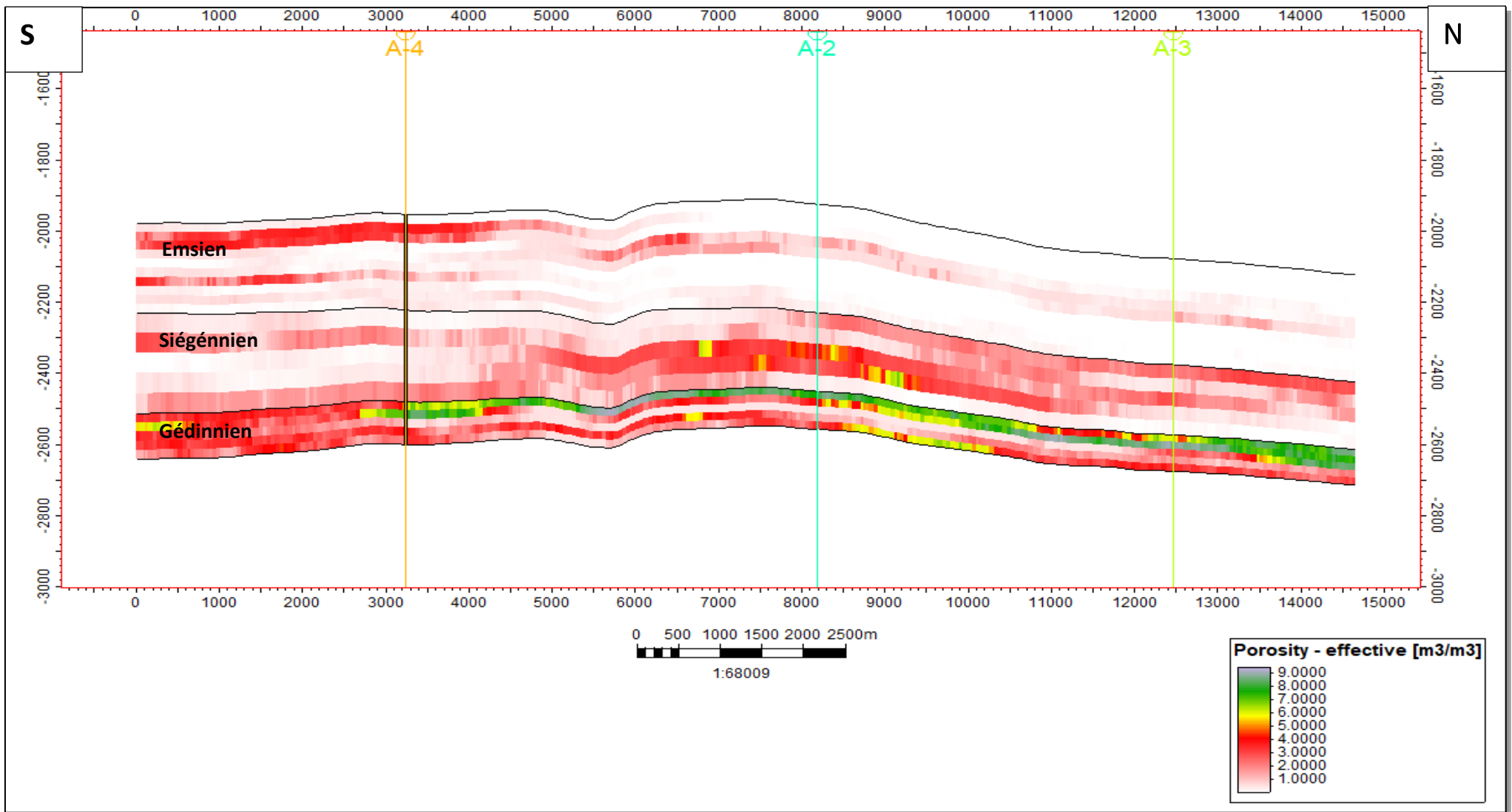


Figure 55: coupe verticale de la porosité entre A-4 A-2 et A-3

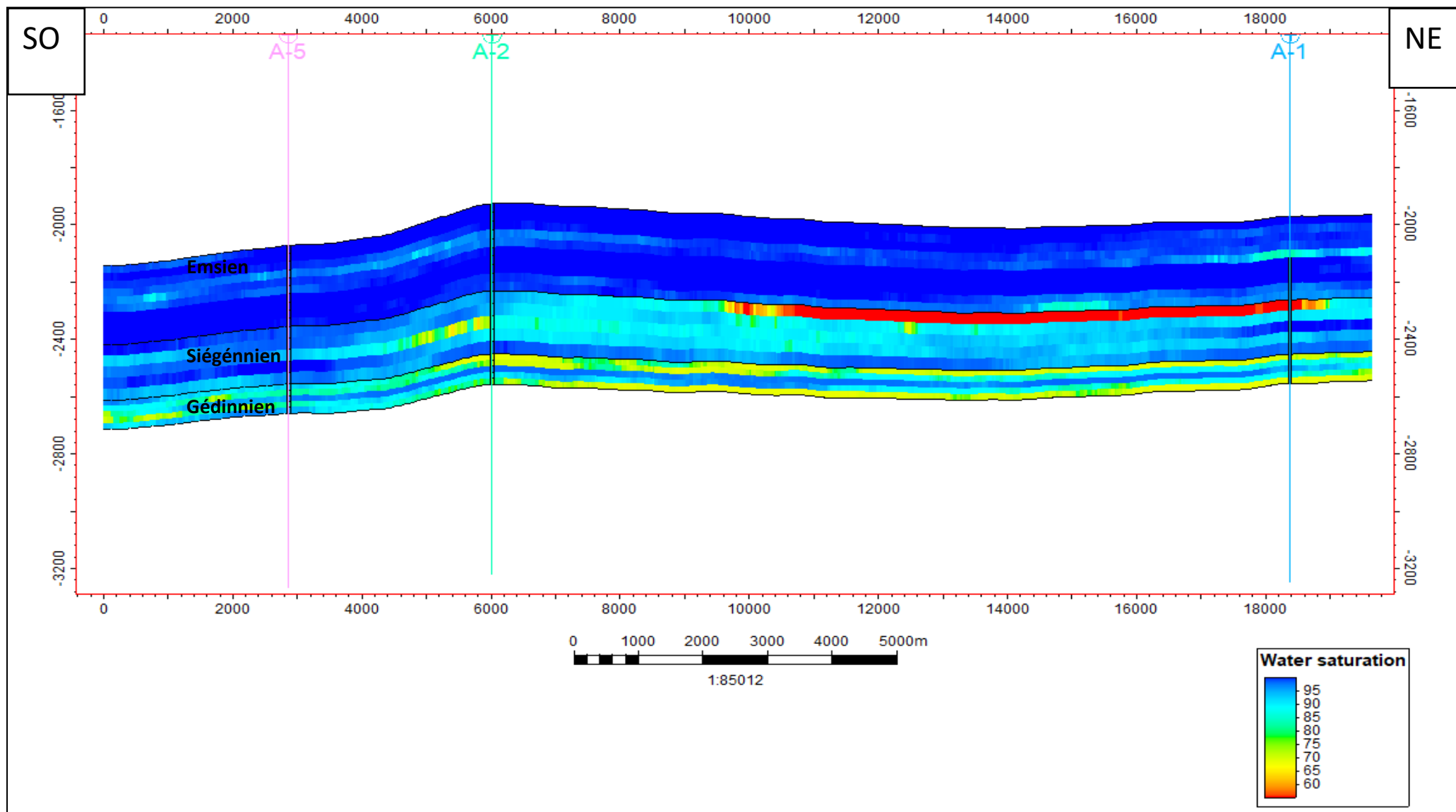


Figure 56: coupe verticale de saturation entre A-5 A-2 et A-1

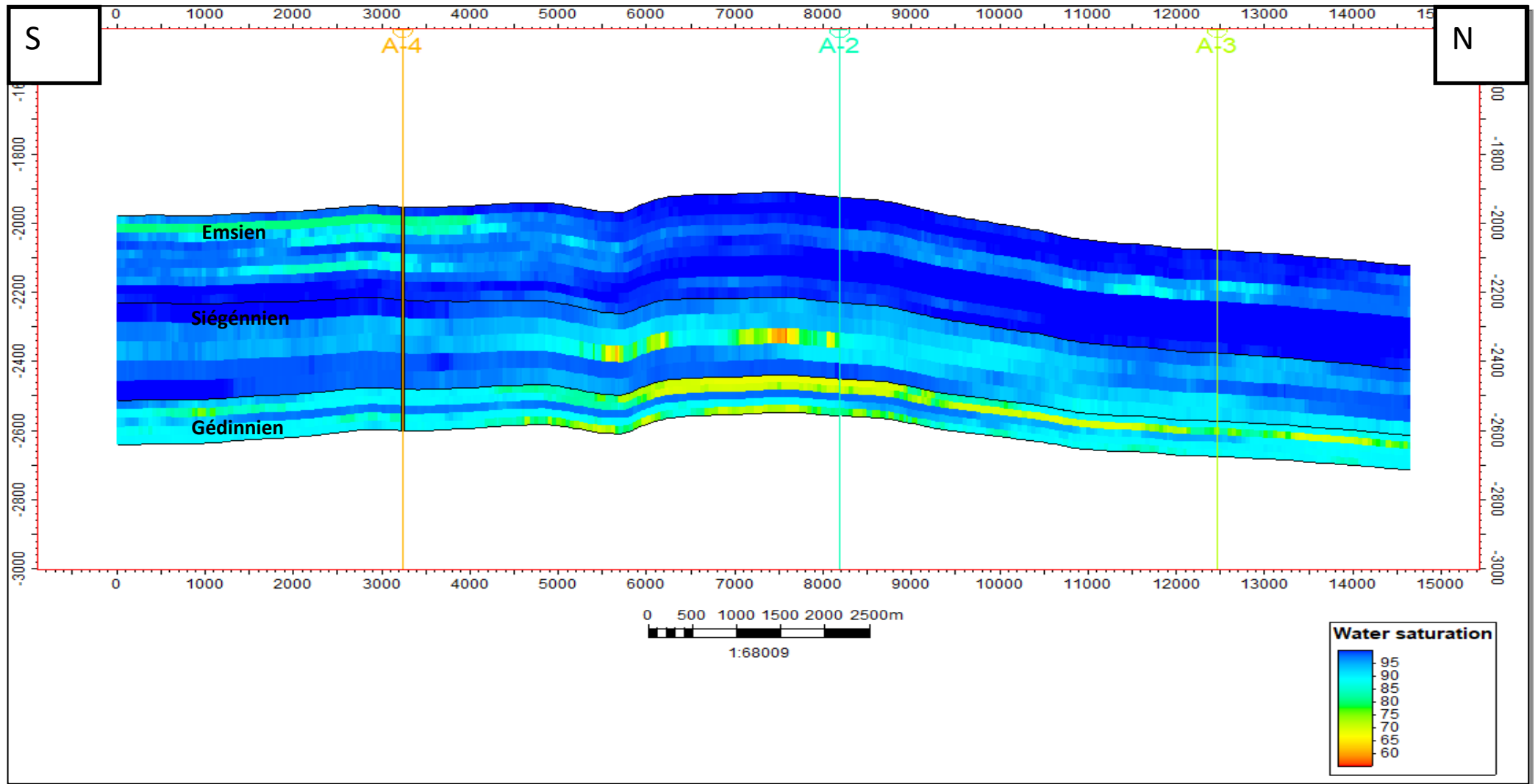


Figure 57: coupe verticale de saturation entre A-4 A-2 et A-3

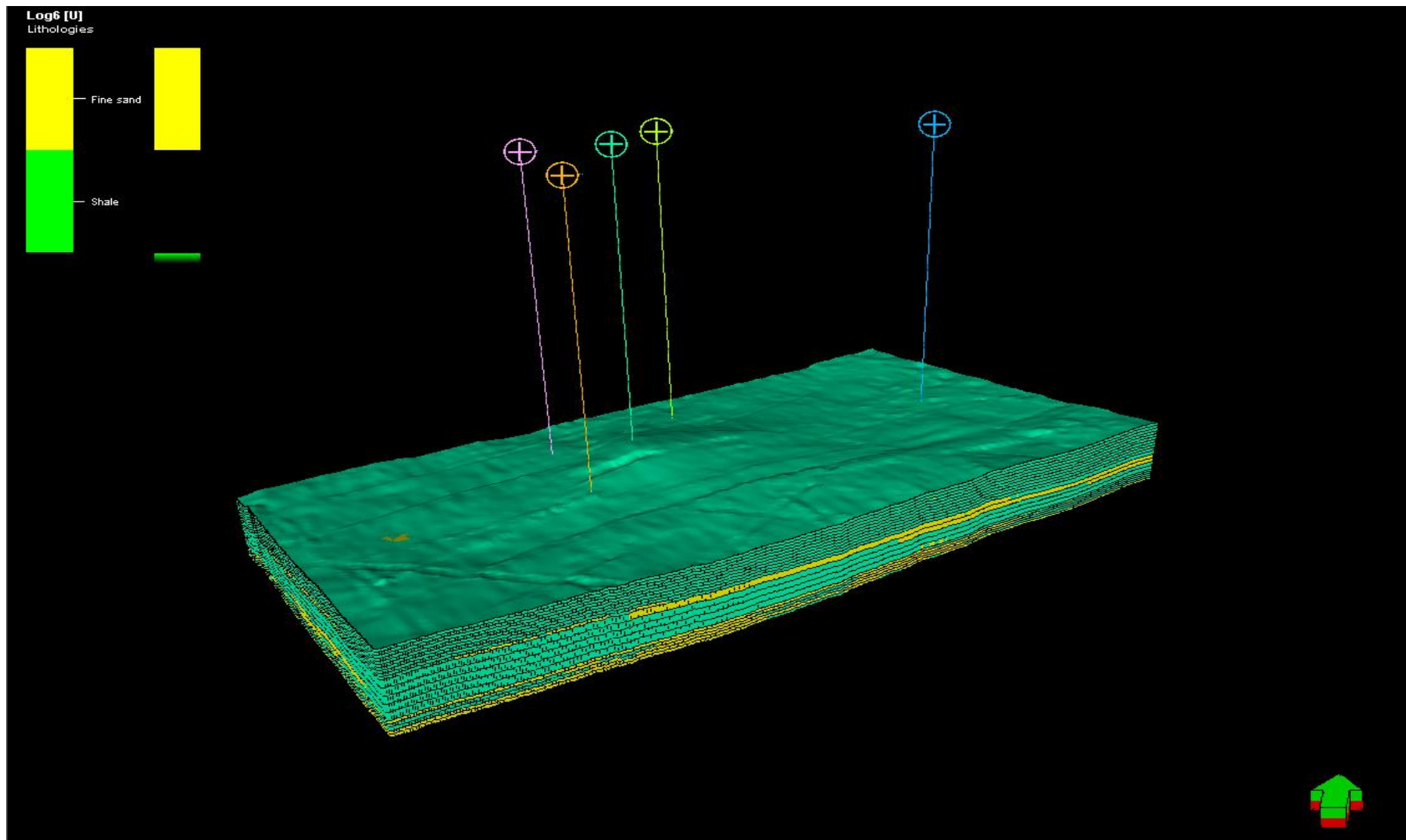


Figure 58:Modèle de Facies en 3D

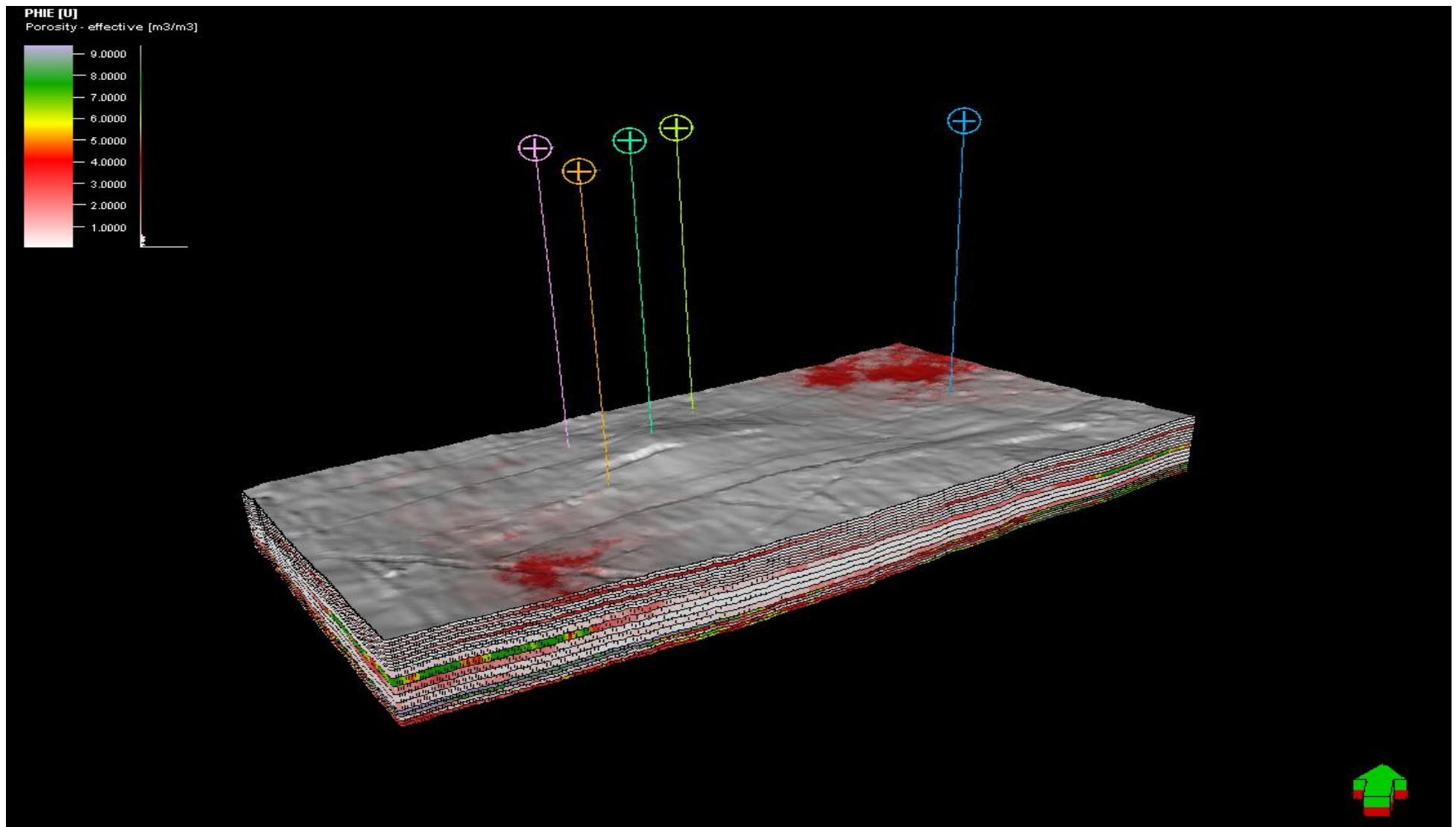


Figure 59:Modèle de porosité en 3D

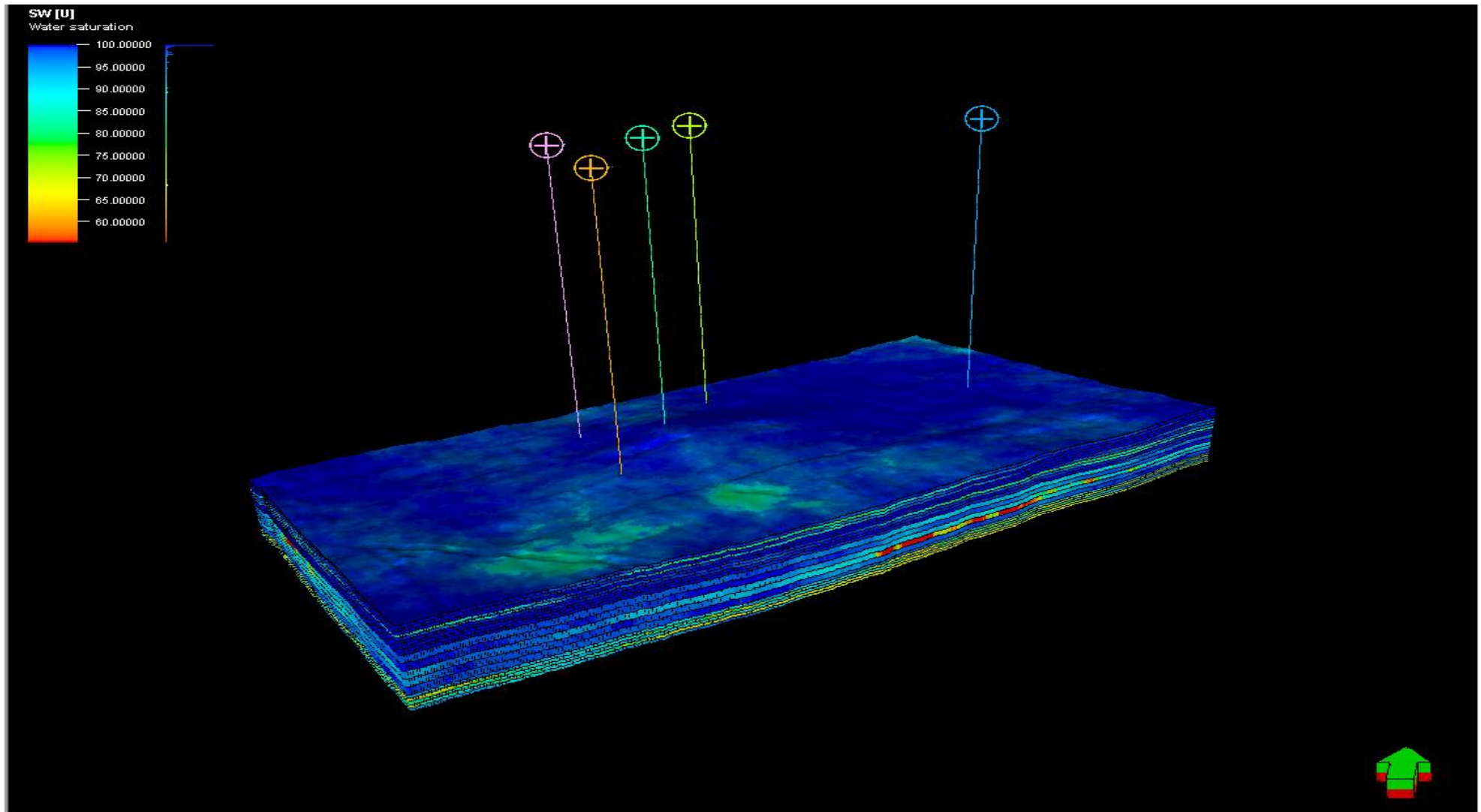


Figure 60:Modèle de saturation en 3D

Conclusion Générale

Ce travail permet de corréler les réservoirs du Dévonien inférieur de la zone Ouest du champ Hassi R'mel, Sillon de Benoud en Algérie. Cette étude s'appuie sur la description des carottes de 4 puits (A-1, A-2, A-3, A-4.)

Les principales conclusions de cette étude sont les suivantes :

- La sédimentation est essentiellement marin détritique, l'environnement de dépôts a été interprété comme étant: Off-shore, Lower, Middle à Upper Shoreface.

- La structure de la région de MAMI est en Horst et Graben.

Les propriétés pétrophysiques des réservoirs Emsien et Siégennien sont

Indépendantes, ces réservoirs sont caractérisés par une porosité moyenne à bonne et une Perméabilité très faible.

La faible perméabilité est la raison principale pour dit que ces réservoirs sont compacts et les coefficients de corrélation expliquent la mauvaise qualité de ces réservoirs due à L'hétérogénéité du milieu

Du point de vue pétrographique, les grès Dévonien inférieur sont constitués principalement de quartz, associés à des micas et accessoirement des minéraux lourds. Ces éléments figurés Sont cimentés par des ciments siliceux, argileux, accessoirement et carbonatés.

Le niveau poreux est représenté par de la porosité intergranulaire, de dissolution, de fracture et inter cristalline.

L'ensemble des observations pétrographiques nous a permis de déterminer les phénomènes diagenétiques majeurs qui ont affecté ces faciès réservoirs. Parmi lesquels, on peut citer le les dissolutions de ciments et la précipitation des carbonates au niveau de Gédinnien

L'influence des phénomènes diagenétiques sur les qualités réservoirs a engendré un effet favorable par la dissolution du ciment siliceux et une influence défavorable par le développement des différents ciments

Le projet est enrichi par une tentative de modélisation pouvant être intégrée dans un éventuel plan de développement.

Bibliographie

- BELFAR, M. KHELILI ; rapport SH-EXP (2005), potentiel pétrolier du Périmètre El Ouabed (blocs 103, 313).
- Rapport SH-EXP ; étude de l'extension du réservoir Gédinnien dans la région d'El Ouabed.
- Fiches technique, rapport d'analyse des carottes, master log des puits MAMI-1, MAMI-2, MAME-1, MAMS-1 et AET-1, rapport SH-EXP.
- Rapport SH-EXP ; réservoir argilo-gréseux.
- Boudjema. A. (1987) ; Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du sahara Nord (Algérie) Thèse de doctorat en science, université de Paris(XI) Orsay.
- Kazi Tani. N (1996) ; Evolution comparée des bassins algériens depuis le protérozoïque inférieur. 2ème journées scientifiques et techniques JST2. Recueil de communications. Tome 1.
- Archie (1952); made the first attempt at relating rock fabric to petrophysical rock properties in carbonates rocks.
- Cours MASTER 1, module géostatistique Mr CHAOUCHI.R.
- Fiche technique schlumberger (Januaru, 2016); Geology and geomechanics analysis for drilling desing of MAMS.
- Cours troisième année module bassin sédimentaire Mr ZELLOUF Khemissi.
- MEBROUKI Nacira mémoire de Magister 'ETUDE GEOLOGIQUE DEL'EXTENSION DE LA ZONE DE BENKAHLA GISEMENT '

Site Web :

<https://www.isto-orleans.fr/2022/06/29/porosimetre-a-mercure/>

<https://www.semmlogging.com/wp-content/uploads/2021/11/Porosite-Neutron-DNGS.pdf>