

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES
ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE
ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers.

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

Thèmes :

**Caractérisation pétrophysique et analyse de la fracturation
dans les réservoirs pétroliers de la série inférieure du Trias
(champ Oglet En Nasser, bassin de Touggourt).**

Présenté par :

ABIDAT AYA

BEN ALI MANAL

Soutenu publiquement le :

Le 15/06/2025

Devant le jury :

Président :

Mr.Remita Abdellatif

M.A.A Univ. Ouargla

Promoteur :

PR.Belksier Mohamed Salah

P.R Univ. Ouargla

Examineur :

Dr.laouini Hamza

M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2024/2025

Remerciements

En premier lieu, j'exprime ma profonde gratitude envers Dieu tout puissant pour m'avoir accordé la santé, la volonté, la patience et la guidance nécessaires à la réalisation de ce modeste travail. Mes remerciements les plus sincères et chaleureux s'adressent à mon promoteur, Monsieur PR. belksir Mohamed salah pour avoir accepté de m'encadrer. Je lui suis infiniment reconnaissant pour son aide précieuse, ses conseils avisés, sa disponibilité constante, son suivi attentif et sa confiance. Je tiens également à exprimer ma reconnaissance à Monsieur Dr Laouini Hamza pour avoir accepté de présider le jury de ma soutenance. De plus, je remercie Monsieur Mr. Remita Abdellatif pour l'honneur qu'il m'a fait en jugeant mon travail. Mes remerciements vont également à Monsieur BENALI Brahim, et l'équipe du service géologie de Mohamed Makdad , Moufid beddiaf , Benhaddouche brahim , somia, Nasri Abdlkader, de SONATRACH pour leur soutien. Enfin, j'adresse ma gratitude à toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin à compléter ce travail.

Merci à tous.

Dédicace

Au nom de Dieu et remercie

Dieu Je dédie ce mémoire à :

Dédié avec amour et gratitude à mon père, pour sa sagesse et son soutien, et à ma mère, pour son amour inconditionnel et ses sacrifices. À mes frères, Ramzi et Imad, pour leur soutien indéfectible, et à mes princesses, Lilia et Ferdawes, sonia, qui illuminent ma vie. Avec reconnaissance, je remercie ma sœur, Kanza, et son mari, Riad Dakich, pour leur bienveillance, ainsi que mon oncle, Nourddine, et sa femme, Mbarka Bailiche, pour leur générosité et leur dévouement. À mon héros, Lotfi, que Dieu ait pitié de lui, dont les encouragements ont été une source d'inspiration. Enfin, à mes oncles paternels et toute ma famille, merci pour votre amour et votre soutien constants, qui ont enrichi ce parcours.

ABIDATAYA

Dédicace

Je rends grâce à Allah Tout-Puissant, sans Sa volonté je ne serais pas parvenue à ce stade.

À mon père,

Mon premier héros, ma force silencieuse, Merci pour tes sacrifices, tes conseils et ta confiance en moi.

Tu m'as appris que le travail et la persévérance mènent à tout.

À ma mère,

*Mon amour inconditionnel, ma douceur et ma lumière,
Merci pour tes prières, ton soutien et tes nuits blanches à mes côtés.*

Tu as transformé chaque obstacle en étape vers la réussite.

À mes sœurs et frères,

Complices de ma vie et témoins de mes efforts,

Votre présence a été mon réconfort précieux,

À celui qui a planté dans mon cœur l'amour de l'ambition

Et m'a appris qu'avec la volonté, rien n'est impossible.

À l'ingénieur Adel Maraghnia,

Pour son précieux soutien et ses conseils éclairés tout au long de cette année universitaire.

En guise de salutation sincère à tous ceux

Qui m'ont accompagnée de leur affection véritable.

BEN ALI MANAL

الملخص:

هذا البحث يحلل بالتفصيل خصائص الخزان الترياسي السفلي في حقل أوغليت الناصر. يركز على الحدود التتابعية ووصف العينات المستخرجة من مختلف الآبار. وقد أظهرت دراسة الحقل التأثير البارز للفوالق الرئيسية ذات الاتجاه شمال شرقي - جنوب غربي (NE-SO) على هيكله وخصائص الصخور المكمنية للخزانات. تسهم هذه الفوالق في زيادة كثافة التشققات، مما يؤدي إلى توليد مسامية ثانوية وتحسين النفاذية، وبالتالي تعزيز ترابط المسام وتسهيل تدفق الهيدروكربونات من جهة أخرى، تُظهر بعض المناطق قلة في التشققات الطبيعية، مما يحد من النفاذية بالرغم من وجود مسامية جيدة في بعض الحالات. علاوة على ذلك، تلعب أقصى إجهادات أفقية ذات الاتجاه شمال غربي - جنوب شرقي دوراً أساسياً في توجيه تدفق الهيدروكربونات وتحسين خصائص الخزان (NW-SE).

الكلمات المفتاحية:

Résumé :

Ce mémoire analyse en détail les caractéristiques du réservoir triasique inférieur dans le Champ d'Oglet En Nasser. Il se concentre sur les limites séquentielles, la description Des échantillons de différents puits. L'étude du champ a mis en évidence l'influence prépondérante des failles majeures NE-SO sur la structuration et les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs. Ces structures favorisent une densité accrue de fractures, générant une porosité secondaire et une meilleure perméabilité, améliorant ainsi la connectivité des pores et facilitant l'écoulement des hydrocarbures. En revanche, certaines zones montrent une faible fracturation naturelle, ce qui limite la perméabilité malgré des porosités parfois satisfaisantes. Par ailleurs, la contrainte horizontale maximale orientée NW-SE joue un rôle clé dans la migration des hydrocarbures et l'amélioration des propriétés du réservoir.

Mot clé:

Abstract:

This thesis provides a detailed analysis of the characteristics of the Lower Triassic reservoir in the Oglet En Nasser field. It focuses on sequence boundaries and the description of samples from various wells. The study highlights the significant influence of the major NE-SW faults on the structural and petrophysical characteristics of the reservoirs. These faults enhance fracture density, generating secondary porosity and improving permeability, thereby optimizing pore connectivity and facilitating hydrocarbon flow. Conversely, certain areas exhibit low natural fracturing, which limits permeability despite occasionally favorable porosity. Moreover, the maximum horizontal stress-oriented NW-SE plays a crucial role in hydrocarbon migration and the enhancement of reservoir property.

Keywords:

Sommaire :

Remerciements	I
Dédicace	II
Dédicace	III
Sommaire :	V
Liste des figures :	VII
Liste des tableaux :	VIII
Liste d'abréviations :	IX
Introduction générale :	1

Chapitre I : Cadre Général De L'étude

I.1 Contexte Géologique :	3
I.2 Localisation :	3
I.2.1. Découvert de Gisement :	4
I.3 Aspect géologique et stratigraphique.....	5
I.3.1 Dépôts cénozoïques	5
I.3.2 Dépôts mésozoïques	5
I.3.3 Jurassiques :	6
I.3.4 rias :	7
I.3.5 Dépôts paléozoïque :	8
I.3.6 Ordoviciens :	8
I.4 Migration et piégeage des hydrocarbures (système pétrolier) :	10
I.4.1 Roche mère et migration :	10
I.4.2 Roches réservoirs.....	10
I.4.3 Roches couvertures :	11

Chapitre II : Etude Petrophysique Et Diagraphique

II. CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DES ROCHES RESERVOIRS	14
II.2. Analyse des Cartes Isobathes et Isobaque du Champ : Corrélations Lithologiques et Interprétations selon les Transects"	14
II.2.1 Description de la carte en isobathes au toit du Trias série inférieure :	14
II.2.2 Description de la carte en isopaque au toit du Trias série inférieure :	14
II.2.3. Corrélation diagraphique des puits :	16
II.2.4. Interprétation diagraphique de paramètres petro-physiques	16
II. 2.4.1. Aperçue sur les types de diagraphies utilisés.....	16
II.2.4.2. Interprétation des corrélations.....	18
II.3. Aperçu des paramètres pétro-physique.....	20
II.3.2 La saturation :	22
II.3.3 La perméabilité	22
II.4 L'EVOLUTION DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES.....	24
II.4.1. La Distribution de la Perméabilité	24
II.4.2. La Distribution de la porosité	31
II.4.3. La Saturation en eau.....	36
II.4.4. Carte de perméabilité	44
II.4.5. Carte de porosité	45
II.4.6. Carte de saturation	45
Conclusion.....	45

Chapitre III : Analyse De La Fracturation Par L'imagerie

III.1 Introduction	47
III.2 Définition de l'imagerie des parois de puits.....	47
III.2.1 L'utilisation de cette technique s'avère essentielle dans le but de	47
III.3 Imagerie acoustique :	48
III.3.1 Outil CBIL (Circumferential Borehole Imaging Log)	49
III.3.2 Outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager - Schlumberger)	49
III.4 Imagerie électrique.	49
III.4.1 L'outil électrique OBMI (Oil Base Mud Micro Imager) [OBMI Brochure.2004-Schlumberger].	50
III.5 Traitement des données brutes	50
III.5.1 But du traitement des données brute :	50
III.5.2 Logiciel utilisé :	51
III.6 Définition et typologie des fractures :	52
III.6.1 État de contrainte dans la Terre.	52
III.6.2 Endommagements liés aux contraintes :	53
III.6.3 Les breakouts :	54
III.7 Analyse des Fractures et des Contraintes Géologiques dans le Puits OEN-4 à l'Aide des Données d'Imagerie EL_CBIL :	55
III.7.1 Méthodologie.....	55
III.7.2 Direction de la contrainte :	56
III.7.3 Analyse de la fracture:	56
III.7.4 Direction de fracture:	58
III.8 Caractérisation des Fractures et des Contraintes dans le Puits OEN-7 par Imagerie EL_CBIL.	58
III.8.1 Méthodologie :	59
III.8.2 Direction de la contrainte :	59
III.8.3 Analyse de fracture :	60
III.8.4 Direction des fractures :	61
III.9 Caractérisation des Fractures et des Contraintes Géologiques dans le Puits OEN-9 par Imagerie EL_CBIL.	62
III.9.1 Méthodologie.....	63
III.9.2 Direction de la contrainte :	63
III.9.3 Analyse de fracture :	64
III.9.4 Direction des fractures :	64
III.10 Description de la carotte :	65
III.10.1 Puits OEN7 :	65
III.10.2 Puits OEN9 :	66
III.11 Conclusion.....	67
Conclusion générale :	69
Références bibliographiques :	71
Annexes:	Error! Bookmark not defined.

Liste des figures :

Figure 1: Carte localisation de la zone (Oglet EnNasser)	4
Figure 2: Carte localisation de la zone puit des OEN.....	4
Figure 3: Colonne lithostratigraphie de champ OEN	9
Figure 4: Coupe géologique W-E passant par BEK-1, OEN-2, OEN-1. Et BOG-2	11
Figure 5: Schéma montrant les différentes séquences triasiques avec leurs architectures verticales suivant l'espace d'accommodation (a, Beicip Franlab, 2018) et (b, Wright & Marriot, 1993).....	12
Figure 6: carte en isobathes de Oglet En Nasser	15
Figure 7: Carte isobaque au toit de la série inférieure	15
Figure 8: corrélation horizontale des puits OEN11, OEN8, OEN4, OEN2 dans la direction Est-Ouest	18
Figure 9: Profil A (EST-OUEST).....	19
Figure 10: corrélation verticale des puits OEN6, OEN2, OEN7, OEN14 dans la direction Nord-Sud	20
Figure 11: Profil B Nord-Sud	20
Figure 12: Histogramme de perméabilité de puit OEN 2	24
Figure 13: Histogramme de perméabilité de puit OEN 6	25
Figure 14: Histogramme de perméabilité de puit OEN 7	25
Figure 15: Histogramme de perméabilité de puit OEN 7	26
Figure 16: Histogramme de perméabilité de puit OEN 2	28
Figure 17: Histogramme de perméabilité de puit OEN 11	28
Figure 18: Histogramme de perméabilité de puit OEN 4	29
Figure 19: Histogramme de perméabilité de puit OEN 8	29
Figure 20: Histogramme de porosité de puit OEN 2	31
Figure 21: Histogramme de porosité de puit OEN 6	31
Figure 22: Histogramme de porosité de puit OEN 7	32
Figure 23: Histogramme de porosité de puit OEN14	32
Figure 24: Histogramme de porosité de puit OEN 2	34
Figure 25: Histogramme de porosité de puit OEN 4	34
Figure 26: Histogramme de porosité de puit OEN 11	35
Figure 27: Histogramme de porosité de puit OEN 8	35
Figure 28: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 2	36
Figure 29: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN6	37
Figure 30: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN7	37
Figure 31: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN14	38
Figure 32: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 2	40
Figure 33: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 4	40
Figure 34: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 8	41
Figure 35: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 11	41
Figure 36: carte de perméabilité	43
Figure 37: : carte de porosité	43
Figure 38: carte de Saturation	44
Figure 39: carte de Perméabilité	44
Figure 40: Images générées par l'outil d'imagerie acoustique	48
Figure 41: Principe de mesure de l'UBI	49
Figure 42: OBMI	50
Figure 43: Traitement des données brutes	51
Figure 44: Régimes de contraintes	53

Figure 45: Ovalisation d'un forage avec représentation des contraintes horizontales	54
Figure 46: Relation entre la pression de boue et les figures de stress	54
Figure 47: Le module Inclinomètre QC montre que les paramètres d'acquisition sont fiables.	55
Figure 48: Direction de la contrainte dans le puits OEN 4.....	56
Figure 49: Analyse des fractures par imagerie EI_CBIL dans le puits OEN 4	57
Figure 50: Fracture sur l'imagerie acoustique fracture sur l'imagerie électrique.....	58
Figure 51: Le module Inclinomètre QC montre que les paramètres d'acquisition sont fiables.	59
Figure 52: Direction de la contrainte dans le puits OEN 7.....	60
Figure 53: Analyse de la fracturation dans les unités T1 et T2 et la série inférieure par l'imagerie EL-CBIL	61
Figure 54: Fracture sur l'imagerie acoustique fracture sur l'imagerie électrique	62
Figure 55: Le module Inclinomètre QC montre que les paramètres d'acquisition sont fiables.	63
Figure 56: Direction de la contrainte dans le puits OEN 9.....	63
Figure 57: Analyse de la fracture T1 et T2 et la série inférieure.....	64
Figure 58: Fracture sur l'imagerie acoustique fracture sur l'imagerie électrique	64
Figure 59: Carotte de puits OEN7 [3896]	65
Figure 60: Carotte de puits OEN7 [3887]	65
Figure 61: Carotte de puits OEN 9 [3896]	66
Figure 62: Carotte de puits OEN 9 [3938]	67

Liste des tableaux :

Tableau 1: classification de porosité	21
Tableau 2: Classification des perméabilités	23

Liste d'abréviations :

DP : division production

GR : Gamma Ray

K : Perméabilité (md)

Sw : Saturation en eau (%)

Vp : Volume des pores (cm³)

Vsh: Volume shale (%)

Ø : Porosité (%)

PHI : Porosité

OEN : Oglet En Nasser

Unités :

Km : kilomètre

m: mètre

md: mili darcy

CBIL: circumferential Borehole Imaging Log

UBI: Ultrasonic Borehole Imager

SLB: Schlumberger

EL : Électrique

QC : Contrôle Qualité

Introduction générale

Introduction générale :

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures jouent un rôle stratégique dans le développement économique et énergétique mondial. Ces activités nécessitent une compréhension approfondie des réservoirs géologiques, qui constituent les principales unités de stockage des hydrocarbures. L'étude des réservoirs, en particulier dans des contextes géologiques complexes, est essentielle pour optimiser les stratégies d'exploration, de production et de gestion des ressources pétrolières et gazières.

La région d'Oglet En Nasser, située dans le champ de Touggourt Est, illustre l'importance de telles études. Ce site est caractérisé par un réservoir pétrolifère majeur datant du Trias inférieur, une période marquée par des conditions géologiques favorables à la formation de réservoirs de grande qualité. Toutefois, les variations lithologiques et pétrophysiques observées dans cette région soulignent la nécessité d'analyses détaillées pour mieux comprendre la distribution et les caractéristiques des unités productives.

Ce mémoire s'inscrit dans cette démarche en se concentrant sur l'analyse des propriétés lithologiques et pétrophysiques du réservoir triasique inférieur d'Oglet En Nasser. L'objectif principal est d'évaluer la qualité et l'extension latérale du réservoir à travers une corrélation des données issues des différents puits forés dans la région. Ces analyses permettront d'identifier les zones à fort potentiel et d'offrir des recommandations pour les futures activités d'exploration et d'exploitation.

À travers une approche méthodologique rigoureuse, ce travail vise à fournir des informations précieuses sur les caractéristiques du réservoir, contribuant ainsi à la prise de décision dans le domaine pétrolier.

J'ai effectué un stage à la division Exploration à Hassi Messaoud Base Irara, du 16/02/2025 au 26/02/2025, et consulté le département de Géologie pour l'acquisition des données nécessaires.

Chapitre I :

Cadre Général De L'étude

I.1 Contexte Géologique :

La plateforme saharienne, faisant partie intégrante du craton nord-africain, témoigne de l'histoire géologique qui a façonné la région. Ici, le socle cristallin ancien repose sous une couverture sédimentaire substantielle, s'étendant sur les ères paléozoïque et mésozoïque.

L'ère paléozoïque, avec son vaste territoire, présente une riche palette d'époques géologiques, allant du Cambrien au Carbonifère. Pendant ce temps, l'ère mésozoïque expose une gamme diversifiée de dépôts sédimentaires, comprenant des faciès continentaux, lagunaires et marins des périodes triasiques, jurassique et crétacée. À travers les éons, cette plateforme a été soumise à une myriade de forces tectoniques, entraînant un paysage caractérisé à la fois par des ondulations subtiles et des soulèvements spectaculaires.

Parmi les caractéristiques marquantes de la plateforme saharienne se trouve la structure géologique prominente connue sous le nom de dôme de Hassi Messaoud. Ce dôme de forme ovoïde, orienté le long d'un axe NE-SW, occupe une position stratégique dans les régions nordiques de la plateforme saharienne, s'étendant sur les méridiens 5°40' à 6°20' Est et les parallèles 31°30' à 32°00' Nord, couvrant une superficie étendue d'environ 5 400 kilomètres carrés. Sa formation est intimement liée à une histoire paléotectonique complexe, façonnée par l'interaction des forces géologiques sur des millions d'années.

Le dôme de Hassi Messaoud sert de point focal au sein de la province triasique plus large, témoignant de la complexité géologique de la région. Autour du dôme, une constellation de structures géologiques enrichit davantage le paysage, comprenant des caractéristiques notables telles que les champs de Oglet EnNassr situés au nord-est du champ de Hassi Messaoud.

En plongeant plus profondément dans l'histoire géologique de la plateforme saharienne, nous découvrons une palette de paysages anciens et de processus dynamiques qui ont sculpté la région au fil des millénaires. Des profondeurs du paléozoïque aux sommets du mésozoïque, l'héritage géologique de cette plateforme sert de fenêtre sur le passé lointain de la Terre, offrant des insights sur les forces qui continuent de façonner notre planète aujourd'hui.

I.2 Localisation :

La structure de Oglet En Nasser présente une élongation à l'ouest et à l'Est suivant la direction NE-SO d'une superficie de 150 km² et une amplitude de 50m. Elle est traversée par des failles normales de direction NE-SO avec des rejets de 30 à 60m et bordée à l'Ouest par deux failles régionales de direction Est-Ouest et Nord-Est Sud-ouest. Le puits OEN-1 est

implanté dans la partie Nord-Est de la structure. Le top du Trias Série Inférieure est prévu à une profondeur de 3892m soit à -3750 en TVDSS.

I.2.1. Découvert de Gisement :

Les forages OEN s'inscrivent dans le cadre du programme de délinéation de la découverte d'huile réalisée dans le réservoir Trias (Série Inferieure) suite au forage des puits OEN1 et OEN2 (2018).

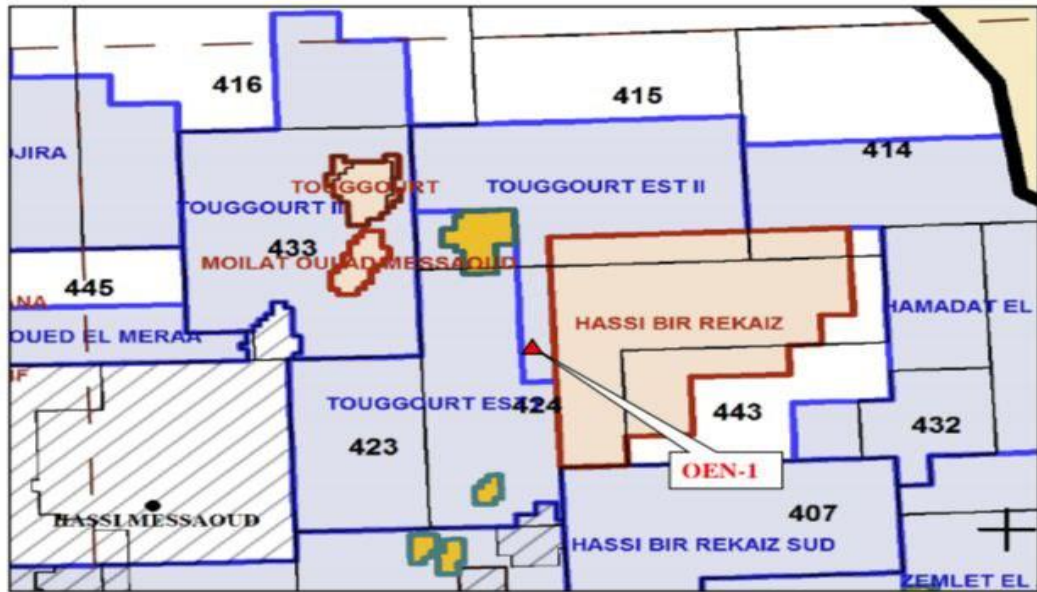


Figure 1: Carte localisation de la zone (Oglet EnNasser)

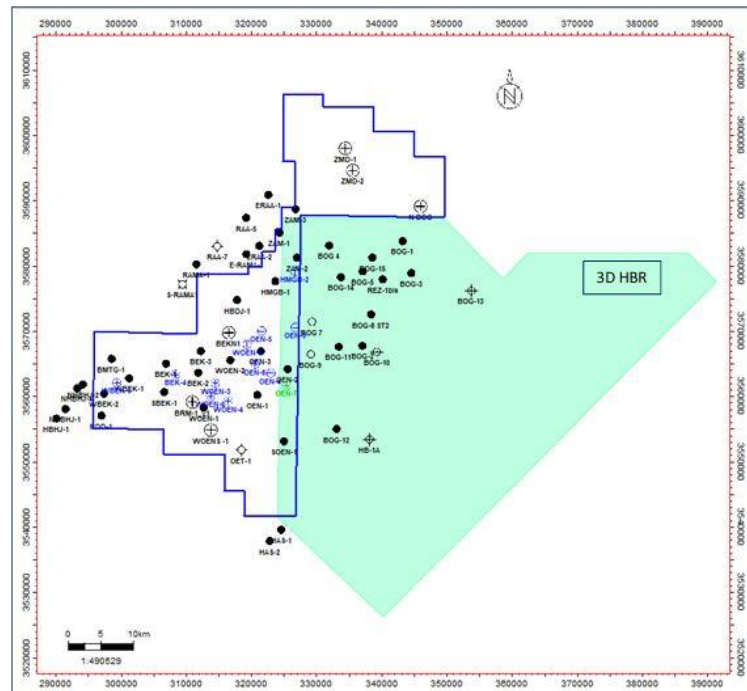


Figure 2: Carte localisation de la zone puit des OEN

I.3 Aspect géologique et stratigraphique

L'intérêt pétrolier de cette zone est extrêmement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable et dont le réservoir triasique (série inférieure+T1+T2) constitue l'objectif principal. Le réservoir montre une isopacité dans cette région où l'épaisseur maximale peut atteindre 60 m (Figure 03)

I.3.1 Dépôts cénozoïques

-Mio-Pliocène :

Avec une épaisseur moyenne de 114m et qui est représenté principalement par des Sables translucide à jaunâtre, de taille fin, moyen à grossier et qui sont mal classés à subarrondis avec la notation d'un passage des grès blancs avec de fine passée d'argile brune à jaunâtre, silteuse tendre à pâteuse.

- **Eocène :**

Il est représenté par une épaisseur moyenne de 37m et qui est constitué essentiellement de Calcaire blanc crayeux avec inclusions de silex et notamment des passées de dolomie Blanche et fines passées d'argile grise.

I.3.2 Dépôts mésozoïques

- **Crétacé Sénonien Carbonaté :**

son épaisseur est environ de 179m, comme il est représenté par une Alternance de calcaire dolomitique à dolomie calcaire avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

- **Sénonien Salifère :**

Il est caractérisé par une épaisseur moyenne de 78m comme il est composé de sel translucide, massif avec des intercalations d'argile brun-rouge et gris-verte, et d'un banc d'anhydrite blanc pulvérulente avec fines passées de dolomie gris-beige.

- **Turonien :**

Représenté par une épaisseur moyenne de 92m comme constitué de Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées D'argile gris – vert, légèrement carbonaté.

- **Cénomaniens :**

il est caractérisé par une épaisseur moyenne est de 198m comme une alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, Tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

- **Albien :**

Son épaisseur moyenne est de 194m, Il est composé de Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

- **Aptien :**

Son épaisseur moyenne est de 25m, Il est composé Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.

- **Barrémien :**

Leur épaisseur moyenne est de 350m, Il est formé de Grés blanc, translucide, grossier.

Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

- **Néocomien :**

Leur épaisseur moyenne est de 242m, Il est constitué Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

I.3.3 Jurassiques :

- **Malm:**

Son épaisseur moyenne est de 279m, représenté par une alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite. Dogger Argileux :

leur épaisseur moyenne est de 86m représenté par une alternanced'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.

- **Dogger Lagunaire :**

Leur épaisseur moyenne est de 171m, formé d'anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie et d'argile. Lias Anhydritique (LD1 + LS1) : d'épaisseur moyenne 407m, Composé d'alternances d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.

- **Lias Salifère (LS2 + LD2) :**

d'épaisseur moyenne de 69m, composé de Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argile brun– rouge de marne et de dolomie.

- **Horizon (B) (LD3) :**

d'épaisseur moyenne de 35m, formé de Calcaire gris argileux et argile grise à brune.

- **Lias S1 + S2 :**

son épaisseur moyenne est de 301m, formé de sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun-rouge plastique.

- **Lias S3 :**

Son épaisseur moyenne est de 248m, Composé de sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

- **Lias Argileux :**

Son épaisseur est environ de 166m, présenté d'argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

I.3.4 rias :

- **Trias S4 :**

Son épaisseur moyenne est de 187m, Caractérisé par une alternance de sel massif blanc, translucide parfois rosâtre et d'argile Grise à gris – verdâtre et brun –foncé à brun – rouge, indurée, silteuse. Présence -d'anhydrite blanche pulvérulente.

- **Trias argileux :**

Leur épaisseur moyenne est de 36m, Argile brun – rouge à brune et gris – verdâtre, indurée, siliteuse à inclusion et présence d'anhydrite blanche, pulvérulente et fines passées de sel massif blanc, Translucide et de grés blanc, très fin, friable, argileux, rarement siliceux, dur.

- **Trias T2 +T1 :**

Son épaisseur moyenne est de 130m, Il est composé d'argile brun – rouge à brune et grise à gris- verdâtre, indurée, silteuse, Dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, microcristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations.

De grés brun- rouge, très fin à fin, sub-anguleux à sub – arrondi, micacé, argileux à argilo dolomitique, moyennement dur...

- **Trias « Roches Eruptives » :**

Présence des roches éruptives brunes localement altérées d'épaisseur de 69m, avec inclusions de minéraux verts.

- **Trias « Série inférieure » :**

Leur épaisseur moyenne est de 48m, Complexe argilo-gréseux gisant directement sur la Discordance Hercynienne, avec Passées d'argile brun-rouge parfois verdâtre, tendre à indurée

légèrement carbonatée. Présence de roches éruptives gris sombre à gris brun.

I.3.5 Dépôts paléozoïque :

- **Silurien :**

Il caractérise par des argiles gris-noir, à noire riche en matière organique, avec parfois passées de grès fin.

I.3.6 Ordoviciens :

- **Dalle de M'Kratta :**

Son épaisseur moyenne est de 11m d'argile grise à gris foncé, silteuse avec intercalations de grès fin à grossier Subarrondi, silico-argileux. Argiles Micro- conglomératiques : D'épaisseur moyenne 54m, Composé d'argile grise à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec inclusions de grains de quartz Subarrondi ; trace de grès gris-blanc fin à très fin, silico-argileux.

- **Quartzites de Hamra :**

Son épaisseur est de 70m, Il est composé de grès blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compacte dur avec passées d'argiles gris - noir indurée, silteuse et feuilletée.

- **Grés d'El Atchane :**

Leur épaisseur moyenne est de 14m, Grés gris –blanc à gris verdâtre, très fin à fin, glauconieux, moyennement à bien consolidé, siliceux à silico-argileux avec passées d'argile gris noir à noire, indurée, silteuse et feuilletée.

- **Argiles d'El Gassi :**

Avec une épaisseur moyenne de 96m, Argiles grises à gris foncé, induré, silteuse et micacée

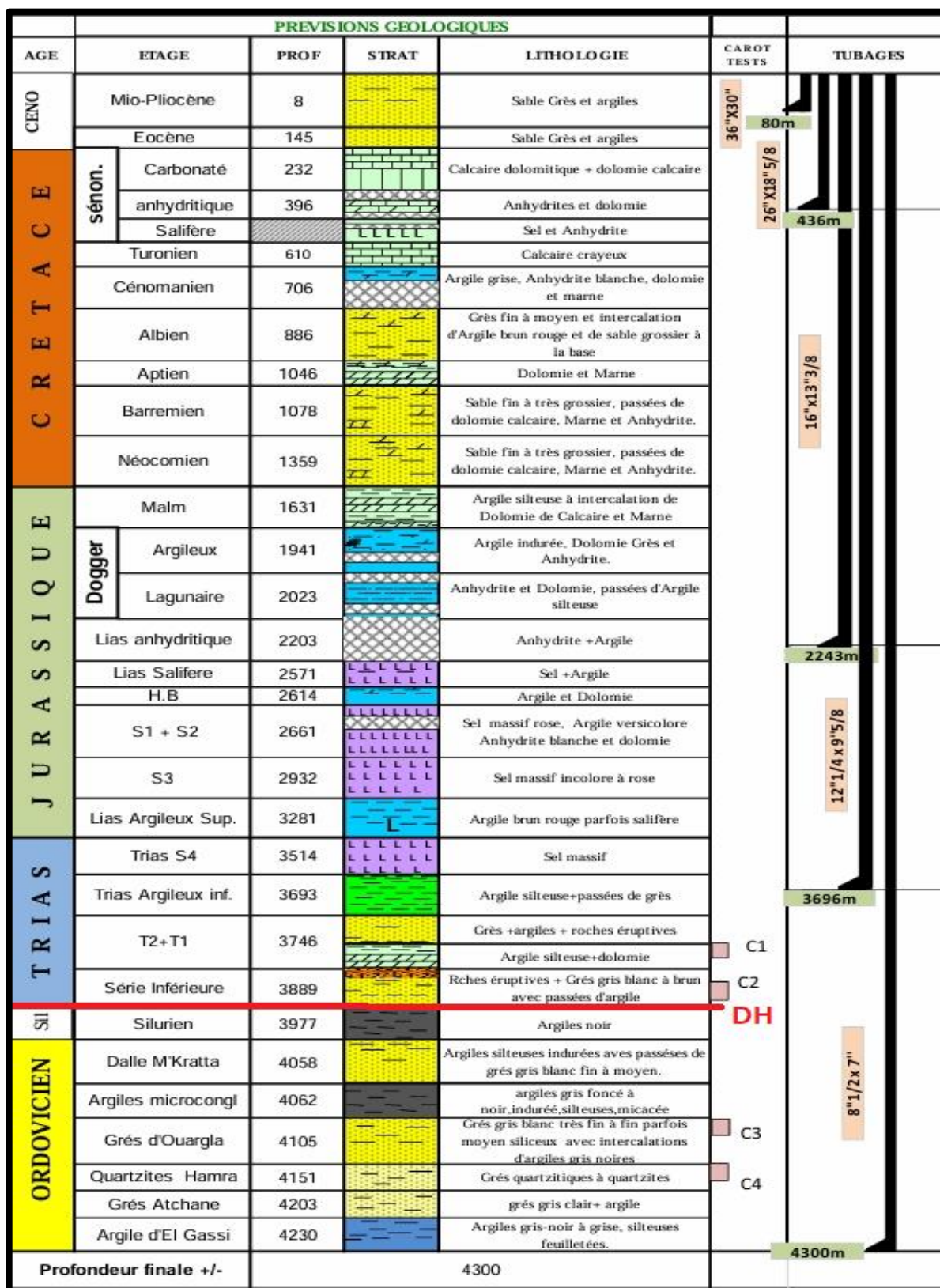


Figure 3: Colonne lithostratigraphie de champ OEN

I.4 Migration et piégeage des hydrocarbures (système pétrolier) :

Le périmètre TOUGGOURT EST est situé dans un environnement pétrolier très favorable (gisement de Hassi – Messaoud à l'Ouest, ainsi que Mouiet Oum Messaoud (MOM), BirSbaa (BRS), Mesdar-Rhourd El Baguel au Sud), ajouter à cela les résultats des dernières découvertes réalisées, en l'occurrence (OEN-1), BehiretAissa (BRA-1 & BRA-3) au sud de la région Figure (5)

I.4.1 Roche mère et migration :

La principale roche mère connue sur toute la plateforme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs ordoviciens et triasiques de la région. La migration des hydrocarbures dans cette zone s'effectue le long de la discordance hercynienne et à travers les grès du Trias (SI), ainsi que les failles

I.4.2 Roches réservoirs

La série inférieure (SI) est séparée du Trias supérieur (T2+T1) par un dépôt argileux qui correspondant à une surface d'inondation maximale (MFS).

Cette formation concerne les séquences SB1, SB2, SB3 et SB4 du Trias série inférieure. Elle est définie par des dépôts de sables amalgamés avec des éléments lithiques et microconglomératiques.

Les carottes observées dans les puits soulignent un environnement fluvatile riche en sable amalgamé.

L'espace d'accommodation au Trias inférieure est faible, et les dépôts sont interprétés comme étant des amalgamations fluvatiles de chenal/barre. Il en résulte une semelle sableuse assez continue au toit de la série inférieure.

L'épaisseur de cette formation est de l'ordre de soixantaine de mètre dans la partie Nord pour se réduire progressivement à 31m vers le sud de la zone. Dans la région de Oglet En Nasser, elle est de l'ordre de 45 à 50m. Le principal réservoir de la zone, bien imprégné et poreux est au niveau du chenal 1 (séquence1). Figure (6)

A. Trias : (Série Inférieure)

Ce sont des grès gris blancs à gris clair, rarement à gris sombre moyens à grossiers silicoargileux moyennement consolidés.

B. Ordovicien : (Quartzites de Hamra) Ce sont des grès quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence de tigillites, présence de fissures subverticales à sub horizontals et semi ouvertes à fermées

. Le Trias (Série Inférieure) est productif d'huile dans les gisements de Oglet EnNasser (OEN-1) avec des débits qui varient de 29 à 10.15 m³ /h d'huile (Sonatrach/DP). Figure (12)

I.4.3 Roches couvertures :

La couverture régionale est assurée par les argiles microconglomératiques pour les réservoirs ordoviciens, alors que localement les argiles du Trias argileux inférieur constituent une couverture pour le réservoir Triasique (Série Inférieure)

Piège La structure de OEN est définie comme étant un piège de type structural mixte et stratigraphique présentant une structuration similaire à celle de OEN (structuration hercynienne avec une composante mésozoïque autrichienne de moindre importance)

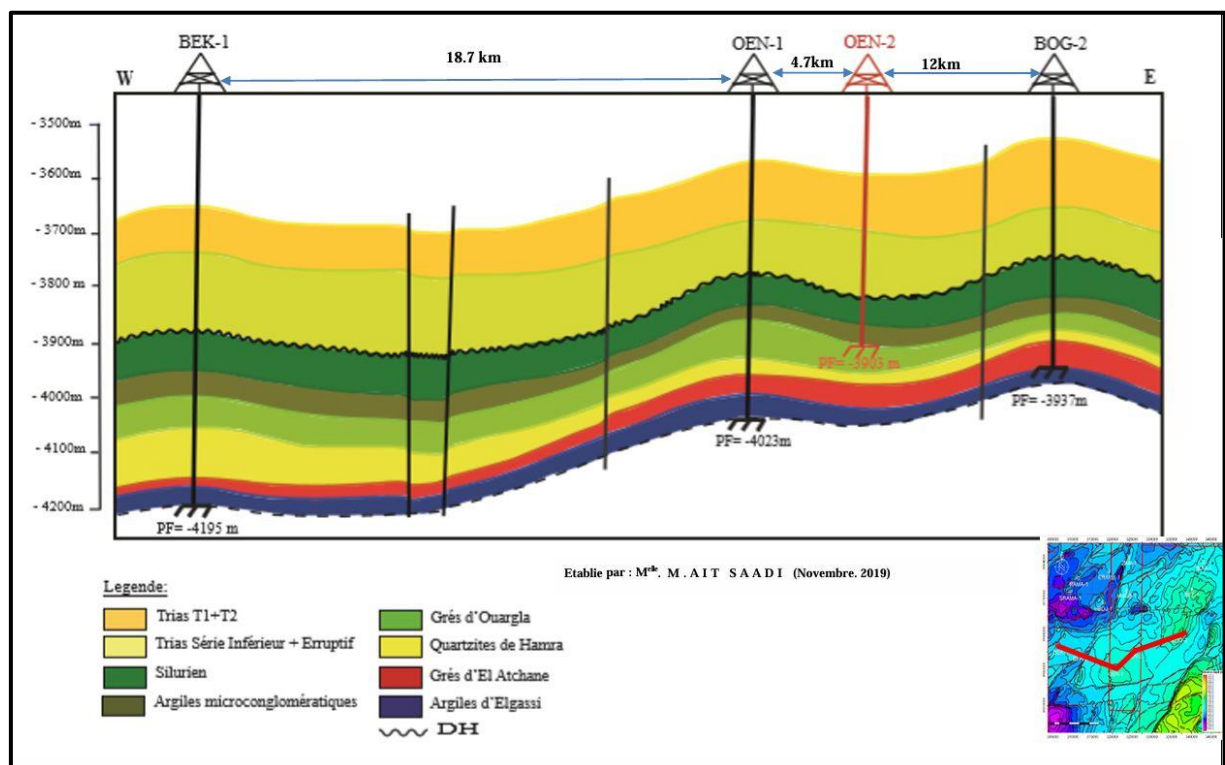


Figure 4: Coupe géologique W-E passant par BEK-1, OEN-2, OEN-1. Et BOG-2

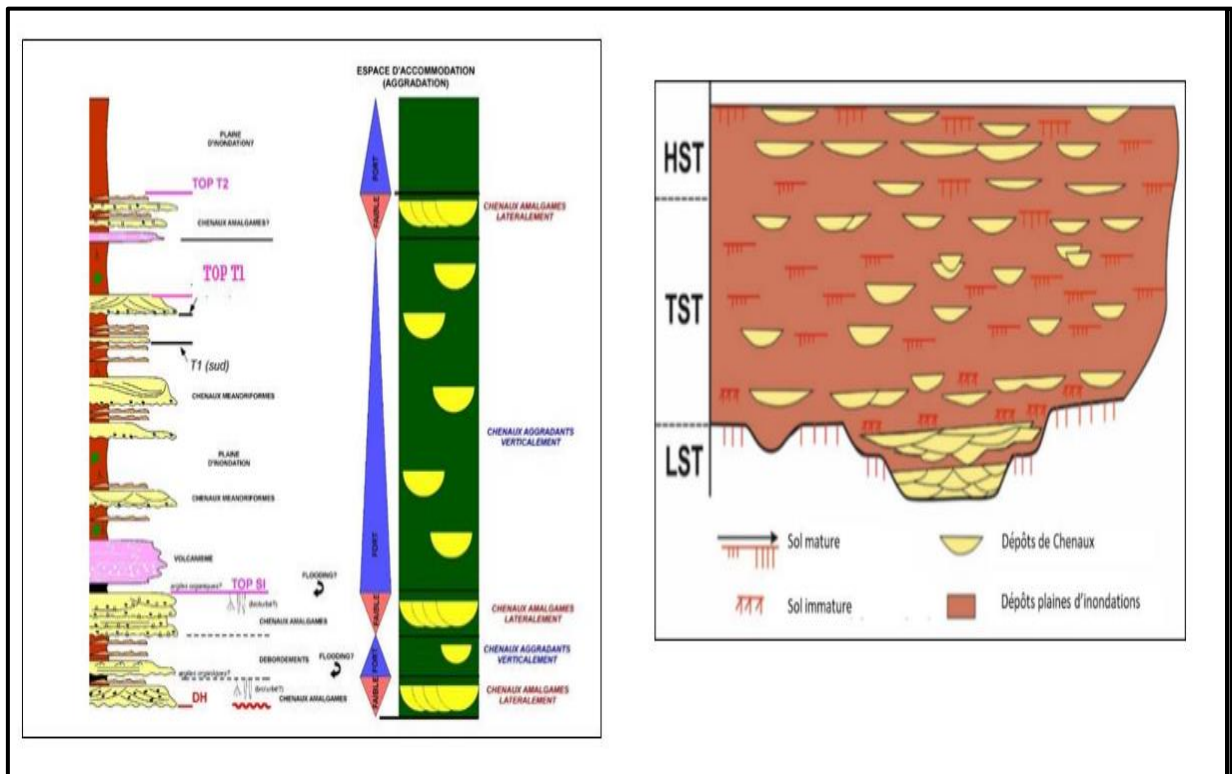


Figure 5: Schéma montrant les différentes séquences triasiques avec leurs architectures verticales suivant l'espace d'accommodation (a, Beicip Franlab, 2018) et (b, Wright & Marriot, 1993).

Chapitre II :

Etude Petrophysique Et

Diagraphique

II. CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DES ROCHES RESERVOIRS

II.1. Généralités

Les caractéristiques pétrophysiques des roches magasins (réservoirs) s'expriment fondamentalement en termes de porosité et de perméabilité, dont les relations sont complexes. (PERRODON, 1985) ainsi que la saturation. Tandis que l'analyse des cartes en isobathes et isopaque du champ et les corrélations lithologiques selon les deux transects nous a montré les variations des épaisseurs et profondeurs dans le champ étudié.

Le champ d'étude contient des réservoirs de nature gréseuse. L'étude de leurs propriétés pétrophysiques et volumétriques constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière. En effet pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité), de repérer les discontinuités naturelles, et d'identifier les processus géologiques qui favorisent leur amélioration.

Les études de PVT et le comportement d'équilibre de phase des fluides de réservoir sont nécessaires aussi pour caractériser ces fluides et évaluer leurs performances volumétriques à différents niveaux de pression.

La présente étude se porte sur la caractérisation pétrophysique des réservoirs du Oglet Nasser à l'aide des techniques d'analyses statistiques des données (perméabilité, porosité moyenne, la saturation et les épaisseurs totale et utiles)

II.2. Analyse des Cartes Isobathes et Isopaque du Champ : Corrélations Lithologiques et Interprétations selon les Transects"

II.2.1 Description de la carte en isobathes au toit du Trias série inférieure :

La structure de Oglet En Nasser présente une élongation à l'ouest et à l'Est suivant la direction NE-SO d'une superficie de 150 km² et une amplitude de 50m. Elle est traversée par des failles normales de direction NE-SO avec des rejets de 30 à 60m et bordée à l'Ouest par deux failles régionales de direction Est-Ouest et Nord-Est Sud-ouest. Des puits OEN sont implantés dans la partie Nord-Est de la structure. Le top du Trias Série Inférieure est prévu à une profondeur de 3892m soit à -3750 en TVDSS. Figure (6)

II.2.2 Description de la carte en isopaque au toit du Trias série inférieure :

La carte d'iso-épaisseurs des réservoirs serrés inférieurs du champ illustre la variation des épaisseurs dans différentes directions. Vers le nord-est, on observe une diminution progressive

des épaisseurs atteignant 30 mètres. En revanche, en direction du nord et du nord-ouest, un léger épaissement est notable, atteignant jusqu'à 45 mètres à proximité des puits OEN-5 et OEN-13 (Figure

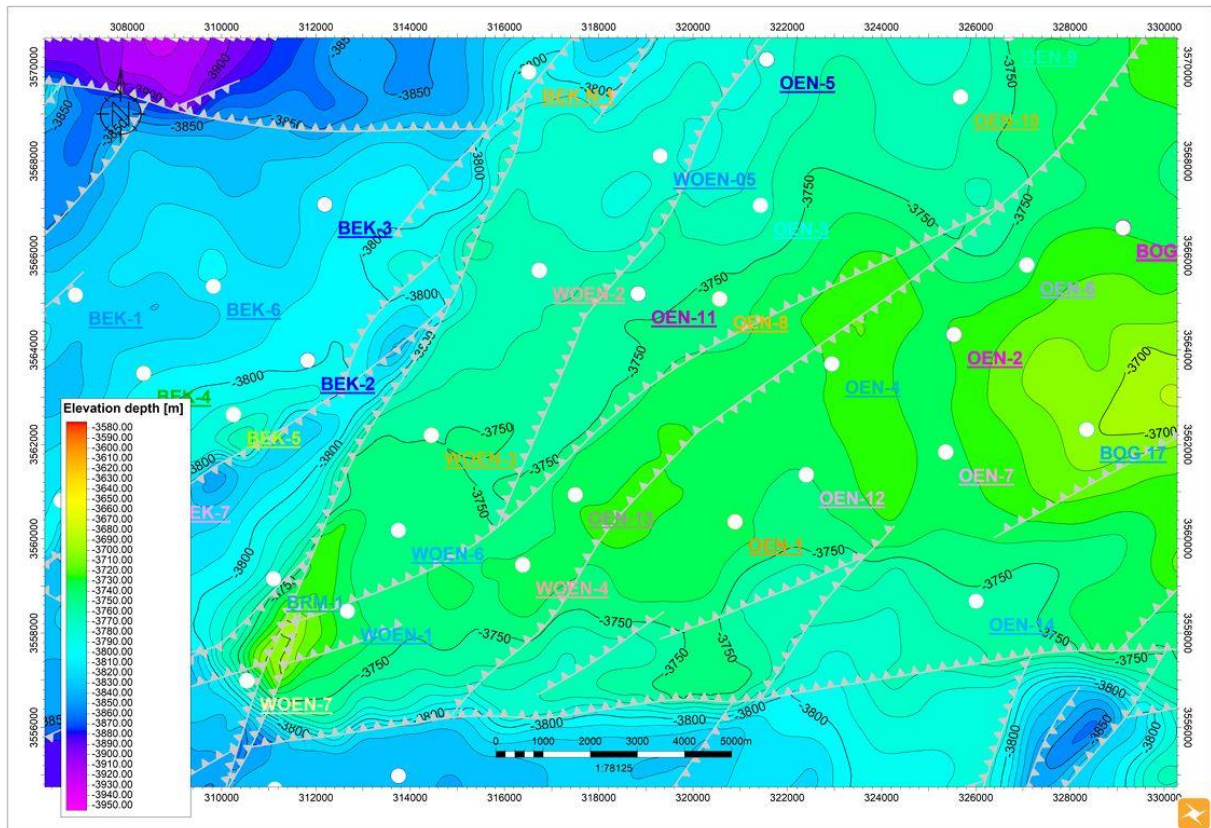


Figure 6: carte en isobathes de Oglet En Nasser

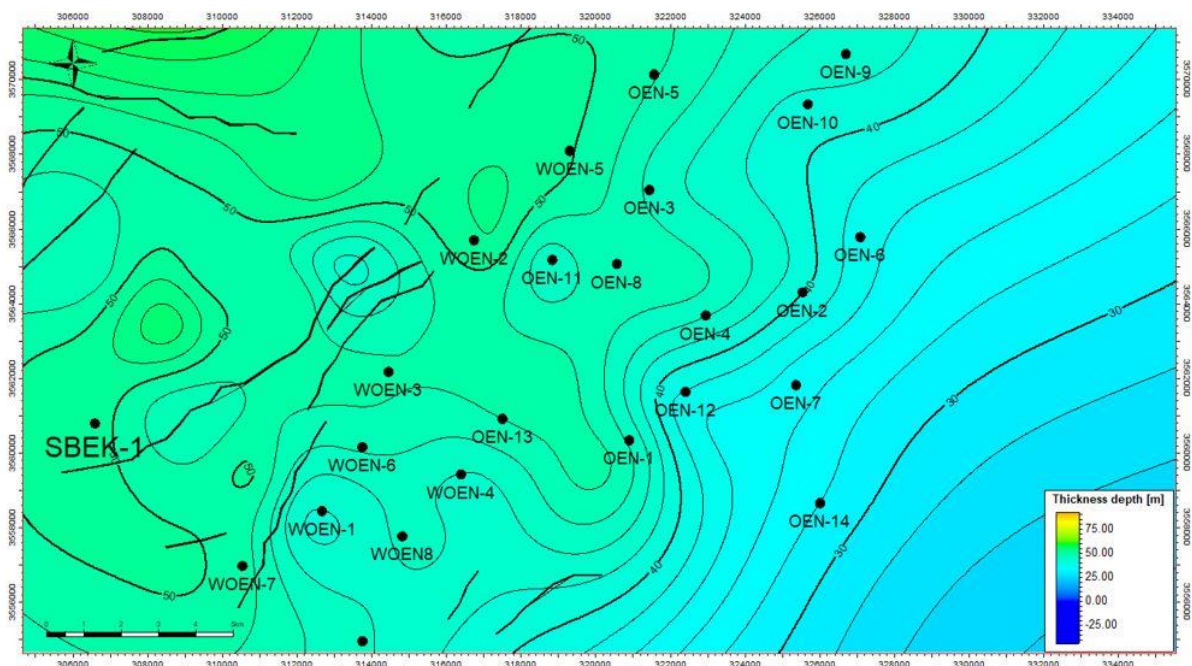


Figure 7: Carte isobaque au toit de la série inférieure

II.2.3. Corrélation diagraphique des puits :**Dans le réservoir du Trias :**

Ce réservoir est composé d'une alternance d'argiles et de Grès

Trias SI : Ce réservoir est à hydrocarbures dans l'intervalle suivant :

3955m à 3970 m ($\phi = 8\%$, $S_w = 20\%$, $V_{sh} = 10\%$) sur une hauteur utile de 15m.

II.2.4. Interprétation diagraphique de paramètres petro-physiques

La caractérisation pétro-physiques des roches réservoirs aboutit à définir leur porosité et perméabilité, dont la relation est souvent complexe mais essentielle pour l'étude de réservoir. L'étude pétro-physiques précise du réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et pour une exploitation la plus économiquement possible. Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres de porosité et de perméabilité par diagraphies et leur répartition dans le réservoir, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces deux paramètres.

II. 2.4.1. Aperçue sur les types de diagraphies utilisés

a- Le Gamma Ray : Ce log apporte des informations lithologiques. Calcul de % d'argile :

$$V_{\text{argiles}} = (\text{GR}_x - \text{GR}_{\text{sable}}) / (\text{GR}_{\text{argile}} - \text{GR}_{\text{sable}})$$

b- Le Log Sonic : Le log Sonic est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par un outil de diagraphie.

La mesure de la porosité : $\Delta t_r = \phi \cdot \Delta t_f + (1 - \phi) \cdot \Delta t_{ma}$

Δt_r : Voyage de temps est la différence d'arrivée de l'onde de compression au niveau des récepteurs.

c- Le Log Neutron : Une autre famille de diagraphie utilise le phénomène de Radioactivité provoquée,

Ce sont les LOGSNEUTRONS.

d- Mesure de la porosité et de la saturation :

Dans les séries poreuses, les séries sableuses en particulier, le log neutron est très utile pour mettre en évidence les nappes perchées. Au passage des zones saturées aux zones non saturées l'indice d'hydrogène chute brutalement. Lorsqu'il s'agit de mesurer la porosité grâce au log neutron on fait l'hypothèse que tous les ions hydrogènes sont liés au fluide, l'eau par exemple qui remplit les pores de la roche.

e- Log Densité :

Comme son nom l'indique, ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage. Il est basé sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif.

f- La Résistivité :

La résistivité électrique des roches pour la plupart des roches la résistivité est de type électrolytique.

- **Interprétation diagraphique**

- Interprétation quantitative : Méthode Quanti Élan (techlog S L B).
- Interprétation qualitative : Étude lithologique par l'interprétation des abaques.

- **Interprétation quantitative**

Le Quanti Élan est une application d'inversion minéralogique qui fournit une évaluation quantitative de la formation, de la partie tubée au bien le trou niveau par niveau, l'évolution est accomplie grâce à l'optimisation simultanée équation décrite par une ou plusieurs modèles d'interprétation.

- **Interprétation qualitative**

C'est étude lithologique des formations à partir de la création de Cross plot TH-K (Thorium – Potassium) et leur interprétation pour déterminer les différents types minéralogiques (Type matrice) dans la formation réservoir.

- **Résultats pétroliers de l'interprétation diagraphique des puits**

Les cross-plot réalisés sur les 2 principaux réservoirs la Série Inférieure du Trias.

- **Corrélation à travers les puits**

L'objectif de la corrélation est d'évaluer l'extension latérale et la qualité du réservoir de la Série inférieure à travers l'ensemble des puits examinés. Ainsi, les puits impliqués dans ces corrélations sont sélectionnés de manière perpendiculaire afin de garantir le balayage de la zone d'étude. Ainsi, les profils de corrélations élaborés présentent une orientation Nord-Sud et Est-Ouest. Figure (29) Chaque puits contient un enregistrement des réponses diagraphiques du GR, des neutrons, de la résistivité et de la densité, ainsi que des paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité et la saturation en eau (S_w) en fonction de la profondeur. Ces enregistrements servent de moyen de suivi des caractéristiques des différents puits.

II.2.4.2. Interprétation des corrélations

A. Corrélation horizontale

Ce profil de corrélation a été réalisé dans la région centrale de la zone d'étude, en traversant les puits OEN-2, OEN-4, OEN-8 et OEN-11 d'Est en Ouest, comme illustré sur la figure (26). L'objectif de ce profil est d'examiner les structures

Géologiques et la qualité du réservoir appartenant à la série inférieure, tout en évaluant l'étendue des unités à partir des données diagraphiques.

L'analyse effectuée sur les puits OEN-2, OEN-4, OEN-8 et OEN-11 (figure 8) Montre que l'épaisseur de la série inférieure reste relativement stable, oscillant entre 45 et 48 mètres. En revanche, la profondeur de la formation diminue progressivement vers l'Est, avec des valeurs variant de 3898 à 3873 mètres. Les observations indiquent que la porosité et la perméabilité sont globalement stables et favorables. Cependant, la saturation en eau est élevée dans les parties supérieure et centrale des puits étudiés, ce qui reflète une qualité de réservoir sous-Optimale dans cette région. À l'inverse, dans la partie inférieure, une meilleure qualité de réservoir est observée, notamment dans la partie Est de la zone d'étude, où la saturation en eau diminue pour atteindre environ 20 %.

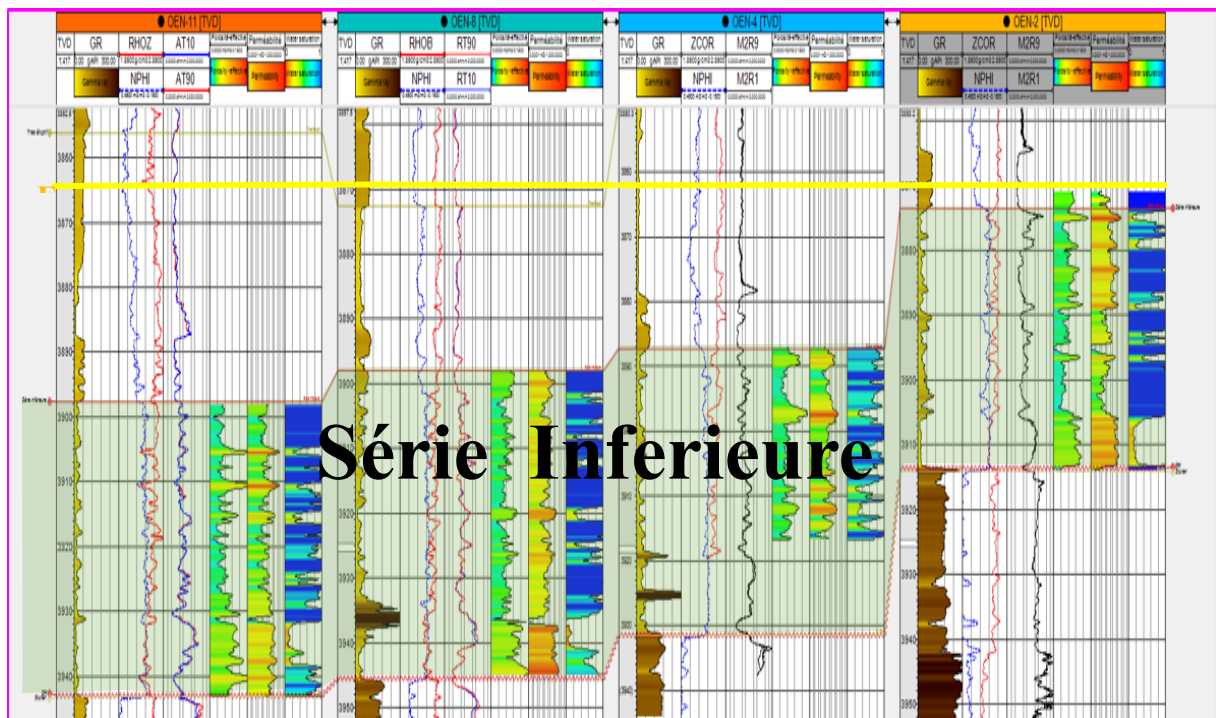


Figure 8: corrélation horizontale des puits OEN11, OEN8, OEN4, OEN2 dans la direction Est-Ouest

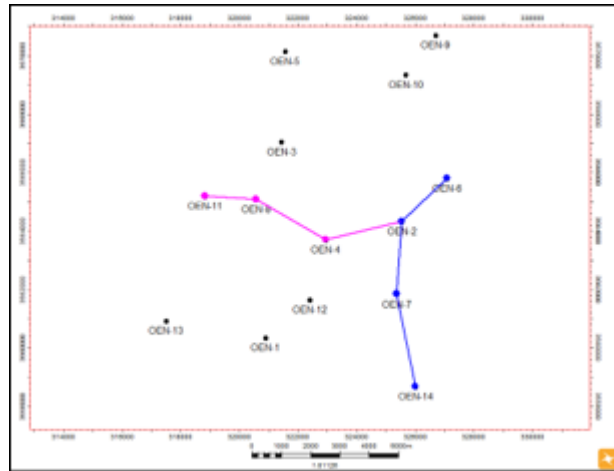


Figure 9: Profil A (EST-OUEST)

B. Corrélation verticale

Ce profil de corrélation a été établi dans la région centrale de la zone d'étude, en traversant les puits OEN-6, OEN-2, OEN-7 et OEN-14 du Nord au Sud, comme le montre la figure (28). L'objectif de ce profil est d'examiner les structures géologiques et la qualité du réservoir appartenant à la série inférieure, tout en évaluant l'étendue des unités à partir des données diagraphiques.

L'analyse réalisée sur les puits OEN-6, OEN-2, OEN-7 et OEN-14 (figure10) Révèle que l'épaisseur de la série inférieure augmente progressivement vers le Nord, passant de 38 à 42 mètres, avec une profondeur relativement stable qui varie entre 3898 et 3873 mètres. Les observations indiquent que la porosité et la perméabilité restent relativement stables et favorables. Cependant, la saturation en eau est élevée dans les parties supérieure et centrale des puits traversés, ce qui reflète une qualité de réservoir sous-optimale dans cette région. En revanche, dans la partie inférieure, une meilleure qualité de réservoir est observée, notamment dans la partie centrale de la zone d'étude, où la saturation en eau diminue pour atteindre environ 20 %. Toutefois, dans le puits OEN-7, la saturation en eau reste très élevée, atteignant 100 % sur l'ensemble du réservoir, ce qui indique des conditions défavorables pour l'exploitation.

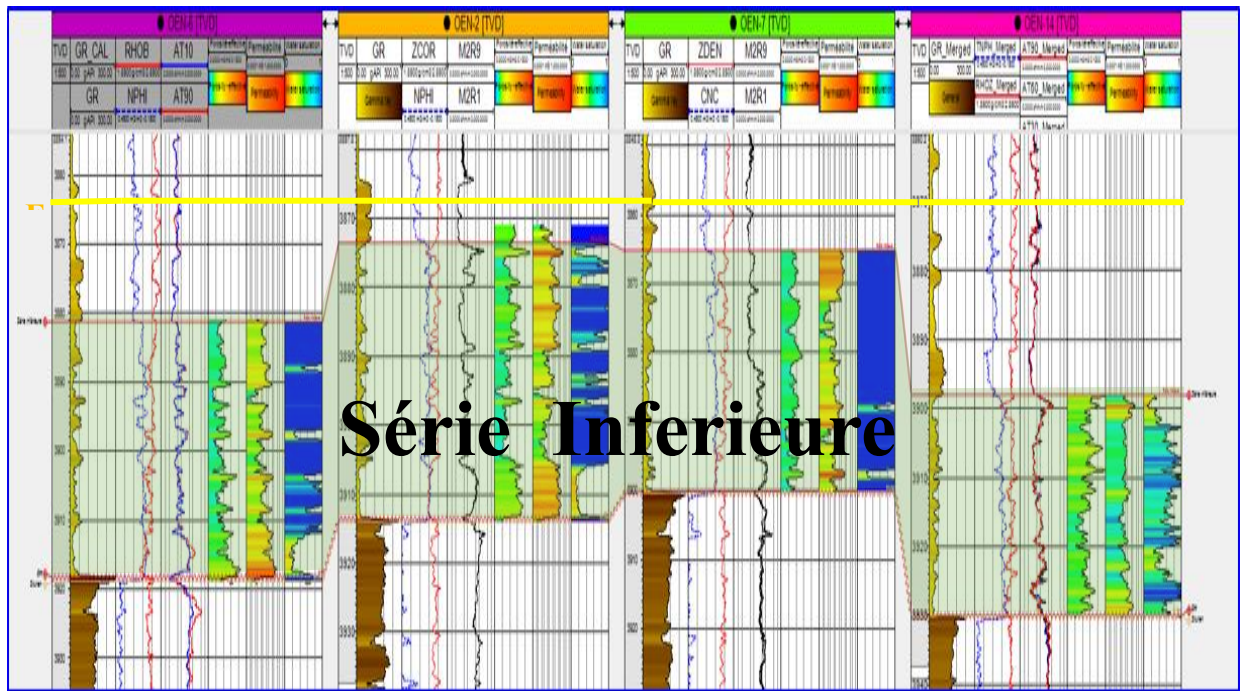


Figure 10: corrélation verticale des puits OEN6, OEN2, OEN7, OEN14 dans la direction Nord-Sud

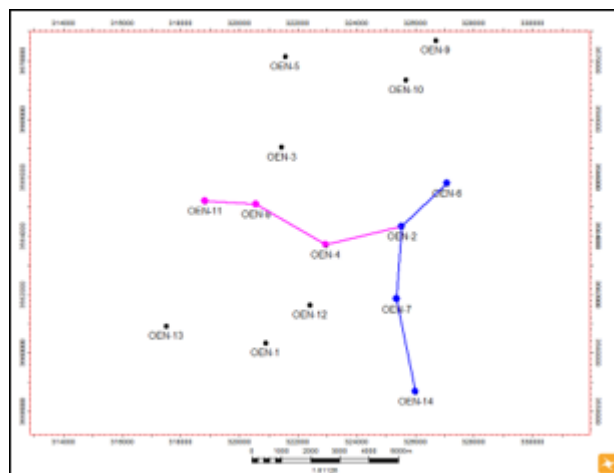


Figure 11: Profil B Nord-Sud

II.3. Aperçu des paramètres pétro-physique

La porosité représente l'ensemble des vides (ou pores) pouvant être occupé par un fluide liquide (Eau, pétrole ou gaz) (BANTON et BANGOY, 1997). Elle détermine directement la quantité de pétrole pouvant s'accumuler dans le réservoir. Elle est obtenue soit à partir de mesures sur carottes, soit à partir des diagraphies.

Mesures sur carottes

On a :

$$\phi = \frac{vp}{vT} = \frac{vT - vS}{vT} = 1 - \frac{vS}{vT}$$

Où pores utiles ;

- VP : volume des
- VT : volume total ;
- VS : volume de solide

- **Classification de la porosité**

On peut distinguer deux classes de porosité :

a) **La porosité absolue ϕ** : qui représente la porosité totale sans prendre en compte l'interconnexion des pores,

b) **La porosité utile (effective) ϕ_e** : qui correspond aux pores reliés entre eux. C'est cette porosité qui nous intéresse car elle permet la circulation des fluides se trouvant dans les vides. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\phi_e = VPC / Vt$$

Où : VPC est le volume des pores reliés entre eux.

Les porosités des réservoirs pétroliers varient de 5 à 30%, mais la plupart fréquemment entre 10% et 20% (tableau ci-après). Toute porosité inférieure à 5% est très rarement commerciale, et toute porosité de plus de 35% est extrêmement inhabituelle. Le tableau suivant définit ce qui constitue généralement une porosité médiocre, bonne et très bonne.

Tableau 1: classification de porosité

Classe de porosité	
0– 5%	Négligeable
5- 10%	Faible
10- 15%	Moyenne
15- 20%	Bonne
>20%	Très bonne
Réservoirs gréseux : cutoff de pétrole-8%	

Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence les différents types de réseaux poreux, (Intergranulaire, de dissolution)

Intergranulaire :

Le plus fréquent et le plus important seulement il a été influencé par les différents phénomènes diagenétiques, ces modifications sont dues à la compaction : c'est l'élévation de la pression en fonction de la profondeur. Cette porosité aura tendance de devenir faible et négligeable et sera remplacée par la secondaire de dissolution, de fissuration ou intergranulaire.

De dissolution :

C'est une porosité qui résulte de la dissolution des différents ciments siliceux ou carbonaté elle est très importante dans le niveau gréseux on a montré que la porosité peut augmenter à partir d'une certaine profondeur par augmentation de porosité secondaire. Ceci est expliqué par les différents phénomènes de lessivage de ciment, la dissolution entraîne une bonne caractérisation de réservoir.

Fissurale :

Ce type est matérialisé par des fissures sub – horizontales à horizontales souvent colmatées par un ciment carbonaté ou argileux, parfois ces fissures sont vides, ce réseau est probablement lié aux nombreux mouvements tectoniques qu'a subit la région. La porosité fissurale est moins fréquente comparée aux autres porosités. Elle peut contribuer à l'amélioration des qualités des réservoirs seulement lorsqu'elle est associée aux deux autres réseaux poreux.

Microcristalline :

Cette porosité n'est observée qu'au niveau des argiles de type kaolinite la porosité microcristalline contribue à l'amélioration des qualités réservoirs mais son envergure reste négligeable par rapport aux autres types de porosité.

II.3.2 La saturation :

Elle est définie, pour un fluide donné, comme le rapport du volume de ce fluide au volume des pores considérés. Elle permet d'identifier la présence et les types d'hydrocarbures ainsi que les contacts entre fluides.

$$S_f = V_f / V_p$$

Où V_f est le volume de fluide et V_p le volume des pores.

$$\text{Avec : } S_w + S_g + S_o = 1 \text{ et } V_w + V_g + V_o = V_p$$

II.3.3 La perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à laisser s'écouler un fluide à travers elles. (BANTON et BANGOY, 1997). Elle commande le débit d'un puits, ou sa capacité de production : elle correspond ainsi à une notion de revenu. (PERRODON, 1985) En 1856,

l'ingénieur français Henry Darcy a développé une équation d'écoulement des fluides depuis, il est devenu l'un des outils mathématiques standard de l'ingénieur pétrolier. Cette équation, qui est utilisée pour mesurer la perméabilité est exprimé sous forme différentielle suit :

$$Q = (K / \mu) * A (P1-P2) / h$$

Avec :

Q : débit en cm³/s

μ : viscosité en cp,

A : surface en cm², à travers laquelle se produit l'écoulement,

h : distance d'écoulement en cm,

P1 et P2 : pressions amont et aval en atm ,

K : perméabilité absolue en darcy (D).

Classification de la perméabilité :

Le tableau ci-après présent la classification des perméabilités

Tableau 2: Classification des perméabilités

<1 mD	Très faible
1 to 10 mD	Faible
10 to 50 mD	Médiocre
50 to 200	Moyenne
200 to 500	Bonne
>500 mD	Excellente

On distingue la perméabilité effective et la perméabilité relative.

- a) **La perméabilité effective** qui exprime la propriété d'un réservoir à être traversé par un fluide, en présence d'autres fluides. Elle dépend non seulement de la roche elle-même, mais aussi des pourcentages respectifs des différents fluides présents dans les pores :

$$0 \leq K_o, K_g, K_w \leq K$$

Où K_o , K_g , K_w représentent respectivement les perméabilités effectives de l'huile, du gaz et de l'eau.

- b) La **perméabilité relative** qui exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue. Ces perméabilités varient avec la saturation.

$$K_{ro} = K_o / K$$

$$K_{rg} = K_g / K$$

$$K_{rw} = K_w / K$$

$$0 \leq K_{ro}, K_{rg}, K_{rw} \leq 1$$

Où K_{ro} , K_{rg} et K_{rw} représentent respectivement les perméabilités relatives de l'huile, du gaz et de l'eau.

II.4 L'EVOLUTION DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES

L'évolution des paramètres pétrophysiques fait état des résultats de l'étude des paramètres pétrophysiques qui a été réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques (GR, Densité, Résistivité et Sonic) des différents puits, afin d'évaluer les réservoirs traversés par les forages pour suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques : porosité (Φ), saturation en fluide (S_w) et ainsi le volume d'argile (V_{sh}).

A. Les Histogrammes

II.4.1. La Distribution de la Perméabilité

- L'évolution verticale de la perméabilité des puits : (OEN 6, OEN 2, OEN 7, OEN 14)

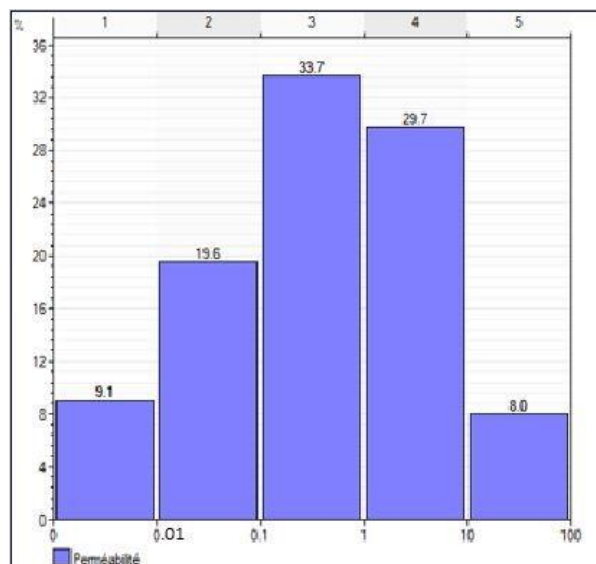


Figure 12: Histogramme de perméabilité de puit OEN 2

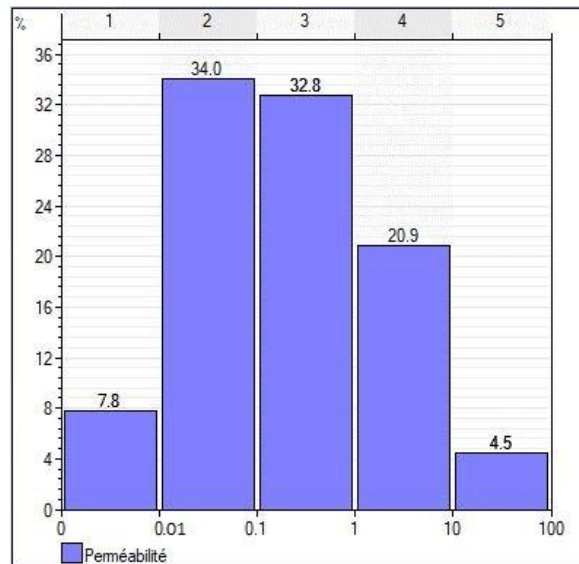


Figure 13: Histogramme de perméabilité de puit OEN 6

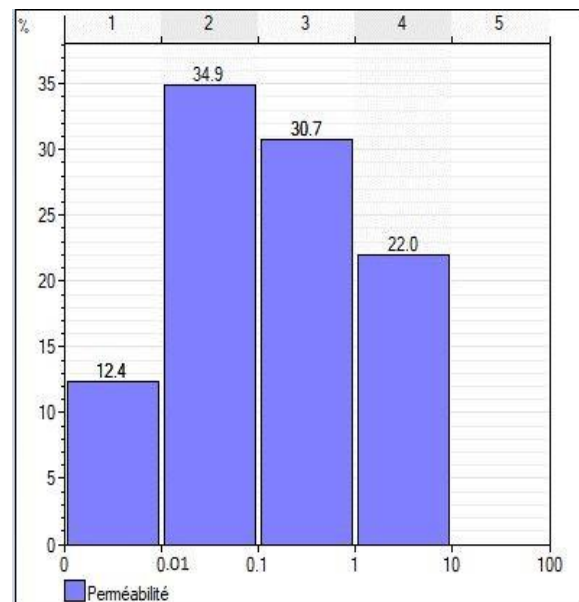


Figure 14: Histogramme de perméabilité de puit OEN 7

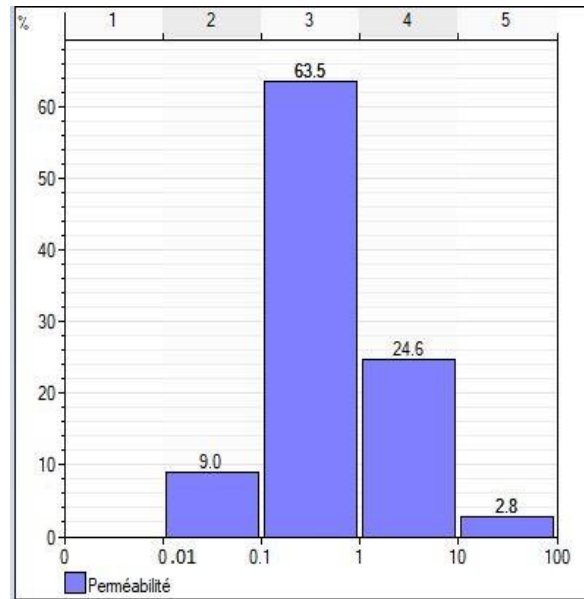


Figure 15: Histogramme de perméabilité de puit OEN 7

Puits OEN2 (Figure 12)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0 md – 0.01 md) représente 9.1% des valeurs de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 19.6 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 33.7 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1 md – 10md) représente 29.7 % des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (10 md – 100 md) représente 8.0 % des valeur de perméabilité total du réservoir.

Puits OEN6 (Figure 13)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0 md – 0.01 md) représente 7.8% des valeurs de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 34.0 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 32.8 % des valeur de perméabilité total du réservoir.

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1 md – 10md) représente 20.9% des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (10 md – 100 md) représente 4.5 % des valeur de perméabilité total du réservoir.

Puits OEN7 (Figure 14)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0 md – 0.01 md) représente 12.4% des valeurs de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 34.9 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 30.7 % des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1 md – 10md) représente 22.0% des valeur de perméabilité total du réservoir .

Puits OEN14 (Figure 15)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 9.0% des valeurs de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 63.5 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1 md – 10 md) représente 24.6 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (10 md – 100md) représente 2.8% des valeur de perméabilité total du réservoir.

Interprétation des résultats :

Les distributions des valeurs dans les intervalles OEN_2 (0.1md _ 1md) avec 33.7% OEN _6 (0.01md _ 0.1md) avec 34.0% OEN _7(0.01md _ 0.1md) avec 34.9% OEN_14 (0.1md _ 1md) avec 63.5% sont très élevées.

L'évolution horizontal de la perméabilité les puits (OEN 2, OEN 11, OEN 8, OEN 4)

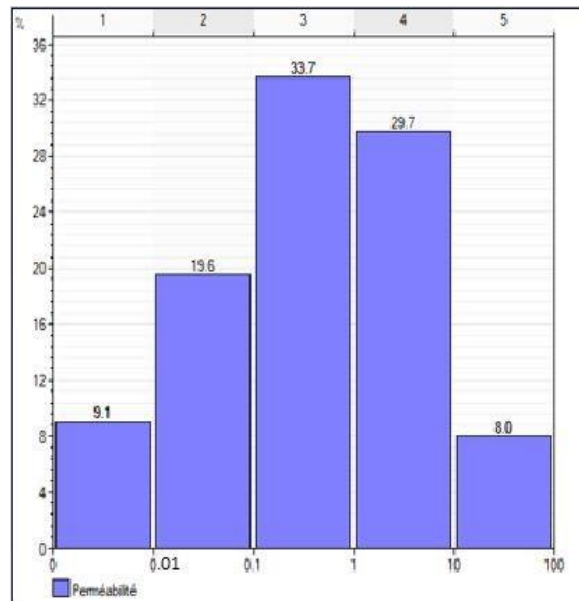


Figure 16: Histogramme de perméabilité de puit OEN 2

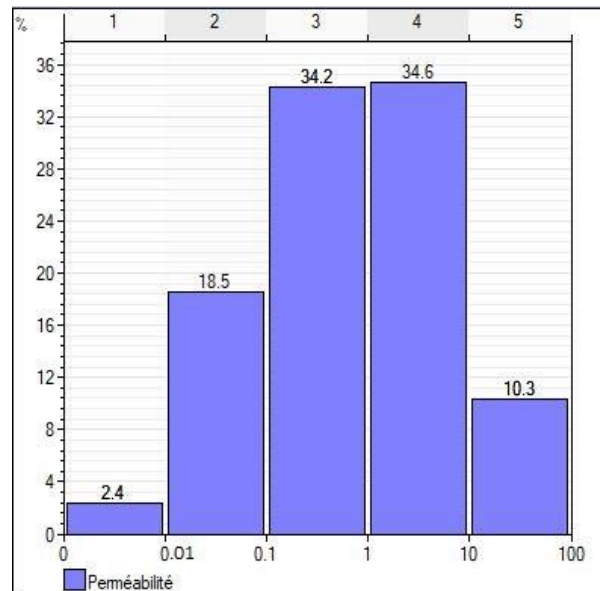


Figure 17: Histogramme de perméabilité de puit OEN 11

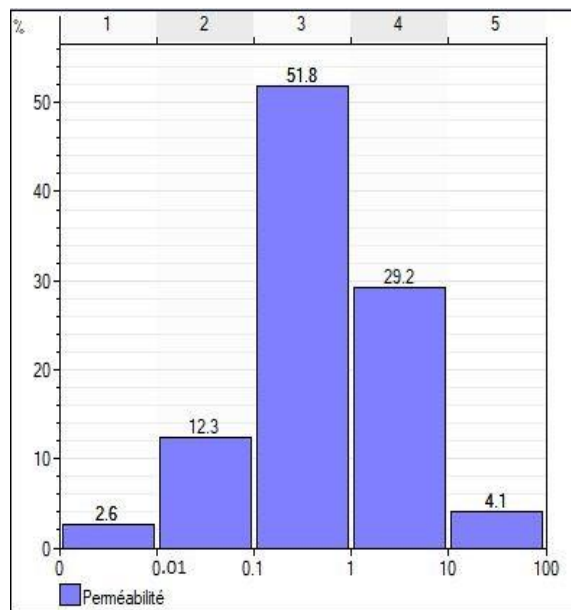


Figure 18: Histogramme de perméabilité de puit OEN 4

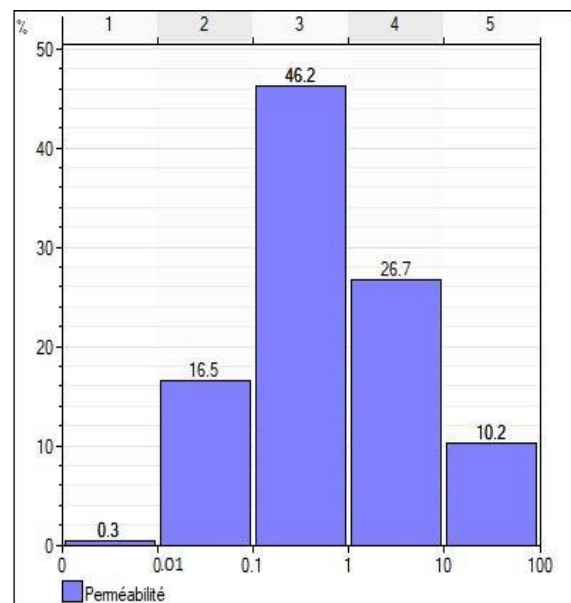


Figure 19: Histogramme de perméabilité de puit OEN 8

Puits OEN11 (Figure17)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0 md – 0.01 md) représente 2.4% des valeurs de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 18.5 % des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 34.2 % des valeur de perméabilité total du réservoir .

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1md – 10md) représente 34.6% des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (10md – 100md) représente 10.3% des valeur de perméabilité total du réservoir .

Puits OEN4(Figure18)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0 md – 0.01 md) représente 2.6% des valeurs de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 12.3 % des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 51.8 % des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1md – 10md) représente 29.2% des valeur de perméabilité total du réservoir .

Puits OEN8 (Figure 19)

- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0 md – 0.01 md) représente 0.3% des valeurs de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.01 md – 0.1 md) représente 16.5 % des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (0.1 md – 1 md) représente 46.2 % des valeur de perméabilité total du réservoir.
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (1md – 10md) représente 26.7% des valeur de perméabilité total du réservoir .
- La Classe de perméabilité comprise dans l'intervalle (10md – 100md) représente 10.2% des valeur de perméabilité total du réservoir

Interprétation des résultats :

Les distributions des valeurs dans les intervalles OEN_2 (0.1md _ 1md) avec 33.7% OEN _11(1md _10md) avec 34.6% OEN _8(0.1md _ 1md) avec 34.9% OEN_4 (0.1md _1md) avec 51.8% sont très élevées.

II.4.2. La Distribution de la porosité

- L'évolution verticale de la porosité les puits : (OEN 6,
- OEN 2, OEN 7, OEN 14)

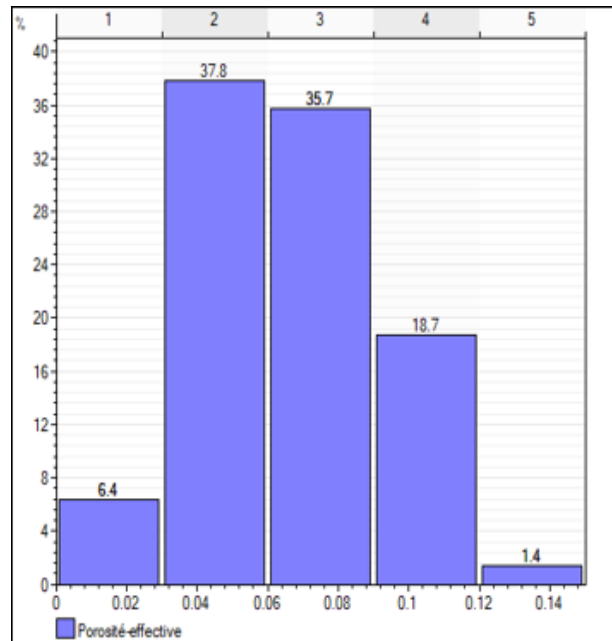


Figure 20: Histogramme de porosité de puit OEN 2

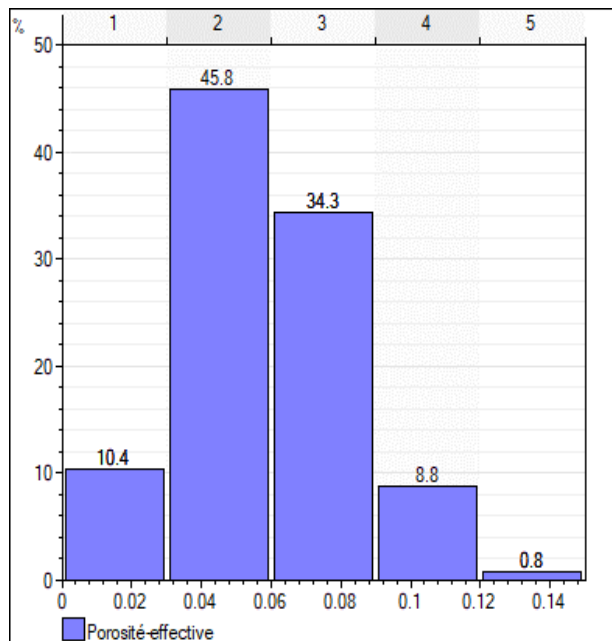


Figure 21: Histogramme de porosité de puit OEN 6

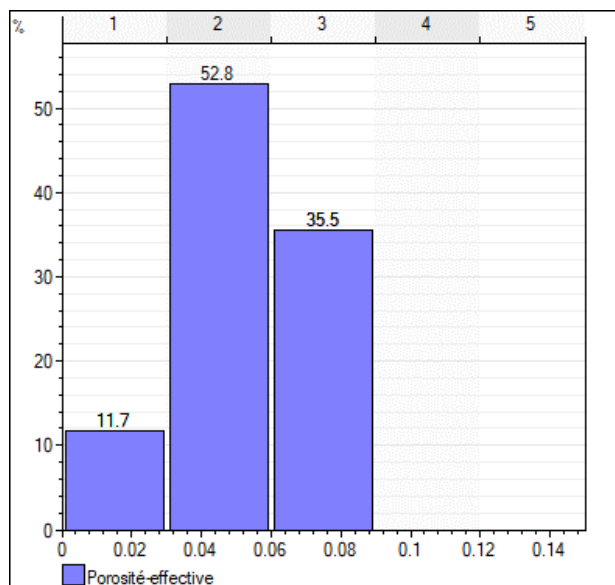


Figure 22: Histogramme de porosité de puit OEN 7

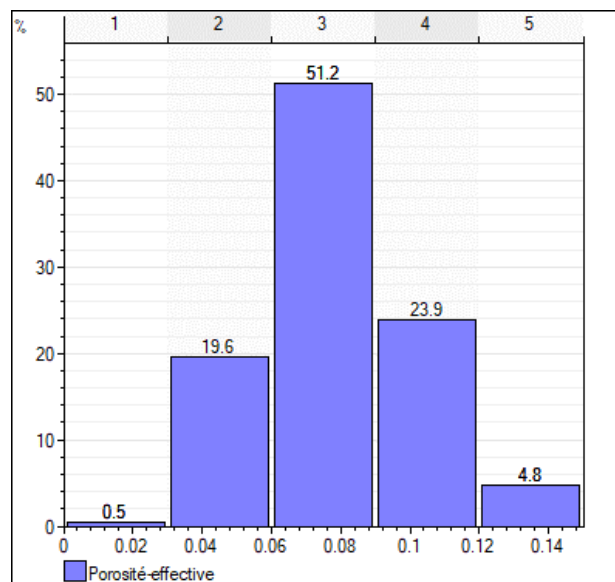


Figure 23: Histogramme de porosité de puit OEN14

Puits OEN2(Figure 20)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0 et 0.024) représente 6.4%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.028 et 0.06) représente 37.8%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.088) représente 35.7%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.089 et 0.012) représente 18.7%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.12 et 0.148) représente 1.4%.

Puits OEN6 (Figure 21)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0 et 0.024) représente 10.4%.

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.026 et 0.06) représente 45.8%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.088) représente 34.3%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.089 et 0.12) représente 8.8%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.12 et 0.148) représente 0.8%.

: L'évolution verticale.

Puits OEN7 (Figure 22)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0 et 0.024) représente 11.7%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.026 et 0.06) représente 52.8%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.084) représente 35.5%.

Puits OEN14 (Figure 23)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0 et 0.028) représente 0.5%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.032 et 0.06) représente 19.6%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.088) représente 51.2%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.089 et 0.12) représente 23.9%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.12 et 0.148) représente 4.8%.

Interprétation des résultats :

Les distributions des valeurs dans les intervalles OEN_2 (0.028 et 0.06) avec 37.8% OEN_6 (0.026 et 0.06) avec 45.8% OEN_7 (0.026 et 0.06) avec 52.8% OEN_14 (0.06 et 0.088) avec 51.2% sont très élevées

- **L'évolution horizontale de la porosité des puits (OEN 2, OEN 11, OEN 8, OEN 4).**

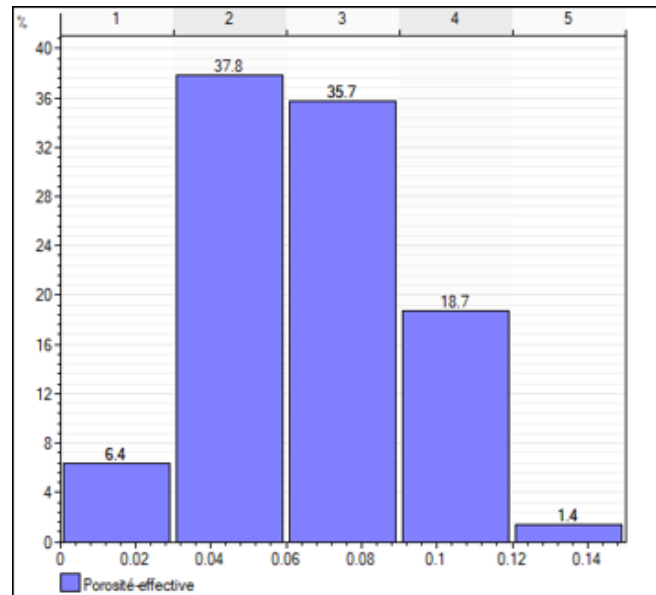


Figure 24: Histogramme de porosité de puit OEN 2

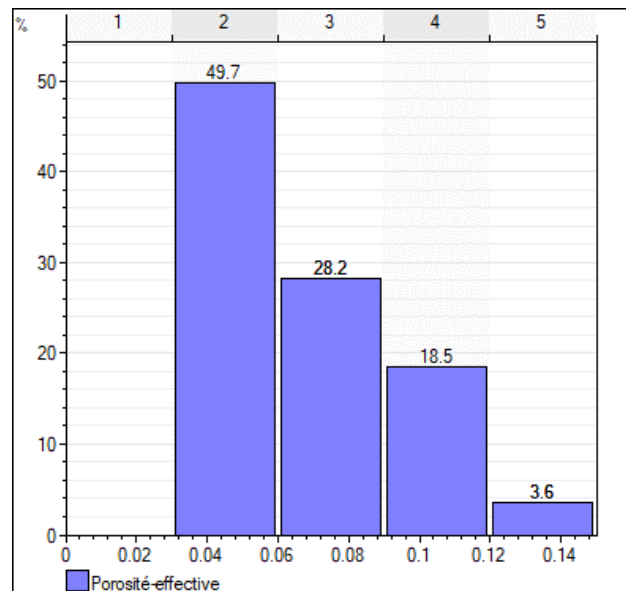


Figure 25: Histogramme de porosité de puit OEN 4

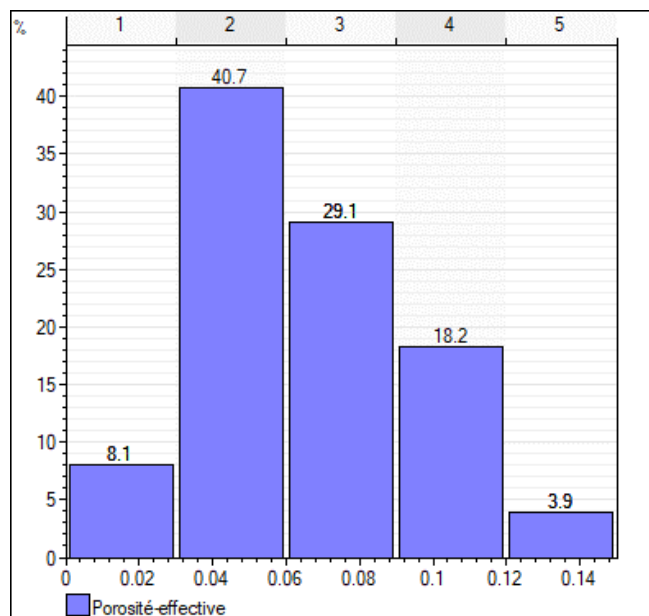


Figure 26: Histogramme de porosité de puit OEN 11

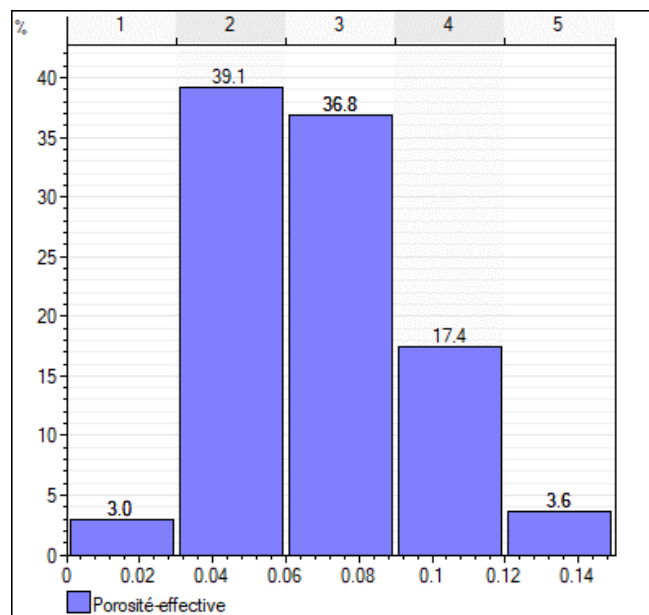


Figure 27: Histogramme de porosité de puit OEN 8

Puits OEN4 (Figure 25)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.032 et 0.06) représente 49.7%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.088) représente 28.2%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.092 et 0.12) représente 18.5%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.12 et 0.148) représente 3.6%.

Puits OEN11 (Figure 26)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0 et 0.028) représente 8.1%.

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.032 et 0.06) représente 40.7%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.088) représente 29.1%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.089 et 0.12) représente 18.2%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.12 et 0.148) représente 3.9%.

Puits OEN8 (Figure 27)

- La classe de porosité occupent l'intervalle (0 et 0.028) représente 3.0%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.032 et 0.06) représente 39.1%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.06 et 0.088) représente 36.8%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.089 et 0.12) représente 17.4%.
- La classe de porosité occupent l'intervalle (0.12 et 0.148) représente 3.6%.

Interprétation des résultats : Les distributions des valeurs dans les intervalles OEN_2 (0.028 et 0.06) avec 37.8% OEN_4(0.032 et 0.06) avec 49.7% OEN_11(0.032 et 0.06) avec 40.7% OEN_8 (0.032 et 0.06) avec 39.1% sont très élevées.

II.4.3. La Saturation en eau

L'évolution verticale de la saturation des puits :(OEN 6, OEN 2, OEN 7, OEN 14

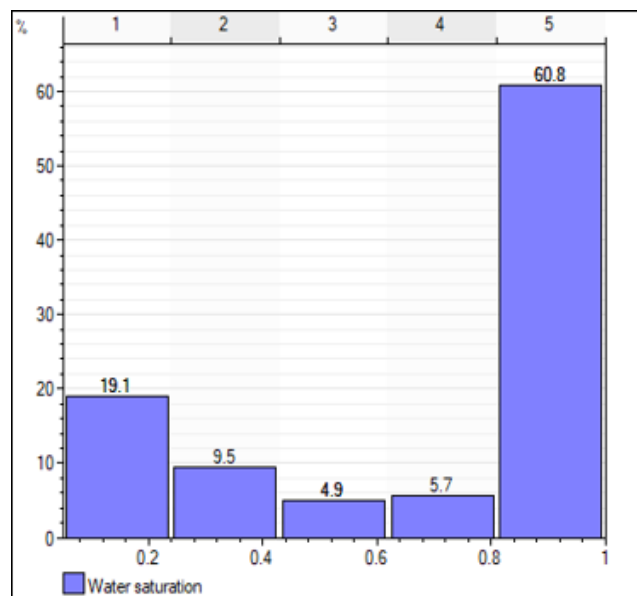


Figure 28: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 2

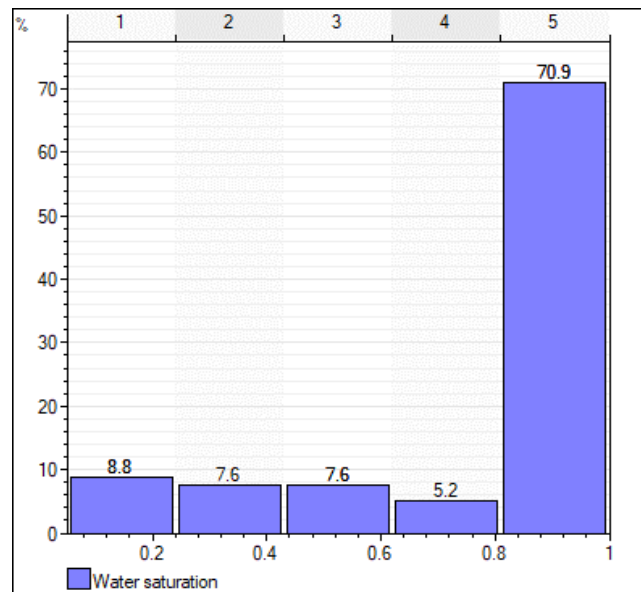


Figure 29: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN6

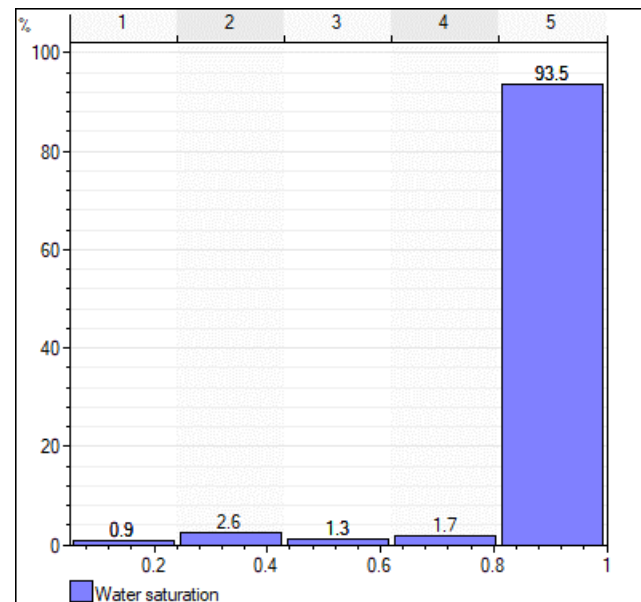


Figure 30: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN7

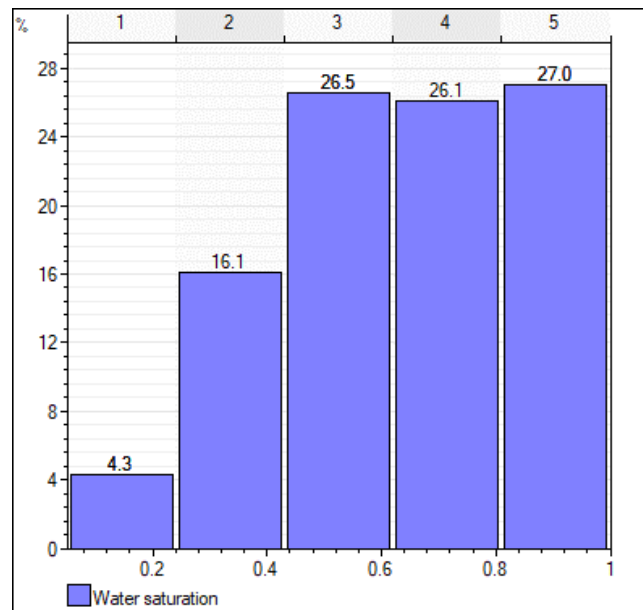


Figure 31: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN14

Puits OEN2 Type bimodal (Figure 28)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 19.1% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (25 – 43) représente 9.5% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (43 – 63) représente 4.9% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (63 – 80) représente 5.7% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (80 – 100) représente 60.8% du pourcentage global.

Puits OEN6 (Figure 29)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 8.8% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (25 – 43) représente 7.6% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (43 – 63) représente 7.6% du pourcentage global.

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (63 – 80) représente 5.2% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (80 – 100) représente 70.9% du pourcentage global

Puits OEN7 (Figure 30)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 0.9% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (25 – 43) représente 2.6% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (43 – 63) représente 1.3% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (63 – 80) représente 1.7% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (80 – 100) représente 93.5% du pourcentage global

Puits OEN14 (Figure 31)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 4.3% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (25 – 45) représente 16.1% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (45 – 63) représente 26.5% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (63 – 80) représente 26.1% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (80 – 100) représente 27.0% du pourcentage global.

Interprétation des résultats :

Les distributions des valeurs dans les intervalles OEN_2 (80 – 100) avec 60.8% OEN _6(80 – 100)

Avec 49.7% OEN _7(0.032 et 0.06) avec 93.5% OEN_14 (80 –100) avec 27.0% sont très elvées.

- L'évolution horizontal de la Saturation les puits (OEN 2, OEN 11, OEN 8, OEN 4)

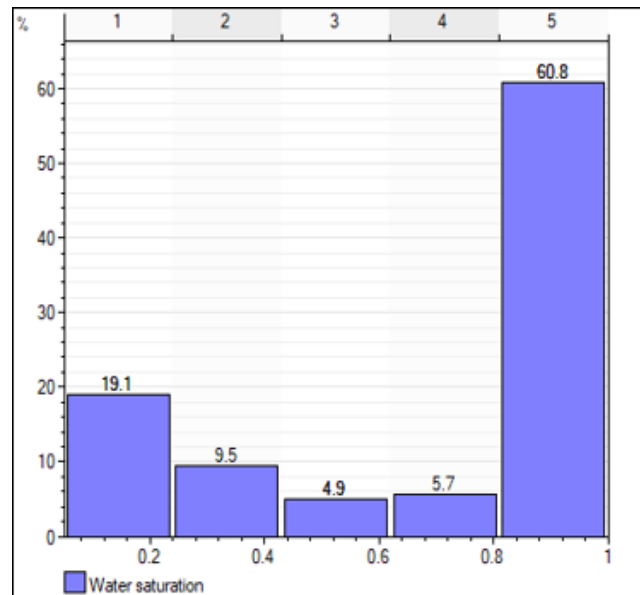


Figure 32: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 2

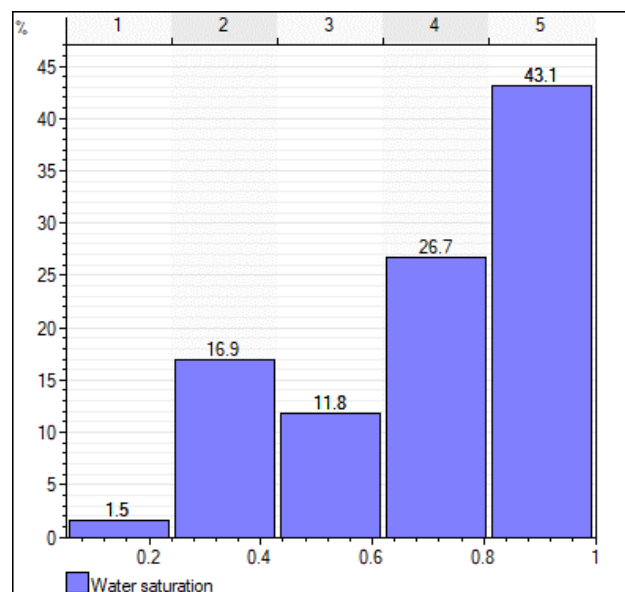


Figure 33: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 4

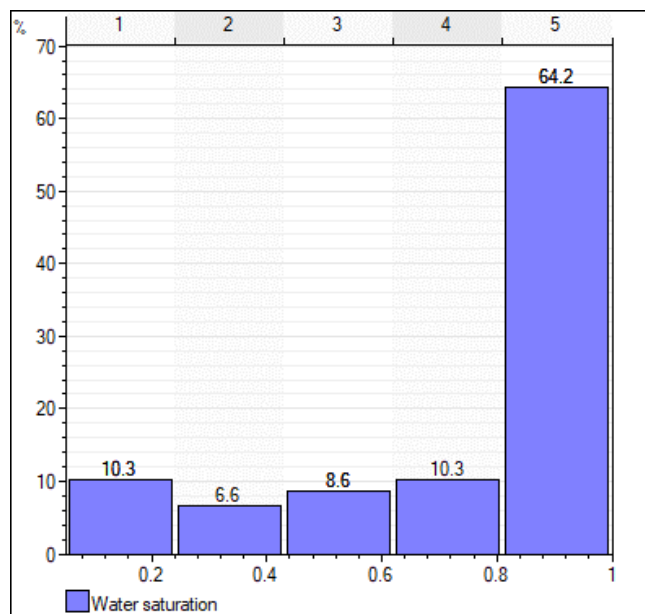


Figure 34: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 8

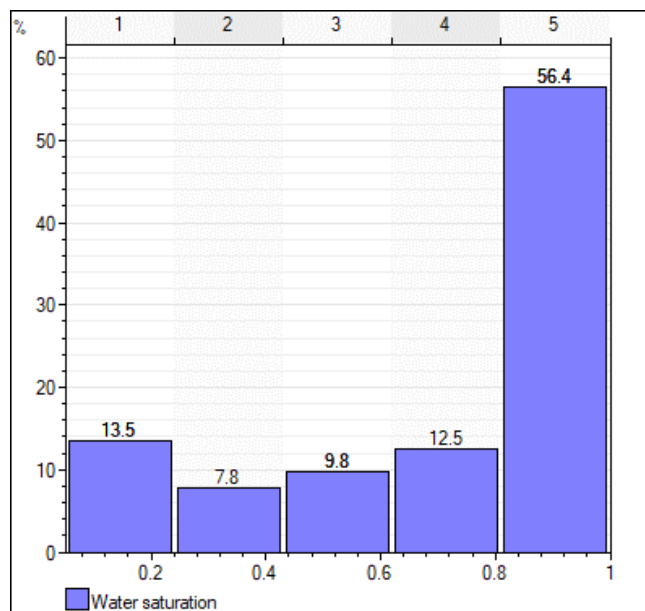


Figure 35: Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 11

Puits OEN4 (Figure 33)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 1.5% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (25 – 45) représente 16.9% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupant l'intervalle (45 – 63) représente 11.8% du pourcentage global.

- La classe de la saturation occupent l'intervalle (63 –80) représente 26.7% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (80 –100) représente 43.1% du pourcentage global.

Puits OEN8 (Figure 34)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 10.3% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (25 –45) représente 6.6% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (45 –63) représente 8.6% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (63 –80) représente 10.3% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (80 –100) représente 64.2% du pourcentage global.

Puits OEN11 (Figure 35)

- La classe de la saturation occupant l'intervalle (0 – 25) représente 13.5% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (25 –45) représente 7.8% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (45 –63) représente 9.8% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (63 –80) représente 12.5% du pourcentage global.
- La classe de la saturation occupent l'intervalle (80 –100) représente 56.4% du pourcentage global.

Interprétation des résultats :

Les distributions des valeurs dans les intervalles OEN_2 (80 –100) avec 60.8% OEN _4(80 – 100) avec 43.1% OEN _8(80 –100) avec 64.2% OEN_11 (80 –100) avec 56.4% sont très élevée.

B. Les cartes :

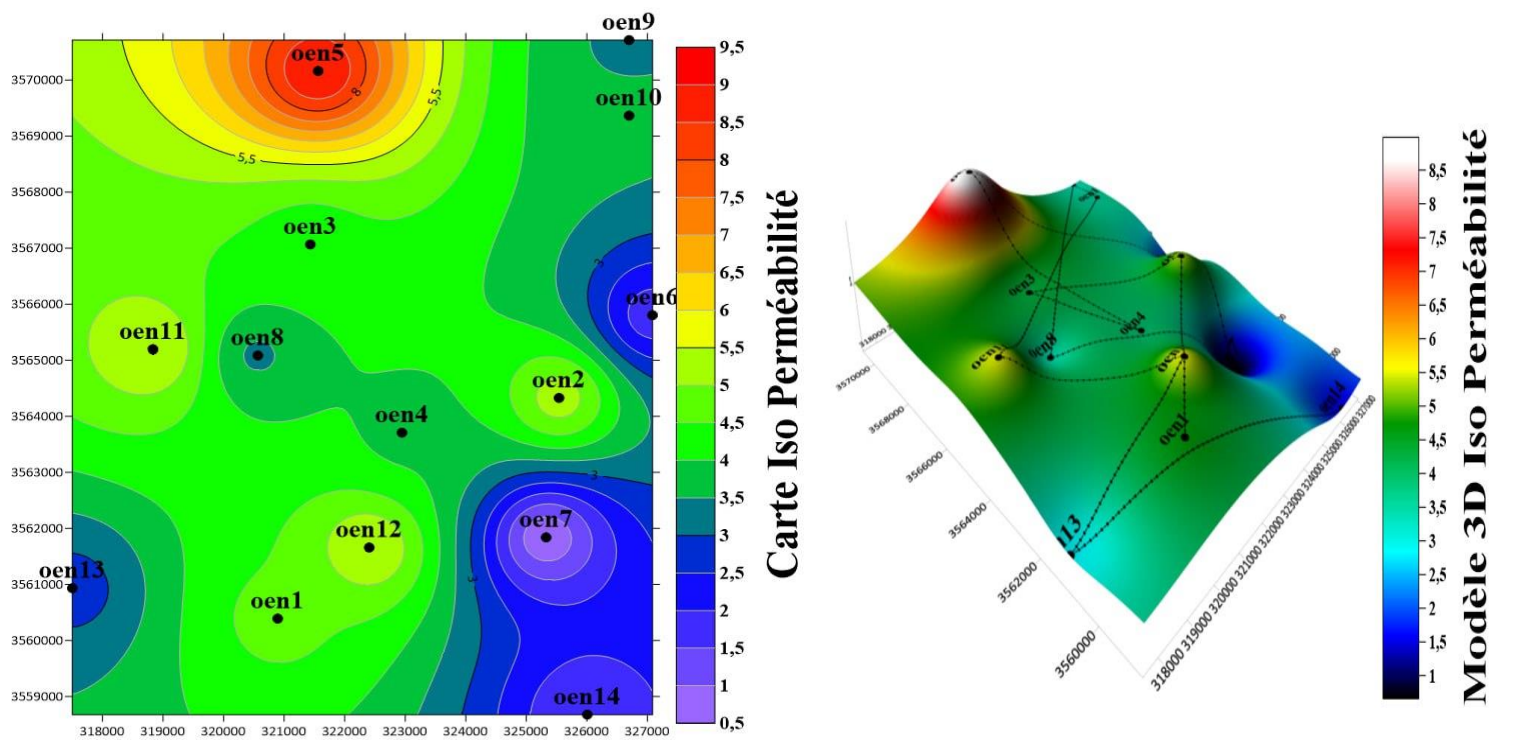


Figure 36: carte de perméabilité

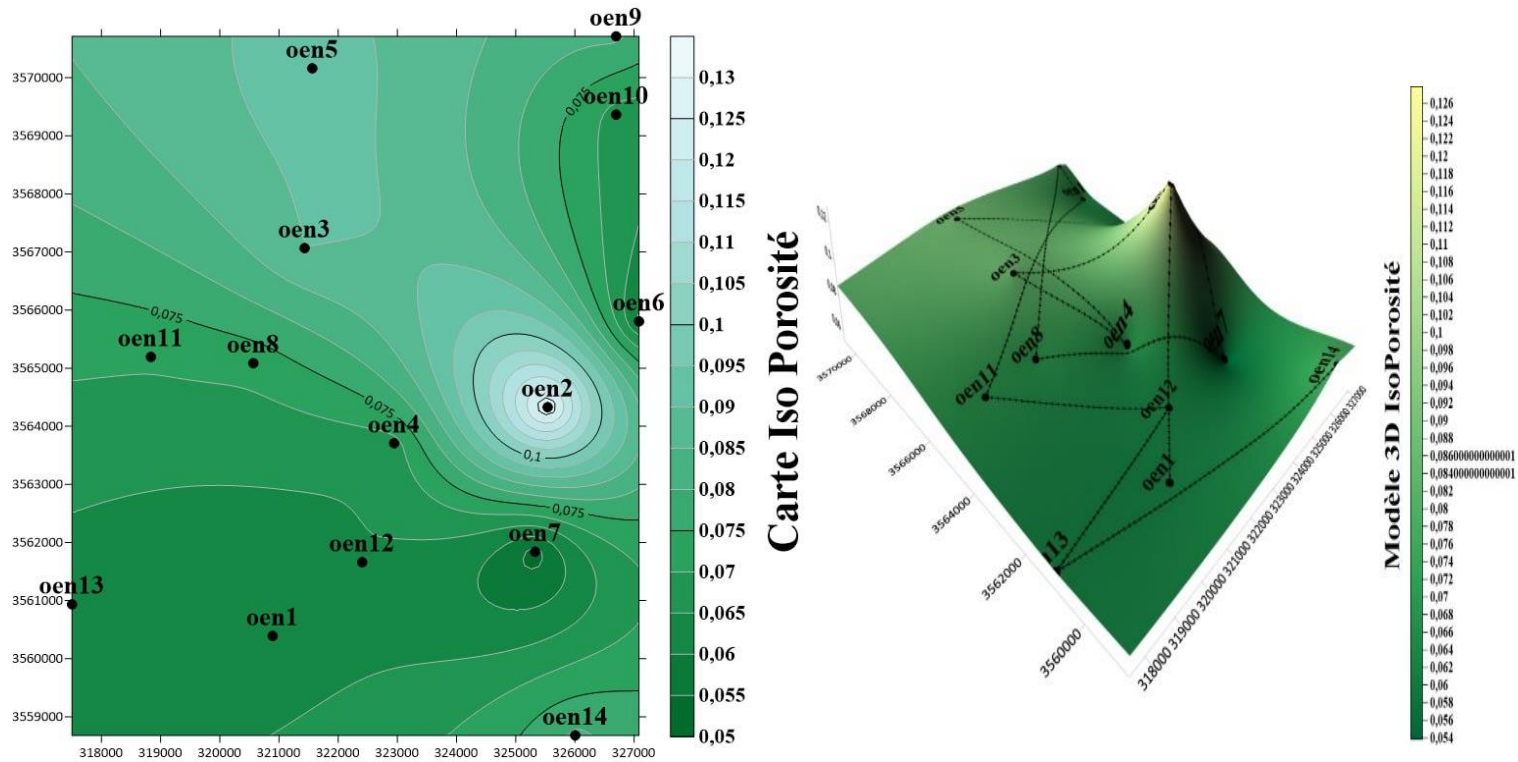


Figure 37: : carte de porosité

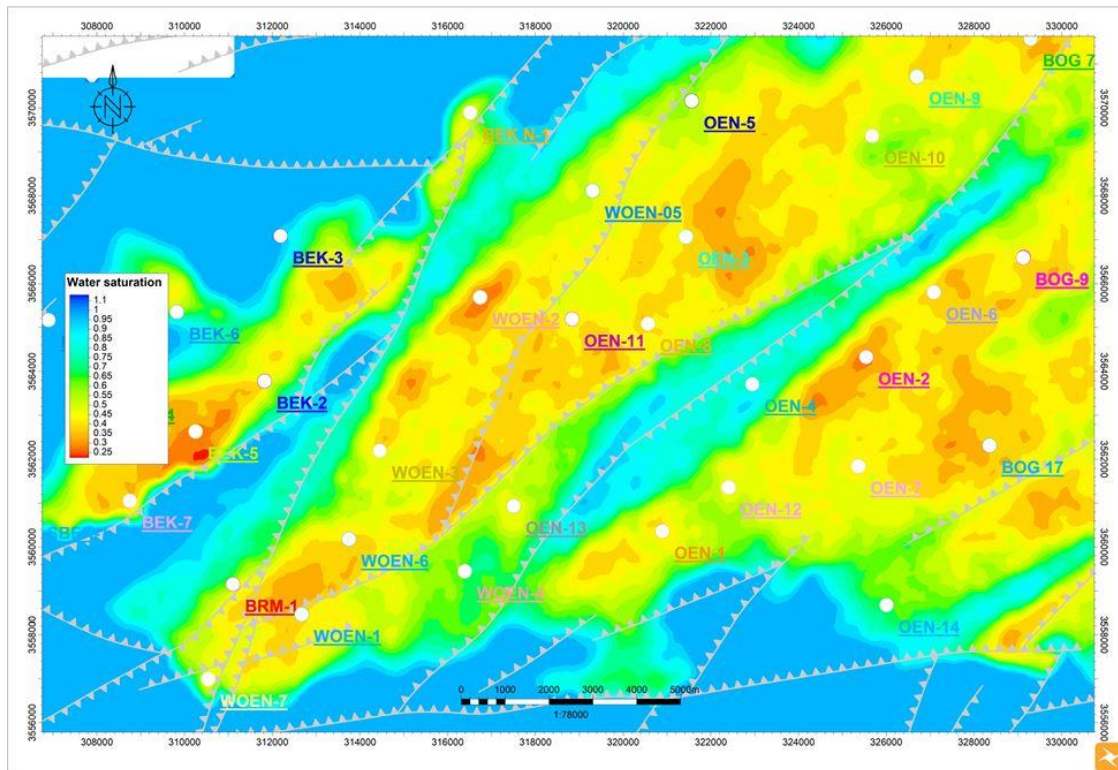


Figure 38: carte de Saturation

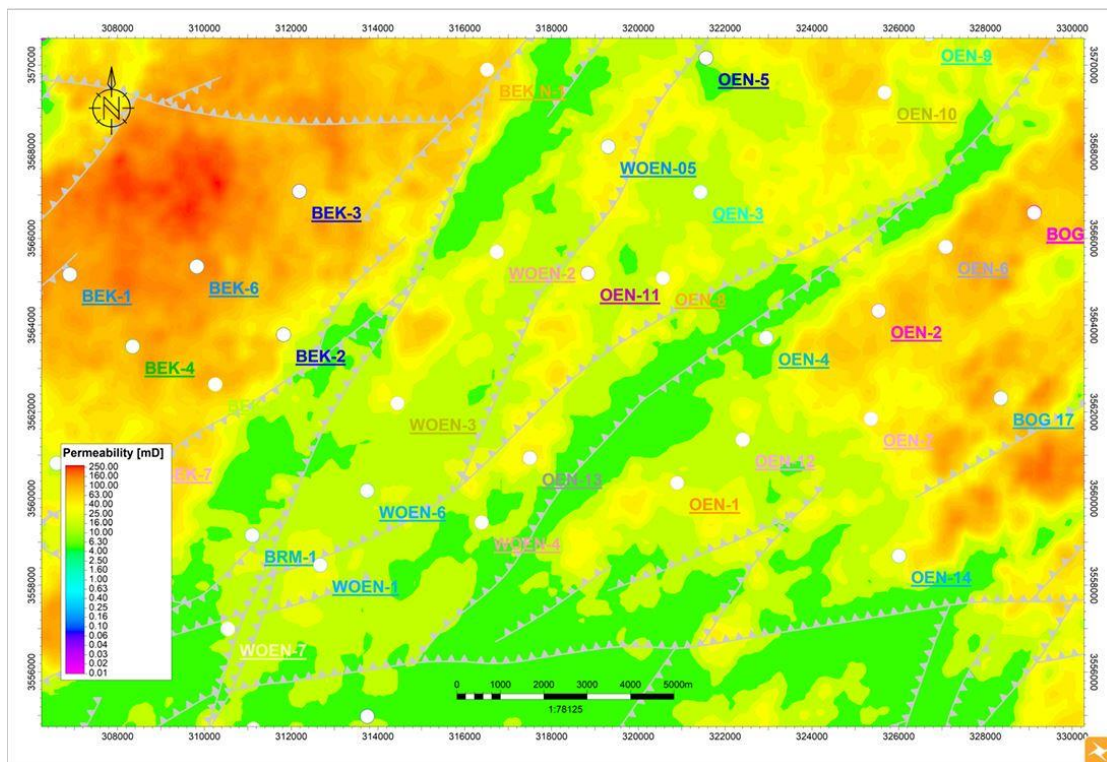


Figure 39: carte de Perméabilité

II.4.4. Carte de perméabilité

Cette carte thématique visualise l'hétérogénéité de la perméabilité, mettant en évidence ses variations verticales (avec la profondeur) et latérales (selon la direction). Les zones des forts

perméabilité positionnées dans les puits OEN-6, OEN-7, OEN-2, OEN-14, OEN-10, OEN-9 La avec (160 md). Les zones des moyenne perméabilité OEN-11, OEN-8, OEN-12, OEN-1, OEN-13 avec (25 md et 63 md). Figure (39) (36)

II.4.5. Carte de porosité

Les contours concentriques autour de "oen2" indiquent bien une région où la porosité maximale ($\sim 0,13$) est ainsi atteinte. Cela peut correspondre à une zone géologique propice à l'accumulation de fluides. En particulier vers le nord-est puis le sud-ouest, les zones foncées présentent des valeurs de porosité autour de (0,05-0,07) Ces zones peuvent correspondre avec des formations plus compactes. Il est possible qu'elles soient étanches. Figure (37).

II.4.6. Carte de saturation

Dans cette zone, la carte indique la saturation en eau, la carte représente la saturation en eau dans cette zone, la saturation très élevée vers la direction sud-est et nord-est Avec (1 et 1.1), la saturation dans la zone de oglet Nasser élevé un peu. La saturation Moyenne dans le centre de Oglet EN Nasser avec (0.85%) La saturation très élevée dans le puit OEN-14, OEN-7 Figure (37)

Conclusion

L'analyse des cartes isopaque et isobathes, combinée aux corrélations lithologiques et aux propriétés pétrophysiques, a mis en évidence la variabilité des réservoirs gréseux de la "Série inférieure" du Trias. Cette formation se distingue par une hétérogénéité marquée de porosité et de perméabilité, influencée par la nature lithologique et la distribution des argiles. Ces données permettent non seulement de caractériser les réservoirs en termes de propriétés pétrophysiques, mais aussi d'identifier les zones favorables à une meilleure productivité, renforçant ainsi leur pertinence pour l'exploration et la production pétrolière.

Chapitre III :

Analyse De La Fracturation Par

L'imagerie

III.1 Introduction

Les hydrocarbures jouent un rôle stratégique dans l'économie mondiale, mais leur exploitation est complexe en raison de la profondeur des gisements. Une caractérisation précise des réservoirs (propriétés structurales, sédimentologiques et pétrophysiques) est essentielle pour une exploitation rentable et durable. Les avancées technologiques, comme l'imagerie de puits (développée par Schlumberger dans les années 1980), améliorent l'efficacité opérationnelle, notamment dans les forages horizontaux, et optimisent la production.

III.2 Définition de l'imagerie des parois de puits.

Les techniques d'imagerie des parois de puits, qu'elles soient acoustiques (ultrasons) ou électriques (résistivité), ont connu des avancées majeures dans le domaine de la caractérisation des formations géologiques en subsurface. Ces méthodes contribuent de manière significative à la réduction des incertitudes liées à l'interprétation des faciès sédimentaires et des environnements de dépôt.

Leur principal avantage réside dans leur capacité à améliorer la compréhension des structures tectoniques affectant le réservoir, notamment par la détermination précise du pendage et de l'azimut des strates, ainsi que par une caractérisation plus fine des systèmes de fractures. Ces données permettent une modélisation plus fiable des propriétés structurales du gisement, optimisant ainsi les stratégies d'exploration et de production.

III.2.1 L'utilisation de cette technique s'avère essentielle dans le but de

- **Visualisation complète du puits** : Obtenir une représentation à 360° de l'intégralité du trou de forage.
- **Analyse structurale et sédimentaire** : Déterminer l'inclinaison des couches géologiques et des structures sédimentaires.
- **Identification des discontinuités** : Détecter les fractures et les failles, en précisant leurs types et leur orientation spatiale.
- **Caractérisation lithologique détaillée** : Définir les limites entre les grès et les argiles, ainsi que les intervalles de stratification de faible épaisseur.
- **Mesure haute résolution du diamètre** : Fournir des données précises sur le diamètre du puits grâce à une technologie acoustique avancée.
- **Imagerie de la paroi du puits** : Offrir une image claire de la géométrie interne du trou de forage.

- **Adaptabilité aux fluides de forage** : Générer des images de qualité, que le forage ait été réalisé avec une boue salée ou une boue à base d'huile.
- **Orientation et corrélation des carottes** : Permettre d'orienter les carottes extraites et de les corréler avec les informations obtenues dans le puits.
- **Reconstitution des contraintes et courants anciens** : Contribuer à la détermination des paléo-contraintes et des paléo-courants.

III.3 Imagerie acoustique :

L'imagerie acoustique de puits utilise un faisceau ultrasonore rotatif analysant la paroi du forage par 180 acquisitions par rotation. L'étude comparative de l'amplitude et du temps de propagation des ondes émises et réfléchies permet de déterminer l'impédance acoustique des formations et le rayon du puits.

Cette technique génère des images haute résolution révélant fractures, stratifications et hétérogénéités géologiques, tout en permettant de déterminer leur orientation spatiale. Les données sont présentées sous forme d'images de temps de transit (cartographie du rayon du puits) et d'amplitude (intensité de l'écho réfléchi), orientées selon le Nord magnétique pour les puits verticaux ou le sommet du trou pour les horizontaux (LIM Instrumentation)

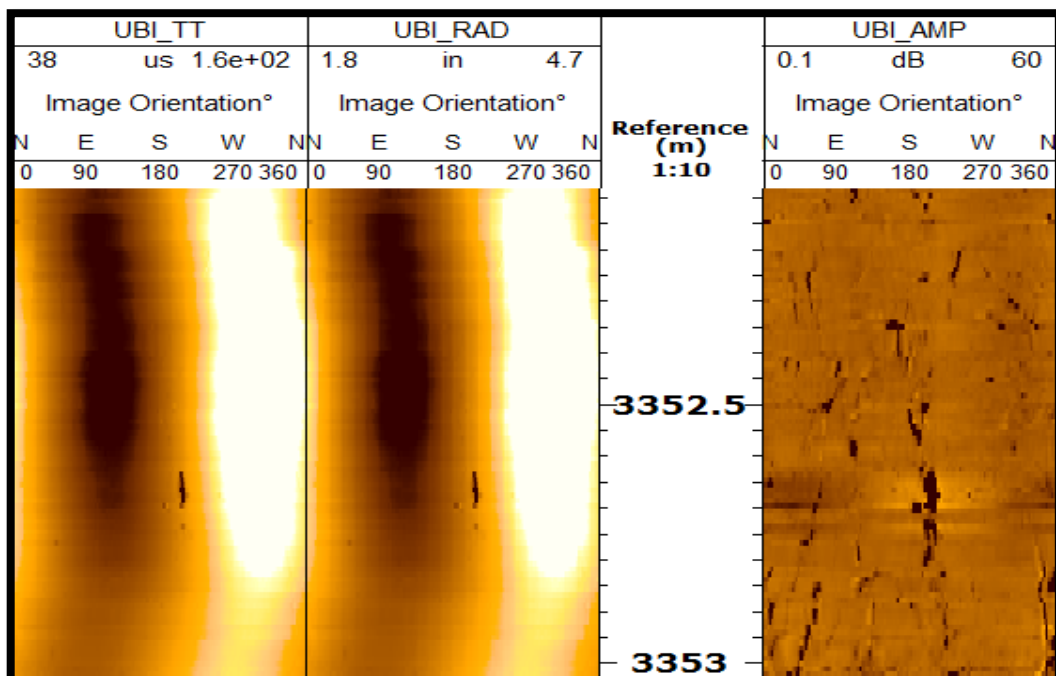


Figure 40: Images générées par l'outil d'imagerie acoustique

III.3.1 Outil CBIL (Circumferential Borehole Imaging Log)

Le CBIL est un outil d'imagerie acoustique des parois de puits (tubés ou non) basé sur l'émission-réception d'ondes ultrasonores. Un transducteur rotatif émet des impulsions acoustiques et mesure l'écho réfléchi, dont l'amplitude dépend du contraste d'impédance acoustique entre la formation et la boue. Le temps de propagation de l'onde permet de calculer la distance outil-paroi via la vitesse du son dans la boue.

III.3.2 Outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager - Schlumberger)

Similaire au CBIL mais avec une configuration différente, l'UBI est spécialisé pour les puits non tubés, y compris avec des boues à base d'huile. Son transducteur rotatif (7 tours/seconde, 156 impulsions/tour) assure une couverture circonférentielle totale. Il opère sur deux fréquences

500 kHz : haute résolution pour l'imagerie détaillée

250 kHz : adaptée aux boues dispersives

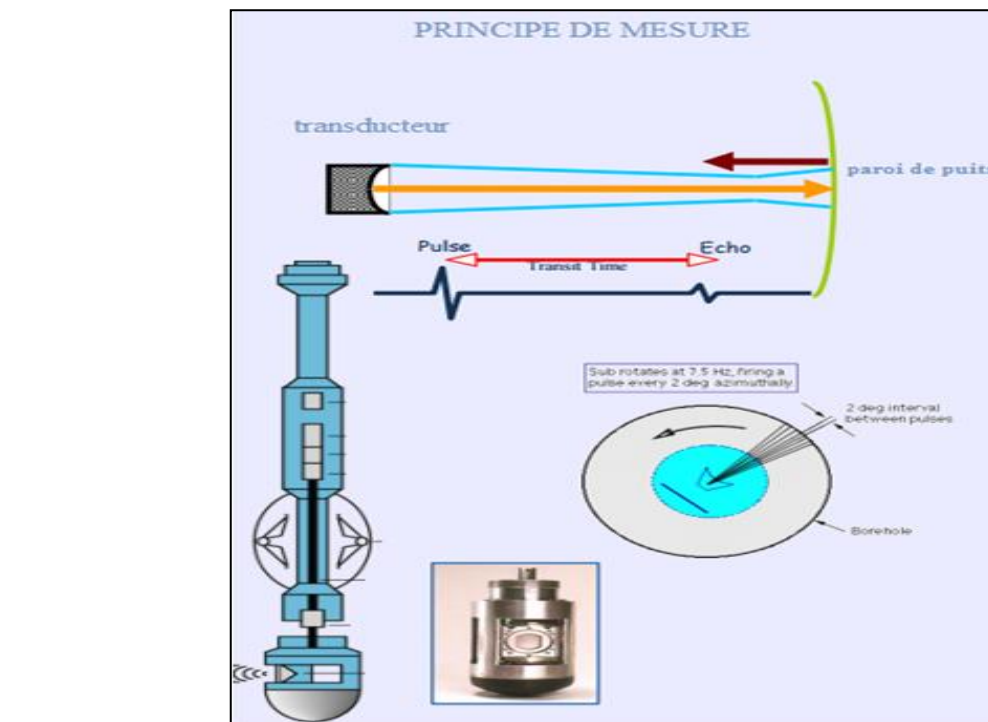


Figure 41: Principe de mesure de l'UBI

III.4 Imagerie électrique.

La méthode d'imagerie électrique, et plus particulièrement la mesure de résistivité, offre une caractérisation directe des propriétés électriques des formations géologiques avec une résolution radiale de l'ordre du centimètre. Cependant, la disposition des capteurs (sous forme

de boutons) intégrés sur des patins mécaniques limite la couverture circonférentielle, ne permettant d'acquérir des données que sur des sections partielles de la paroi du puits.

III.4.1 L'outil électrique OBMI (Oil Base Mud Micro Imager) [OBMI Brochure.2004-Schlumberger].

Représente la nouvelle génération d'instruments d'imagerie électrique développée par la compagnie internationale Schlumberger (Fig. 35). Il permet l'acquisition d'images de micro résistivité de la formation géologique au voisinage immédiat de la paroi du puits, dans des environnements caractérisés par une boue de forage non conductrice.



Figure 42: OBMI

III.5 Traitement des données brutes

III.5.1 But du traitement des données brute :

Le traitement des données brutes de diagraphie vise à appliquer des corrections afin d'obtenir des visualisations (Fig. 36) qui reproduisent et interprètent de manière plus fidèle les structures et configurations géologiques du sous-sol.

L'objectif du traitement des données de logging consiste à établir des corrections sur les mesures initiales pour générer des images (Fig. 36) qui offrent une représentation améliorée et une traduction plus précise des entités géologiques.

Ce traitement est dédié à la correction des données brutes issues des opérations de diaggraphie, dans le but de produire des imageries qui restituent et interprètent avec une fidélité accrue les organisations et les formes géologiques rencontrées.

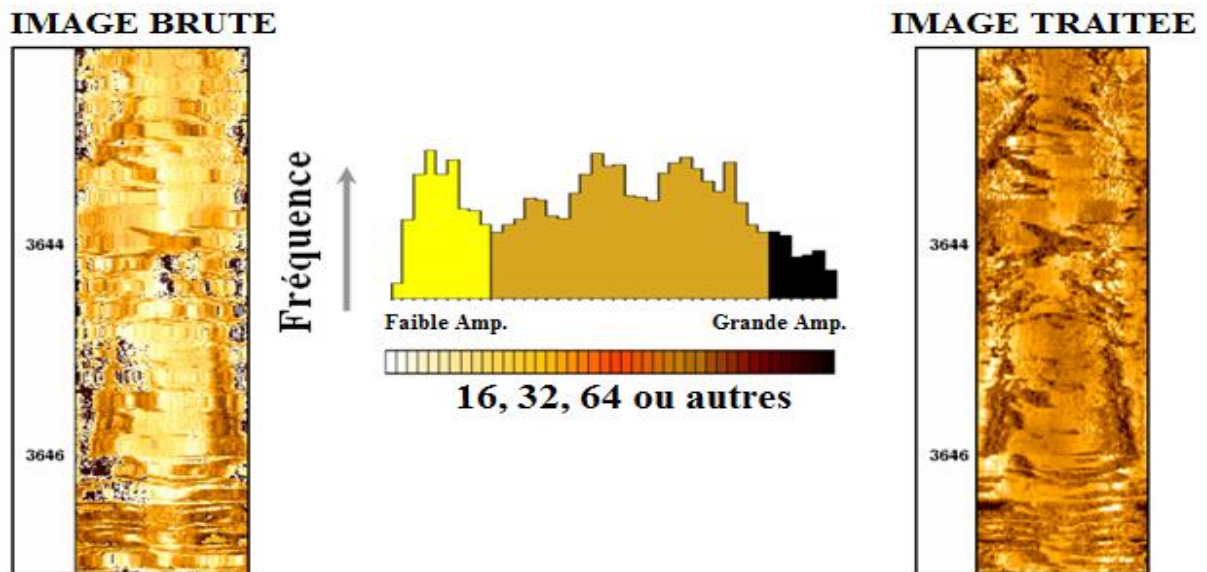


Figure 43: Traitement des données brutes

III.5.2 Logiciel utilisé :

Le traitement et l'interprétation des données acquis au cours de cette étude ont été réalisés à l'aide du logiciel **TECHLOG** (Fig. 21). Développé par la société de services pétroliers SCHLUMBERGER au début des années 2000 et fonctionnant sous environnement Windows, TECHLOG est une plateforme logicielle performante. Il intègre divers modules spécialisés couvrant un large éventail de disciplines, notamment la Géophysique, le Forage, la Géologie, la Pétrophysique, l'étude des Réservoirs conventionnels et non conventionnels.



III.6 Définition et typologie des fractures :

Une fracture se définit comme toute perte de continuité physique au sein d'une roche, résultant de l'application de contraintes excédant la limite de résistance de cette dernière. Au sein d'une formation géologique, on distingue principalement deux catégories de fractures : les fractures naturelles et les fractures induites.

Fractures naturelles : Ces discontinuités préexistent à toute activité de forage. On identifie principalement trois types de fractures naturelles, décrits ci-après :

- **Fractures ouvertes :** Il s'agit de fractures présentant un espace poral ou des cavités. Ces espaces peuvent être interconnectés entre différentes fractures ou demeurer isolés.
- **Fractures colmatées :** Ces fractures sont caractérisées par un remplissage significatif de leur ouverture par des minéralisations ou d'autres types de cimentation, entraînant une obstruction de toute perméabilité à l'échelle de la fracture.

Les fractures induites par le forage : sont des discontinuités ou des ruptures qui se forment dans la roche en réponse aux perturbations mécaniques et aux changements de contraintes générés par l'acte de forer un puits.

III.6.1 État de contrainte dans la Terre.

L'analyse du régime de contrainte en subsurface repose sur la détermination des trois contraintes principales ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$) et de leurs orientations. Trois régimes principaux sont distingués :

1. Régime normal ($\sigma_v = \sigma_1$) : favorise les failles normales.
2. Régime inverse ($\sigma_v = \sigma_3$) : génère des failles de chevauchement.
3. Régime décrochant ($\sigma_v = \sigma_2$) : produit des failles transformantes

L'identification des types de failles présentes permet ainsi de déduire le régime de contrainte dominant dans la zone étudiée.

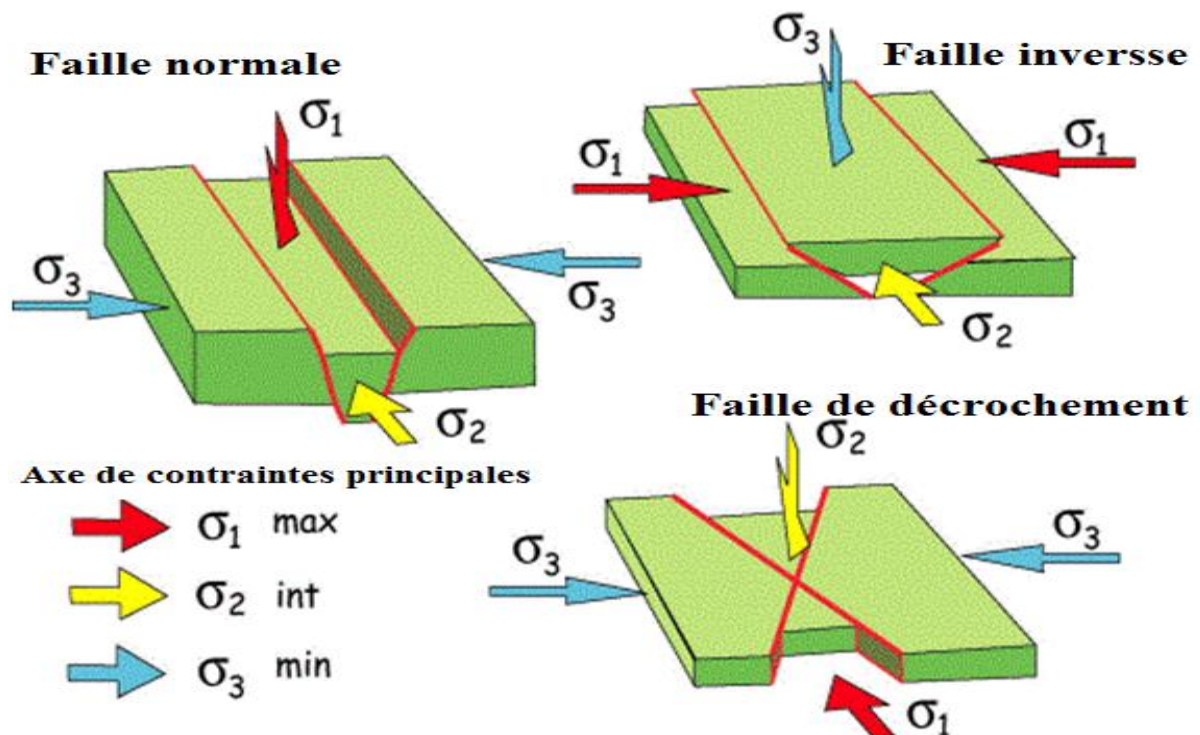


Figure 44: Régimes de contraintes

III.6.2 Endommagements liés aux contraintes :

- **Densité de boue** : Dans la fenêtre de la densité de boue, il y a quatre valeurs critiques qui déterminent les limites de stabilité du trou pendant le forage.
- **Pression de formation** Si la pression de la boue est inférieure à la pression de formation, cela provoque l'effondrement du trou.
- **Faible densité de boue et risque de breakouts** : Si la pression exercée par la boue est trop basse par rapport à celle des parois, des éboulements (breakouts) peuvent se produire.
- **Contrainte horizontale minimale** : Une pression de boue excessive peut générer des fractures induites, entraînant des pertes de fluide de forage.
- **Limite de fracturation hydraulique** : Si la pression de boue dépasse ce seuil, elle provoque une fracturation des parois du puits, ce qui peut causer des pertes de fluide, notamment lorsque la pression dépasse la contrainte minimale.

L'ovalisation de la section forée, ainsi que la présence de fractures induites et de *breakouts*, révèlent une anisotropie des contraintes horizontales. L'orientation de ces figures de contraintes permet de déterminer celle du régime de contraintes en place.

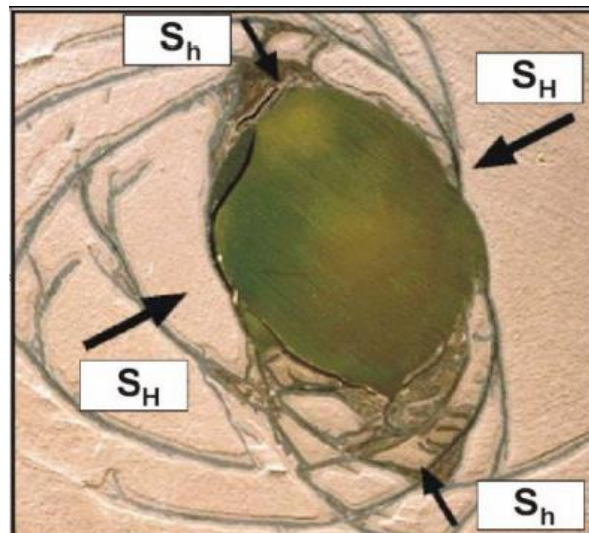


Figure 45: Ovalisation d'un forage avec représentation des contraintes horizontales

Au cours du forage, un puits vertical présente des déformations caractéristiques dont l'orientation dépend des contraintes en place. Les principaux types d'endommagements observés sont les fractures induites et les *breakouts*.

III.6.3 Les breakouts :

Les breakouts se produisent lorsque la pression interne du puits est inférieure à la pression de formation (sous-pression), comme illustré sur la figure 40 L'orientation des breakouts coïncide avec la direction de la contrainte horizontale minimale (σ_h).

Fractures induites :

Les fractures induites apparaissent lorsque la pression de la boue sur la paroi du puits dépasse la pression de fracturation de la formation (condition de forage surpassé) (**Fig 40**).

La direction de fractures induites correspond à celle de la contrainte horizontale maximale (σ_H).

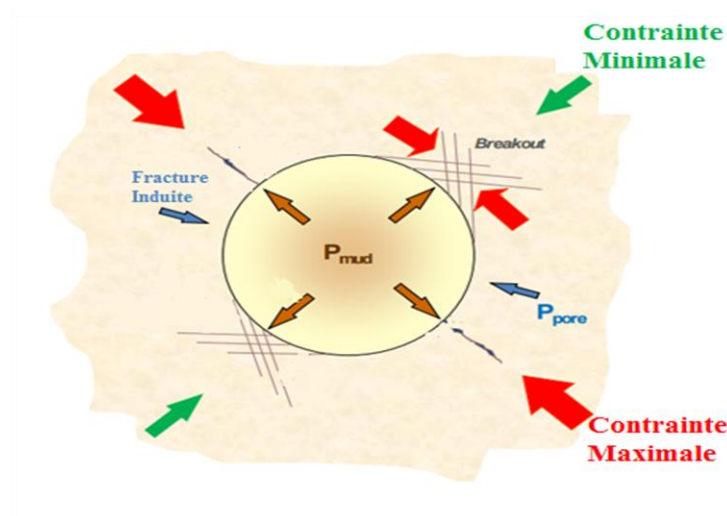


Figure 46: Relation entre la pression de boue et les figures de stress

CAS D'ETUDE

III.7 Analyse des Fractures et des Contraintes Géologiques dans le Puits OEN-4 à l'Aide des Données d'Imagerie EL_CBIL :

Cette étude présente l'interprétation des données d'imagerie EL_CBIL acquises dans le puits OEN-4 (phase 8.5in) foré avec une boue OBM de densité 1.56 g/cc. Les résultats révèlent une faible densité de fractures naturelles et une orientation des contraintes horizontales maximales en direction NNW-SSE. L'analyse met en lumière la qualité des données, les caractéristiques des fractures, et l'état du trou, fournissant des insights précieux pour la compréhension des propriétés géologiques du réservoir.

Le puits OEN-4, a été étudié à l'aide d'imageries électriques (EI) et acoustiques (CBIL) enregistrées par BAKER le 21 décembre 2022. L'objectif de cette recherche est d'analyser les fractures naturelles, les contraintes géologiques, et la stabilité du trou pour évaluer le potentiel du réservoir.

III.7.1 Méthodologie

Les données d'imagerie couvrent les intervalles suivants :

- **EI** : 3646 m – 3945 m (qualité mauvaise à moyenne).
- **CBIL** : 3644 m – 3945 m (qualité affectée par l'état du trou).

Le module Inclinométrie QC du logiciel TechLog a été runné pour contrôler la qualité des paramètres accéléromètre et magnétomètre enregistrés par l'outil ORIT

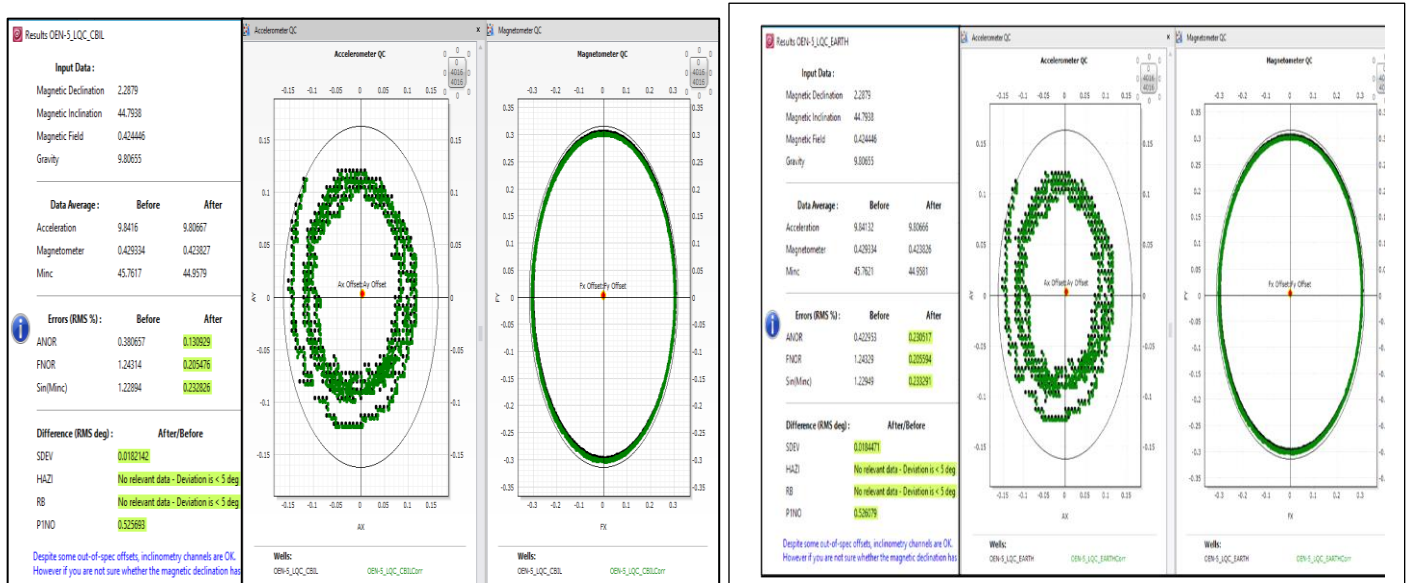


Figure 47: Le module Inclinomètre QC montre que les paramètres d'acquisition sont fiables

III.7.2 Direction de la contrainte :

Dans notre puits OEN-4 les Breakouts sont identifiés dans l'intervalle enregistré, l'orientation de la contrainte horizontale maximale dans la formation est NNW-SSE. Les fractures induites par le forage ne sont pas bien développées dans la section imagée.

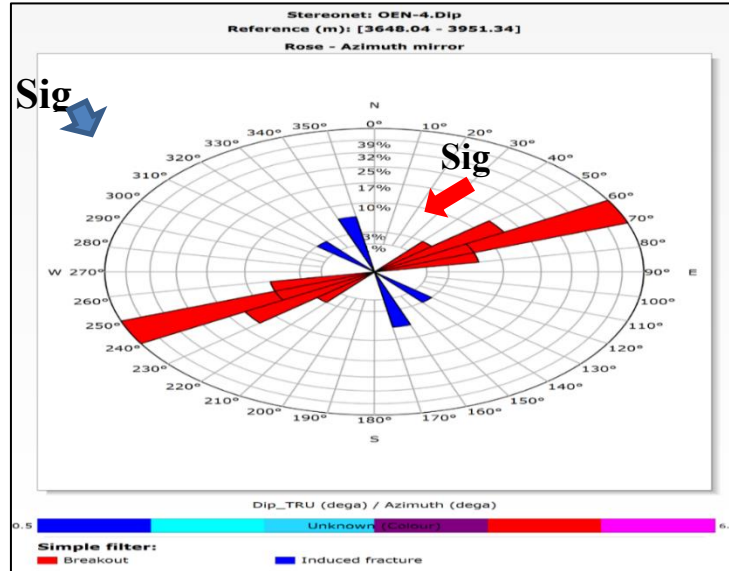


Figure 48: Direction de la contrainte dans le puits OEN 4

III.7.3 Analyse de la fracture:

L'interprétation des imageries EI_CBIL du puits OEN-4 phase 8.5in montre une faible densité de fractures naturelles sur une section de 310m. Seulement 63 fractures ont été interprétées, ce sont généralement des fractures discontinues à faible amplitude acoustique.

L'état du trou du puits OEN-4 semble être plus au moins stable affecté par des breakouts sur quelques intervalles.

La qualité des deux images semble être moyenne en particulier l'image électrique est de mauvaise qualité qui est affectée par la présence des Breakouts et Washout.

A travers les breakouts observés, la direction de la contrainte horizontale minimale est NEE-SWW donc la contrainte maximale est NNW-SSE.

On a constaté une densité moyenne de fractures naturelles aux intervalles suivants :

Du 3713m a 3718m: 05 fractures discontinues à faible amplitude acoustique et une fracture mixte.

Du 3803m a 3808.8m : 05 fractures discontinues à faible amplitude acoustique.

Du 3843m a 3852m : 06 fractures conductrices, 03 fractures discontinues à faible amplitude acoustique et une fracture mixte.

Du 3873m a 3880m : 06 fractures discontinue à faible amplitude acoustique et 03 fractures mixtes.

Du 3893.7m a 3896.1m : 05 fractures discontinue à faible amplitude acoustique.

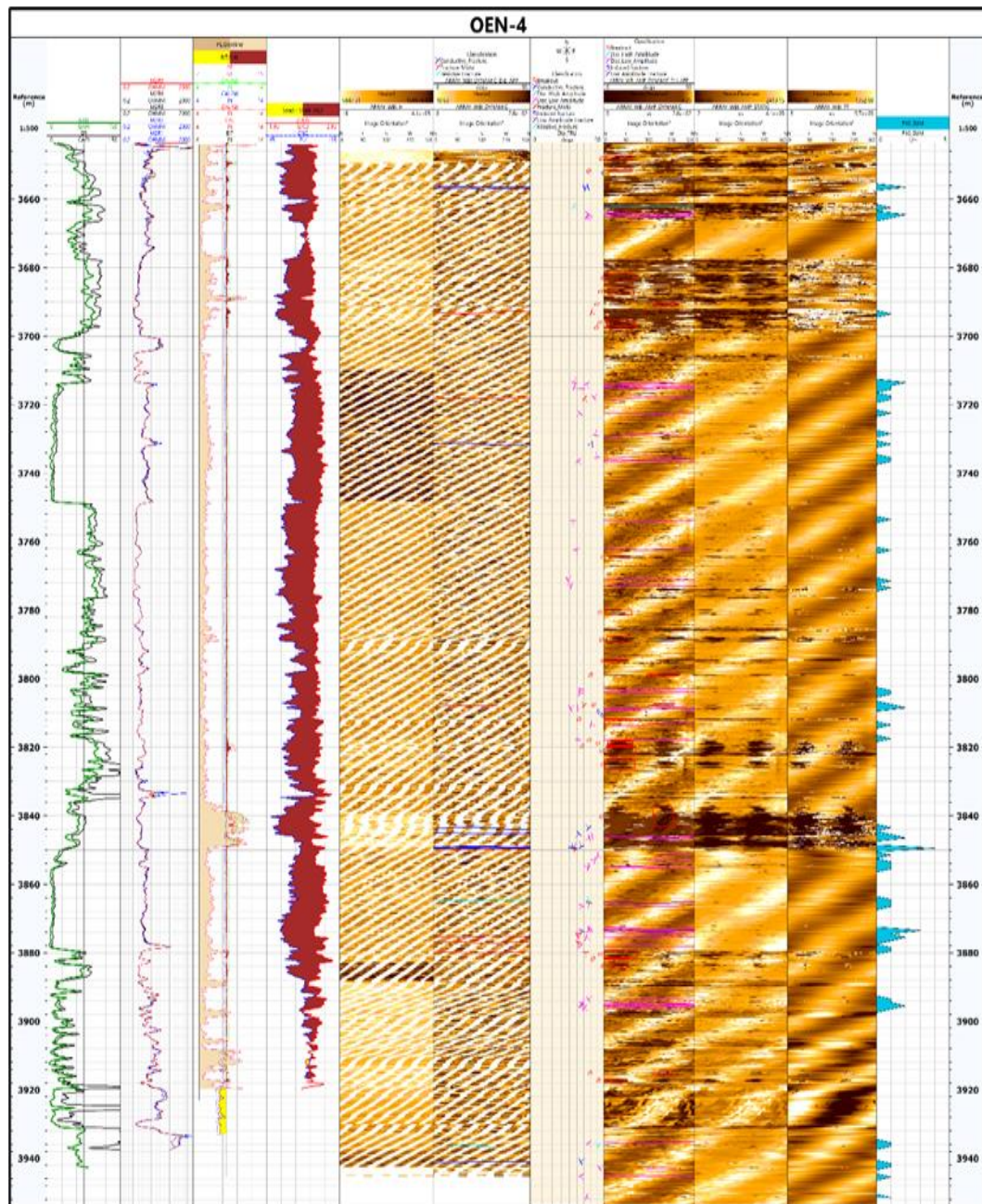


Figure 49: Analyse des fractures par imageries EI_CBIL dans le puit OEN 4

III.7.4 Direction de fracture:

D'après l'analyse des imageries, il n'y a aucune direction dominante des fractures naturelles.

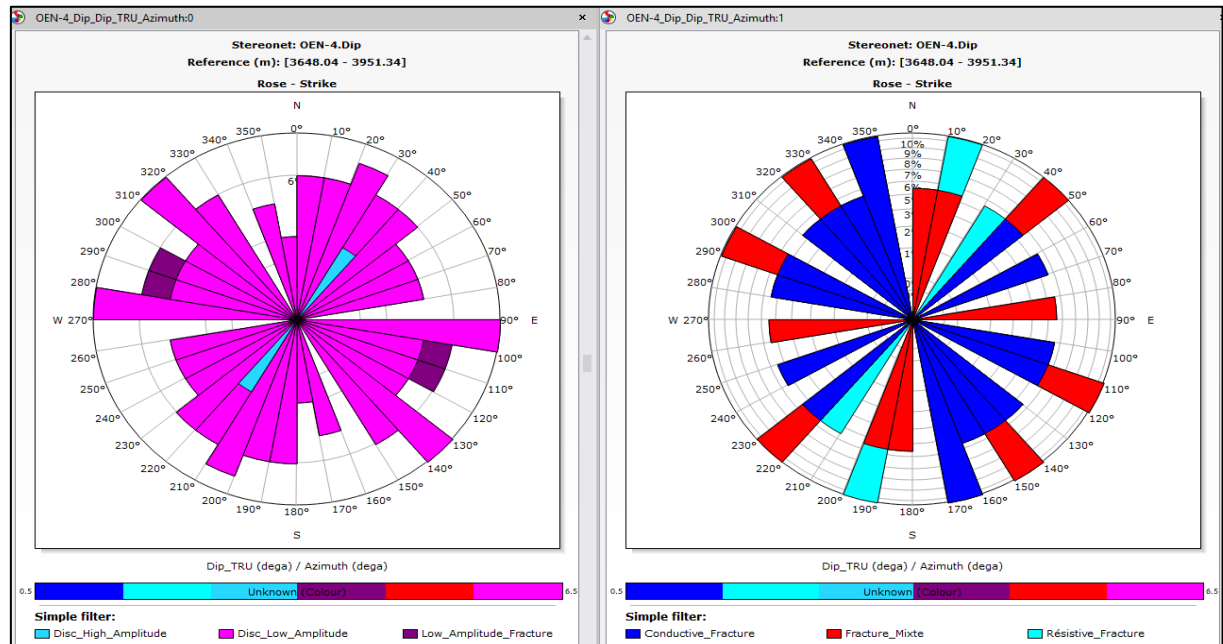


Figure 50: Fractur sur l'imagerie acoustique fracture sur l'imagerie électrique

Remarque

La faible densité de fractures naturelles suggère un réservoir peu fracturé, ce qui pourrait impacter la perméabilité. L'orientation NNW-SSE de SigH est cohérente avec les modèles régionaux de contraintes. La qualité limitée des images souligne l'importance d'améliorer les conditions d'acquisition pour les futures études.

III.8 Caractérisation des Fractures et des Contraintes dans le Puits OEN-7 par Imagerie EL_CBIL.

Cette étude analyse les données d'imagerie EL_CBIL du puits OEN-7 (phase 8.5in), foré avec une boue OBM de densité 1.56 g/cc. Les résultats révèlent une faible densité de fractures naturelles (28 fractures sur 321 m), une orientation des contraintes maximales en NW-SE, et une qualité d'image mauvaise à moyenne. L'état du trou, marqué par des breakouts et washouts, ainsi que l'absence de direction dominante pour les fractures discontinues, sont discutés pour évaluer les implications géomécaniques.

Le puits OEN-7, dont les coordonnées géographiques et techniques sont résumées dans le rapport, a été étudié via des imageries électriques (EI) et acoustiques (CBIL) enregistrées par

SLB le 10 mai 2023. L'objectif est d'évaluer la densité des fractures, les contraintes géologiques, et la stabilité du trou.

III.8.1 Méthodologie :

Les données d'imagerie couvrent les intervalles suivants :

- EI : 3624 m – 3934 m.
- CBIL : 3634 m – 3945 m.
- **Outils** : Module Inclinomètre QC (TechLog) pour valider les paramètres d'acquisition (ORIT).
- **Qualité des données** : Mauvaise à moyenne, affectée par les breakouts/washouts.

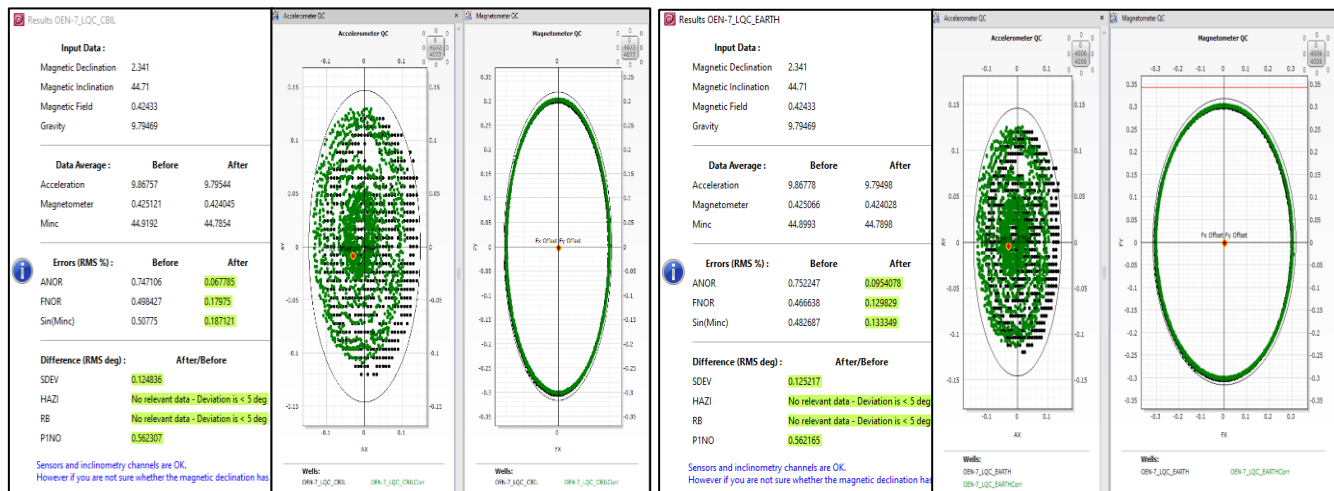


Figure 51: Le module Inclinomètre QC montre que les paramètres d'acquisition sont fiables

III.8.2 Direction de la contrainte :

D'après l'interprétation des imageries du puits OEN-7 les Breakouts sont présents avec une orientation NE-SW (50°N), par conséquent, la direction de la contrainte maximale est NW-SE confirmée par la direction des fractures induites.

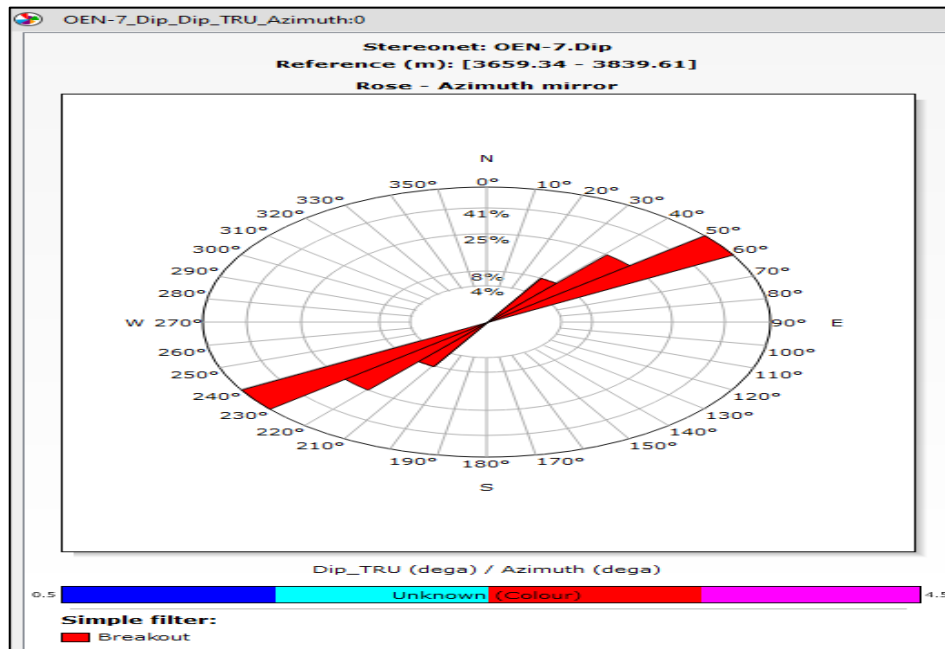


Figure 52: Direction de la contrainte dans le puits OEN 7

III.8.3 Analyse de fracture :

L'unité T2 présente une faible densité de fracture naturelle d'après l'interprétation des imageries, tandis que l'unité T1 montre également une faible densité, avec seulement deux fractures à faible amplitude acoustique interprétées.

D'après les imageries pas de fracture naturelle interprété dans les unités de la série inférieure.

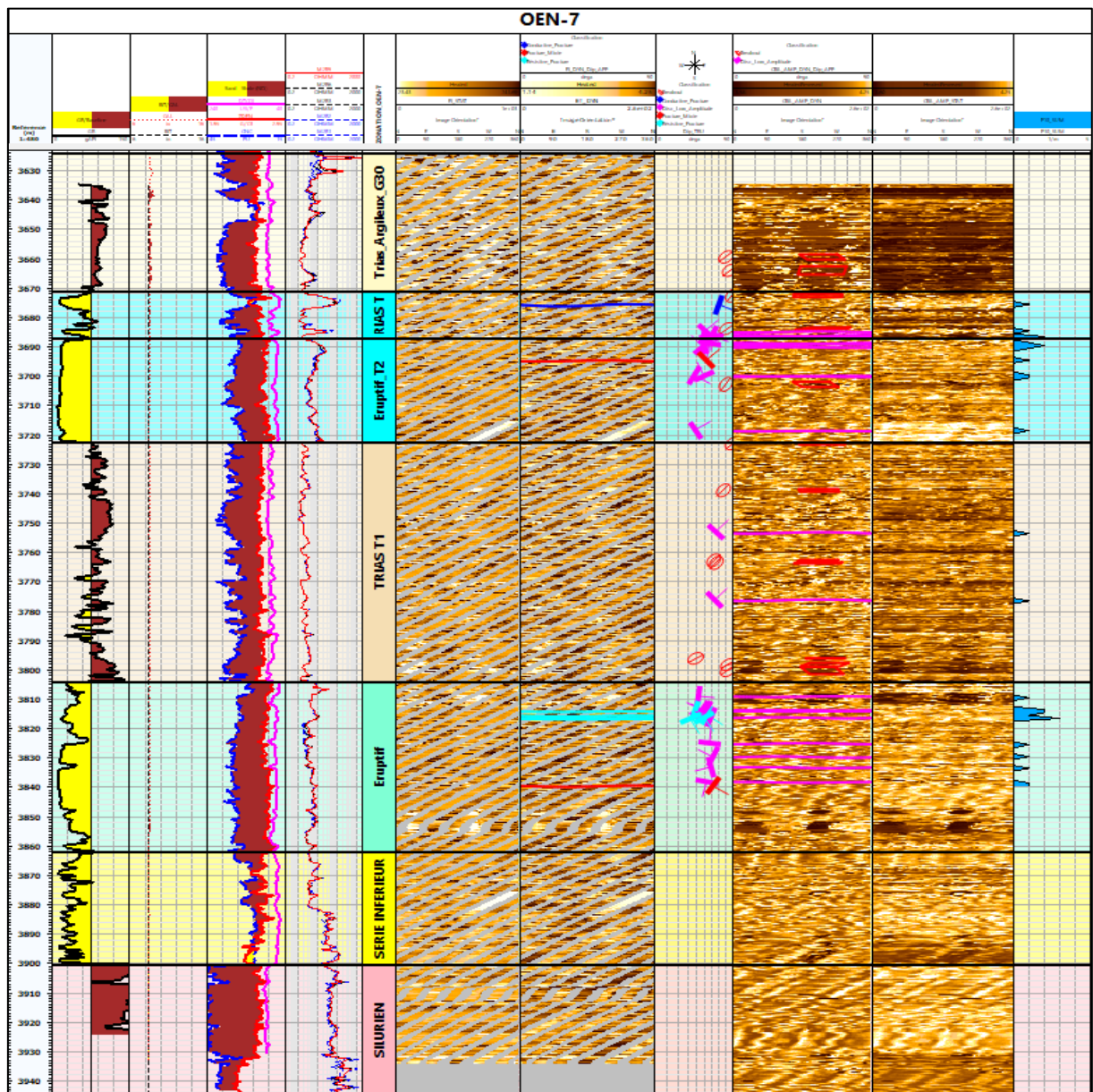


Figure 53: Analyse de la fracturation dans les unités T1 et T2 et la série inférieure par l'imagerie EL-CBIL

III.8.4 Direction des fractures :

Trois fractures résistives ont été interpréter avec une direction dominante NE-SW.

Pas de direction dominante pour les fractures discontinues à faible amplitude acoustique.

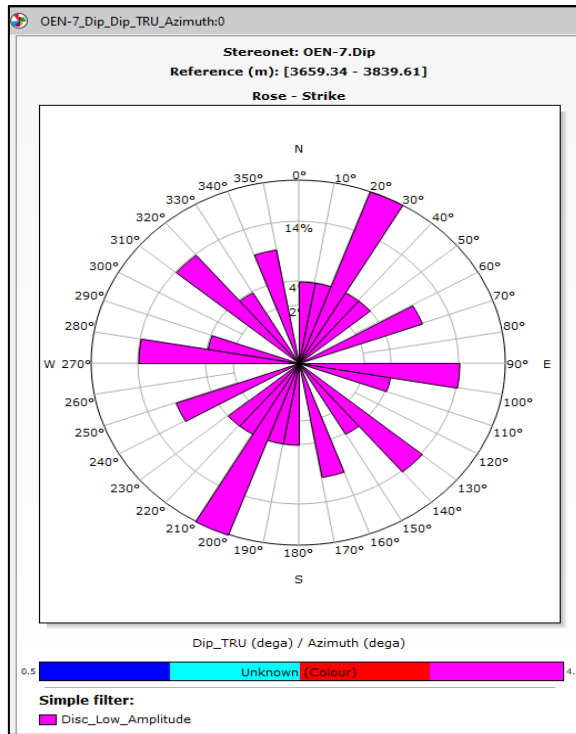
La qualité des deux imageries EI_CBIL semble être mauvaise a parfois moyenne.

L'interprétation des imageries EI_CBIL du puits OEN-7 phase 8.5in montre une faible densité de fractures sur l'intervalle 3624m-3945m. Seulement 28 fractures ont été interprétées, ce sont généralement des fractures discontinue à faible amplitude acoustique.

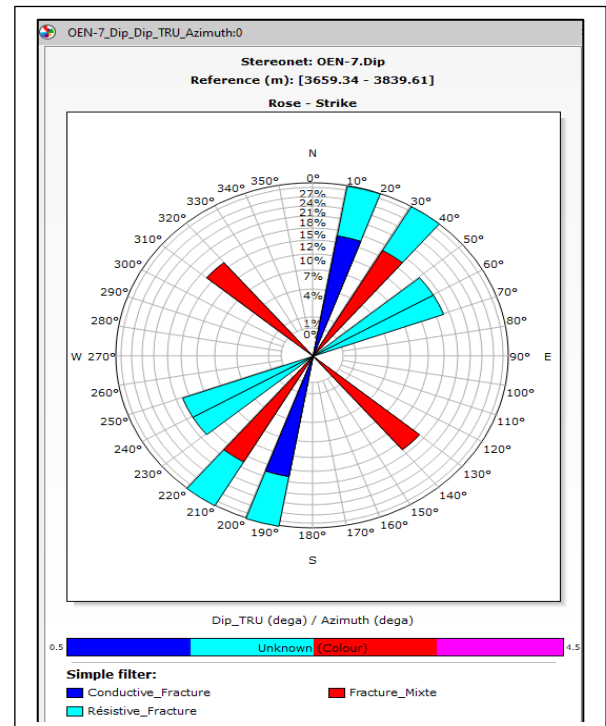
L'état du trou du puits OEN-7 semble être plus au moins stable affecté par des breakouts / Washouts sur quelques intervalles.

A travers les Breakouts observés, la direction de la contrainte horizontale minimale est NE-SW donc la direction de la contrainte horizontale maximale est NW-SE.

Le puits OEN-7 présente une très faible densité de fracture naturelle avec quelques-unes qui apparaissent discontinue de type faible amplitude acoustique ou résistive (partiellement ouverte).



**Figure 54: Fracture sur l'imagerie acoustique
fracture sur l'imagerie électrique**



III.9 Caractérisation des Fractures et des Contraintes Géologiques dans le Puits OEN-9 par Imagerie EL_CBIL.

Cette étude présente l'interprétation des données d'imagerie électrique (EI) et acoustique (CBIL) du puits OEN-9 (phase 8.5in), foré avec une boue OBM de densité 1.55 g/cc. Les résultats révèlent une faible densité de fractures naturelles (17 fractures sur 335 m), une orientation des contraintes horizontales maximales (SigH) en NW-SE, et une qualité d'image variable (mauvaise à moyenne). L'état du trou, marqué par des breakouts et washouts, est analysé pour évaluer la stabilité du forage.

Le puits OEN-9 a été étudié via des imageries EI et CBIL enregistrées par SLB le 7 mai 2023. L'objectif est de caractériser les fractures naturelles, les contraintes géologiques, et la qualité des données d'imagerie.

III.9.1 Méthodologie

Les données d'imagerie couvrent les intervalles suivants :

EI : Intervalle 3657 m – 3982 m.

CBIL : Intervalle 3657 m – 3992.7 m.

Outils : Module Inclinométrie QC (TechLog) pour valider les paramètres d'acquisition .(ORIT).

Limitations : Qualité d'image affectée par les breakouts et washouts.

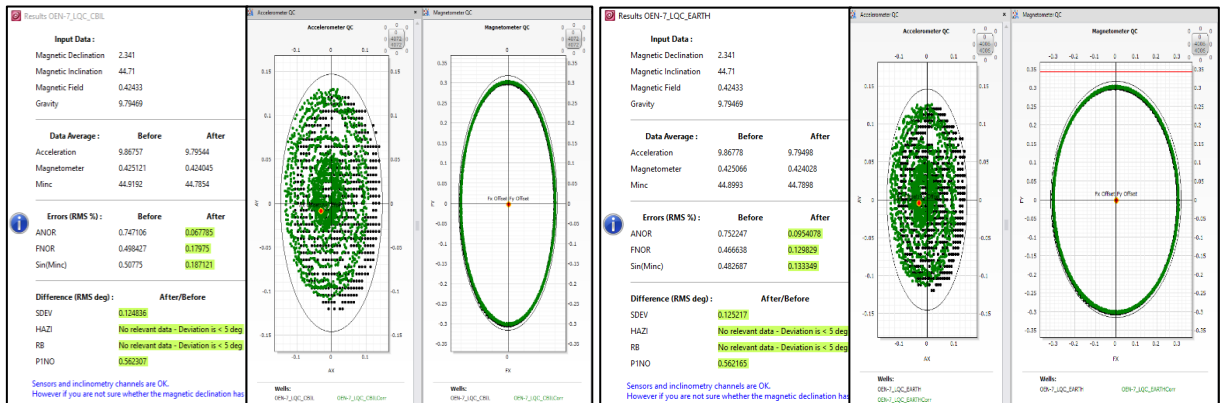


Figure 55: Le module Inclinomètre QC montre que les paramètre d'acquisition sont fiables

III.9.2 Direction de la contrainte :

D'après l'interprétation des imageries du puits OEN-9 les Breakouts sont présents avec une orientation NE-SW (70°N), par conséquent, la direction de la contrainte maximale est NW-SE confirmer par la direction des fractures induites.

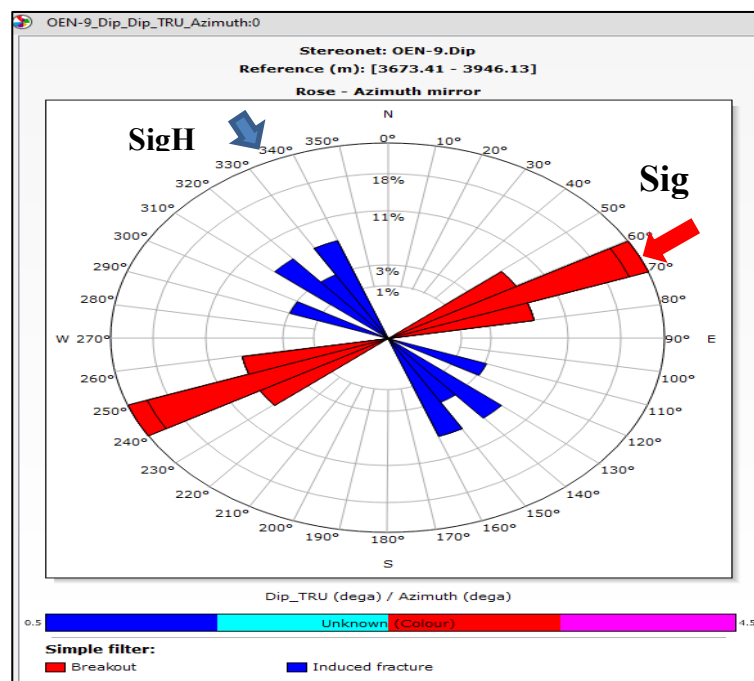


Figure 56: Direction de la contrainte dans le puits OEN 9

III.9.3 Analyse de fracture :

L'unité T1 et T2 présente une faible densité de fracture naturelle d'après l'interprétation des imageries.

D'après les imageries pas de fracture naturelle interprétée dans les unités de la série inférieure, seulement les breakouts et les fractures induites sont interprétées.

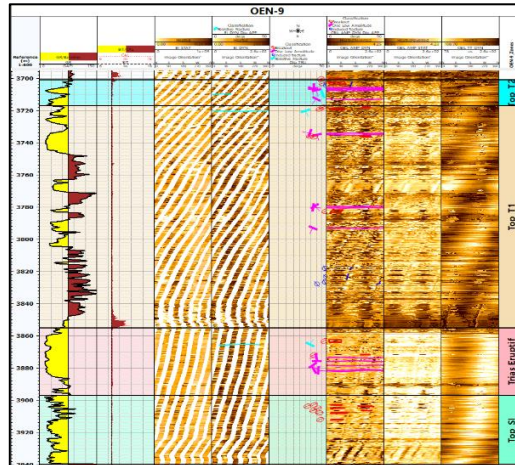


Figure 57: Analyse de la fracture T1 et T2 et la série inférieure

III.9.4 Direction des fractures :

Trois fractures résistives ont été interpréter avec des directions dispersées.

Pas de direction dominante pour les fractures discontinues à faible amplitude acoustique.

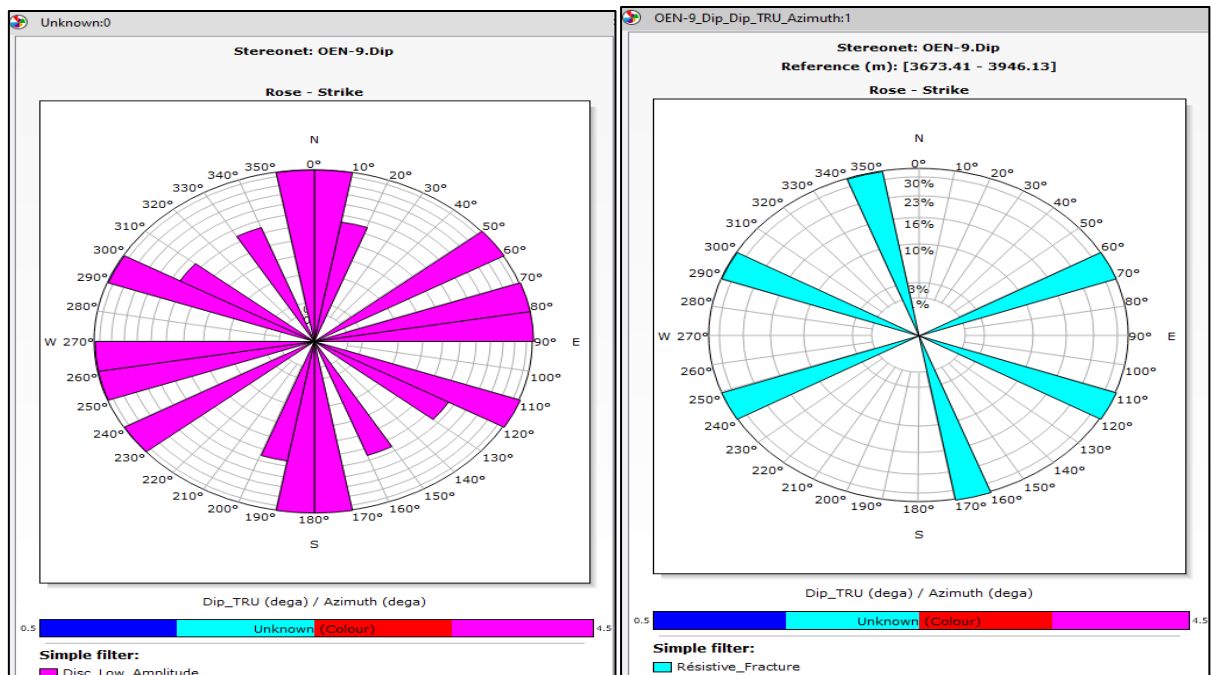


Figure 58: Fracture sur l'imagerie acoustique fracture sur l'imagerie electrique

L'interprétation des imageries EI_CBIL du puits OEN-9 phase 8.5in montre une faible densité de fractures sur l'intervalle 3657m_3992m. Seulement 17 fractures ont été interprétées, ce sont généralement des fractures discontinue à faible amplitude acoustique.

L'état du trou du puits OEN-9 semble être plus au moins stable affecté par des breakouts / Washouts sur quelques intervalles.

La qualité des deux images semble être mauvaise a parfois moyenne.

A travers les Breakouts/Washouts observés, la direction de la contrainte horizontale minimale est NE-SW donc la contrainte horizontale maximale est NW-SE.

Le puits OEN-9 présente une très faible densité de fracture naturelle avec quelques-unes qui apparaissent discontinue de type faible amplitude acoustique ou résistive (partiellement ouverte).

III.10 Description de la carotte :

III.10.1 Puits OEN7 :

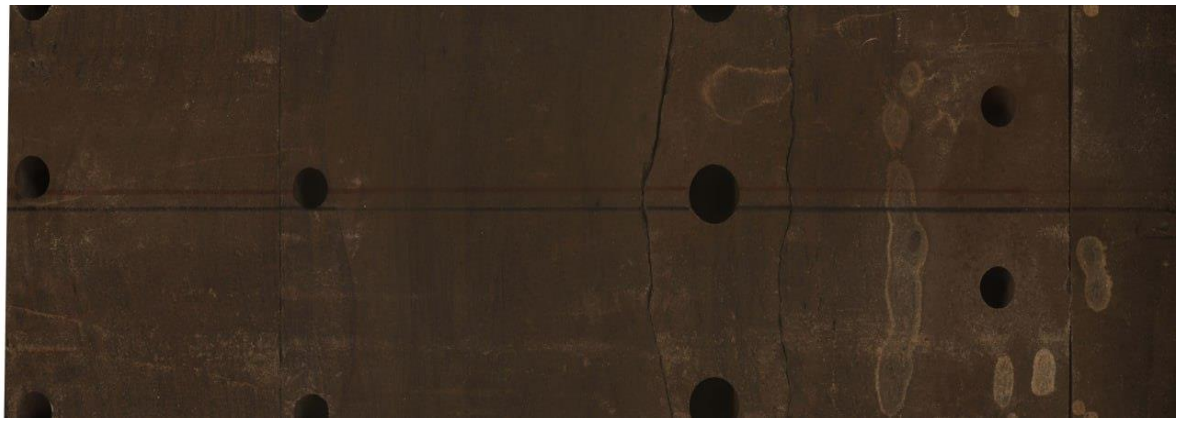


Figure 59: Carotte de puits OEN7 [3896]

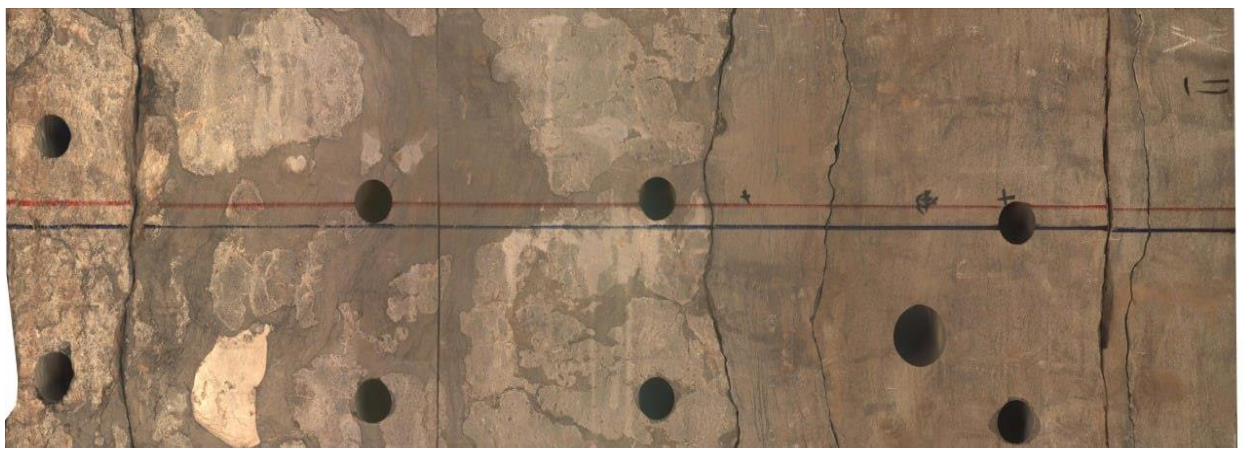


Figure 60: Carotte de puits OEN7 [3887]

De 3877 à 3879 m

Un grès gris à beige, de granulométrie moyenne à grossière, bien classé, dû à un ciment siliceux avec des niveaux micro conglomératiques centimétriques.

De 3879 à 3881 m

On observe des plages d'anhydrite beige à blanchâtre, cristalline à microcristalline, de dureté élevée. La fissuration est subhorizontale, avec des fractures fermées ou ouvertes, vides ou colmatées, et des filons d'argile nombreux à la base.

De 3882 à 3885m

Rarement fissuré, avec des fractures subverticales fermées et colmatées par de la silice. Des zones à aspect bréchique avec de nombreuses plages dolomitiques beiges. Présence de nodules argileux et quartzitiques, et d'une stratification oblique par endroits.

De 3905 à 3909 m

On observe une argile noire silteuse charbonneuse et indurée, contenant des passées fines de grès blanc (fin à moyen) à ciment silico-argileux moyennement dur. La carotte présente quelques inclusions de pyrite disséminées et montre un réseau de fissures subhorizontales, à la fois ouvertes et fermées, relativement développé.

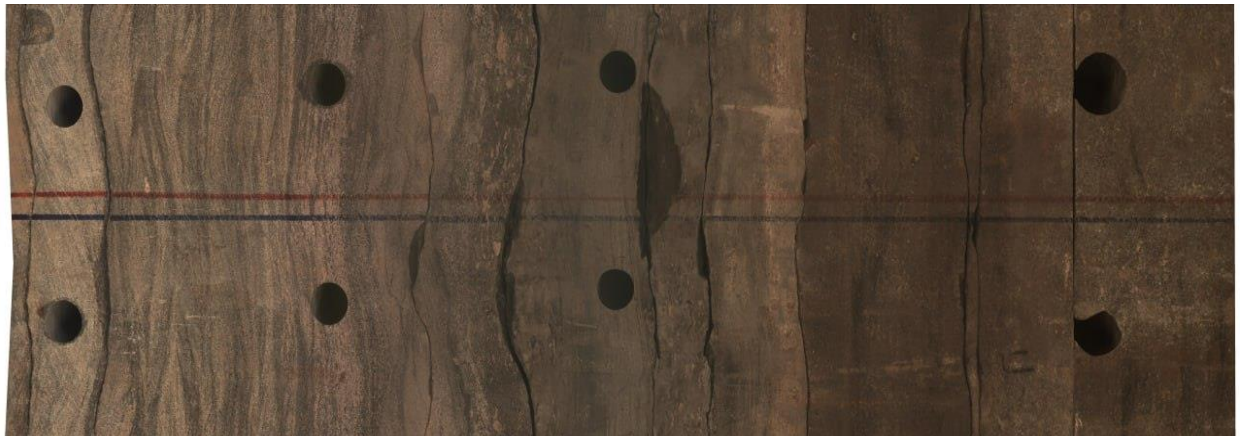
III.10.2 Puits OEN9 :

Figure 61: Carotte de puits OEN 9 [3896]



Figure 62: Carotte de puits OEN 9 [3938]

De 3899 à 3907m

Le grès, de couleur gris sombre avec des nuances localement verdâtres à rougeâtres, présente une granulométrie fine à moyenne et un bon classement. Son ciment est siliceux-argileux. On observe des intercalations centimétriques d'argile brun-rouge à teinte parfois verdâtre. La fracturation horizontale est abondante, tandis que la stratification varie d'horizontale à oblique, avec des zones d'entrecroisement.

De 3908 à 3915 m

Un grès gris sombre présentant localement des teintes rougeâtres, de granulométrie généralement fine à moyenne (avec quelques zones plus grossières), bien classé. On observe des passages conglomératiques métriques et une fissuration horizontale très développée.

III.11 Conclusion

L'analyse des puits OEN-4, OEN-7 et OEN-9 met en évidence une faible densité de fractures naturelles, limitant la connectivité des pores et, par conséquent, la perméabilité du réservoir. Cette faible fracturation impacte directement les propriétés pétrophysiques, réduisant la capacité d'écoulement des fluides malgré des porosités potentiellement favorables. La contrainte horizontale maximale, orientée NW-SE, fournit des indications pour mieux comprendre les mécanismes de fracturation et leur influence sur la perméabilité. Ces observations soulignent la nécessité de stratégies adaptées pour exploiter efficacement les réservoirs peu fracturés.

Conclusion Générale

Conclusion générale :

L'étude intégrée des cartes isopaque et isobathes, associée aux corrélations lithologiques et aux propriétés pétrophysiques, révèle une hétérogénéité prononcée des réservoirs gréseux de la "Série inférieure" du Trias, marquée par des variations significatives de porosité et de perméabilité, étroitement liées à la composition lithologique et à la répartition des argiles. Ces paramètres permettent de définir les zones les plus favorables à une productivité optimale, offrant ainsi des perspectives précises pour l'exploration et l'exploitation pétrolière.

Par ailleurs, l'analyse des puits OEN-4, OEN-7 et OEN-9 indique une densité réduite de fractures naturelles, altérant la connectivité poreuse et limitant la perméabilité globale du réservoir. Bien que certaines sections présentent des porosités encourageantes, la faible fracturation restreint l'écoulement des fluides. L'orientation NW-SE de la contrainte horizontale maximale apporte un éclairage crucial sur les mécanismes de fracturation, soulignant l'importance d'approches ciblées pour optimiser la récupération dans ces réservoirs peu fracturés.

En somme, cette étude met en évidence la nécessité d'adapter les stratégies d'exploitation en tenant compte à la fois de l'hétérogénéité pétrophysique et des contraintes géomécaniques, afin de maximiser la rentabilité des gisements dans un contexte réservoir complexe.

Références bibliographiques

Références bibliographiques :

1. Carte localisation de la zone (Oglet En Nasser). Source : découvert de gisement. Maps modifier.
2. Carte localisation de la zone puit des OEN. Source : rapport d'implantation
3. Colonne stratigraphie de champ OEN. Source : rapport d'implantation
4. Coupe géologique W-E passant par BEK-1, OEN-2, OEN-1. Et BOG-2. Source : rapport d'implantation
5. Schéma montrant les différentes séquences triasiques avec leurs architectures verticales suivant l'espace d'accommodation. Source: (a, Beicip Franlab, 2018) et (b, Wright & Marriot, 1993).
6. Carte en isobathes de Oglet En Nasser. Source: DP. Sonatrach .Irara
7. Carte isobaque au toit de la série inférieure. Source: DP. Sonatrach . Irara
8. Corrélation horizontale des puits OEN11, OEN8, OEN4, OEN2 dans la direction Est-Ouest. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
9. Profil A (EST-OUEST). Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
10. Corrélation verticale des puits OEN6, OEN2, OEN7, OEN14 dans la direction Nord-Sud. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
11. Histogramme de perméabilité de puit OEN 2. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
12. Histogramme de perméabilité de puit OEN 6. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
13. Histogramme de perméabilité de puit OEN 7. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
14. Histogramme de perméabilité de puit OEN 14. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
15. Histogramme de perméabilité de puit OEN 2. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
16. Histogramme de perméabilité de puit OEN 11. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
17. Histogramme de perméabilité de puit OEN 4. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
18. Histogramme de perméabilité de puit OEN 8. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
19. Histogramme de porosité de puit OEN 2. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
20. Histogramme de porosité de puit OEN 6. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
21. Histogramme de porosité de puit OEN 7. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
22. Histogramme de porosité de puit OEN14. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
23. Histogramme de porosité de puit OEN 2. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
24. Histogramme de porosité de puit OEN 4. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
25. Histogramme de porosité de puit OEN 11. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
26. Histogramme de porosité de puit OEN 8. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
27. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 2. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
28. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN6. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
29. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN7. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
30. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN14. Source: Petrel. DP. Sonatrach Irara
31. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 2. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
32. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 4. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
33. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 8. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
34. Histogramme de Saturation d'eau de puit OEN 11. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
35. Carte de perméabilité. Source : Surfer

36. Carte de porosité. Source : Surfer
37. Carte de Saturation. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
38. Carte de Perméabilité. Source : Petrel. DP. Sonatrach Irara
39. Images générées par l'outil d'imagerie acoustique. Source : Document Schlumberger
40. Principe de mesure de l'UBI. Source : Document Schlumberger
41. L'outil électrique OBMI. Source : Brochure.2004-Schlumberger
42. Traitement des données brutes. Source : DP. Sonatrach Irara
43. Régimes de contraintes. Source : DP. Sonatrach Irara
44. Ovalisation d'un forage avec représentation des contraintes horizontales. Resource : Document Baker
45. Relation entre la pression de boue et les figures de stress.
46. Source : Document Baker
47. Le module Inclinomètre QC (OEN4). Source : DP. Sonatrach Irara
48. Direction de la contrainte dans le puits OEN 4. Source : DP. Sonatrach Irara
49. Analyse des fractures par imageries EI_CBIL dans le puit OEN 4.
50. Source : DP. Sonatrach Irara
51. Fracture sur l'imagerie acoustique et électrique (OEN4).
52. Le module Inclinomètre QC (OEN7).
53. Source : DP. Sonatrach Irara
54. Direction de la contrainte dans le puits OEN 7. Source : DP. Sonatrach Irara
55. Analyse de la fracturation dans les unités T1 et T2 et la série inférieure par l'imagerie EL-CBIL (OEN7). Source : DP. Sonatrach Irara
56. Fracture sur l'imagerie acoustique et électrique (OEN7). Source : DP. Sonatrach
57. Le module Inclinomètre QC (OEN9). Source : DP. Sonatrach Irara
58. Direction de la contrainte dans le puits OEN 9. Resource : DP. Sonatrach Irara
59. Analyse de la fracturation dans les unités T1 et T2 et la série inférieure par l'imagerie EL-CBIL (OEN9). Source : DP. Sonatrach Irara
60. Fracture sur l'imagerie acoustique et électrique (OEN9). Source : DP. Sonatrach Irara
61. Carotte de puits OEN7. Source : DP. Sonatrach Irara
62. Carotte de puits OEN7. Source : DP. Sonatrach Irara
63. Carotte de puits OEN 9. Source : DP. Sonatrach Irara
64. Carotte de puits OEN 9. Source : DP. Sonatrach Irara