

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara – Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du Diplôme
MASTER

Présenté par

Salmi Mohammed Amin

Lahcene Mohamed Abdelhadi

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie pétrolière.

Thème :

Analyse structurale et impact de la fracturation naturelle sur les qualités réservoir Trias, Dévonien de la région de Bir Berkine, bassin de Berkine, Sahara Algérien.

Devant le jury composé :

Mr. Zellouf Khemissi	MCB	UMB-Boumerdes	Président
Mr. Sadaoui Moussa	Professeur	UMB-Boumerdes	Promoteur
Mr. Chaouchi Rabah	Professeur	UMB-Boumerdes	Examineur
Mme. Benayad Soumaya	MCA	UMB-Boumerdes	Examineur

Année universitaire : 2022/2023

REMERCIEMENTS

Nous remercions en premier lieu notre bon Dieu, le tout puissant qui a éclairé notre chemin, et nous donnée le courage, la force et la patience pour achever ce travail.

*Nous tenons à exprimer notre vifs remerciements à notre promoteur, Monsieur, **Sadaoui Moussa**, professeur au niveau de la **FHC/UMBB**, d'avoir accepté de diriger ce travail avec beaucoup de patience, nous le remercions pour ses orientations, ses conseils et tout le soutien qu'il nous avons apporté, nous lui témoigne ici toute notre gratitude.*

*Nous remercions aussi les **membres du jury** qui nous ont fait l'honneur d'accepter le jugement de notre travail, notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département **gisements minier et pétroliers**.*

*Nos remerciements s'adressent également à Monsieur **Sahli Ismail**, ingénieur géologue au niveau de la Division **EXPLORATION** de **SONATRACH** d'avoir accepté de diriger ce travail, ainsi pour ses orientations précieuses et ses encouragements durant toute la durée du stage.*

*Un grand merci à Madame **Berour Hassina** pour son encouragement .et à tous mes camarades du groupe **MAGL18** avec lesquels nous avons partagé des moments inoubliables.*

*Nos remerciements vont aussi à tout le personnel de la division **EXPLORATION**, notamment à Madame **Hafsa** ainsi que Madame **Akila**, et madame **Louise** Pour leur aide durant toute la durée de notre stage et qui ont mis à notre disposition toute les données disponibles pour entamer ce travail.*

*Nous tenons également à faire part de nos reconnaissances à nos enseignants qui, au long de ces années passées à la **FHC**, ont contribué à notre formation et nous ont guidées sur les chemins de la Géologie.*

M.SALMI et M.LAHCENE

Dédicace

Avec toute gratitude et reconnaissance je dédie la récolte de 17ans de travail, d'efforts, d'insomnie, de fatigue, de travail acharné et de diligence dans les études à :

*À **mes parents**, aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de L'amour dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.*

*À **mes frères**, en témoignage de mon amour et de ma profonde admiration. Que dieu vous protège et vous prête bonne santé et longue vie.*

*À **Ma grande famille**, en témoignage de mon profond respect et de ma reconnaissance.*

*À **Mes amis, Charaf, Ali, Miloud, Amin, et Rachid** qui sont proches de moi Avec lesquelles j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie et à tous les amis que j'ai connus dans ma vie.*

M.LAHCENE

Dédicace

Avec toute gratitude et reconnaissance je dédie la récolte de 17ans de travail, d'efforts, d'insomnie, de fatigue, de travail acharné et de diligence dans les études à :

*À **mes parents**, aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de L'amour dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.*

*À **mes frères**, en témoignage de mon amour et de ma profonde admiration. Que dieu vous protège et vous prête bonne santé et longue vie.*

*Ma **grand-mère**, qu'elle m'a apporté sans cesse amour, soutien et compréhension.*

*À **Ma grande famille**, en témoignage de mon profond respect et de ma reconnaissance.*

*À **Mes amis, Haythem, Momo, Amin, et Rachid** qui sont proches de moi Avec lesquelles j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie et*

*À **tous les amis**, que j'ai connus dans ma vie.*

M. Salmi

(Bibo)

Résumé

L'objectif de cette étude est de faire l'analyse structurale et la détermination de l'impact de la fracturation naturelle sur les réservoirs TAGI, emsien et siégien au niveau de la région Bir Berkine. Nous avons interprété les sections sismiques et les cartes en isobathes, pour comprendre la formation et l'évolution des structures géologiques dans cette région, en plus on a utilisé l'imagerie de fond des puits pour distinguer la caractéristique des fractures dans ces réservoirs. Ensuite nous sommes appuyés sur les données des carottes dans l'étude des paramètres pétrophysique pour réaliser les histogrammes d'évolution de la perméabilité et la porosité, afin d'obtenir les types de ces derniers. En fin nous avons établi une corrélation entre la perméabilité avec les densités de fracturation au niveau de chaque puits, on a conclu que les zones les plus perméables sont les plus fracturées et l'inverse n'est pas toujours valable. Ce qui confirme que l'influence de la fracturation sur les qualités pétrophysiques des réservoirs peut être positive (drain) ou négative (barrière).

Ce mémoire a pour objectif de présenter de manière concise ce que nous pensons que les ingénieurs et les étudiants en ingénierie souhaitent savoir sur toutes les informations relatives à cette étude, basées sur notre expérience pratique acquise au fil des années.

Abstract

The objective of this study is to conduct structural analysis and determine the impact of natural fracturing on the TAGI, Emsian, and Siegenian reservoirs in the Bir Berkine region. We have interpreted seismic sections and isobath maps to understand the formation and evolution of geological structures in this region. Additionally, we utilized wellbore imaging to identify fracture characteristics within these reservoirs. Furthermore, we relied on core data to study petrophysical parameters and generate permeability and porosity evolution histograms to identify their types. Finally, we established a correlation between permeability and fracture densities in each well and concluded that the most permeable zones are the most fractured, and vice versa is not always true. This confirms that fracturing can have either a positive (drainage) or negative (barrier) influence on the petrophysical properties of reservoirs.

This thesis aims to present in brief what we believe engineers and engineering students would like to know about all the information related to this study, based on our practical experience gained over the years.

ملخص

هدف هذه الدراسة هو إجراء تحليل هيكلي وتحديد تأثير التكسير الطبيعي على حقول ناجي وإمسيان وسيجنيان في منطقة بير بيركين. لقد قمنا بتفسير الأقسام الزلزالية وخرائط لفهم تكوين وتطور الهياكل الجيولوجية في هذه المنطقة. بالإضافة إلى ذلك، استخدمنا تقنية تصوير الآبار لتمييز خصائص التكسير في هذه الحقول. ثم اعتمدنا على بيانات النواة لدراسة المعلومات البتروفيزيائية وإعداد هيستوغرامات التطور في نفاذية والمسامية لتحديد أنواعها. وفي النهاية، أنشأنا ارتباطًا بين نفاذية وكثافة التكسير في كل بئر، واخترنا أن أكثر المناطق نفاذية هي التي تحتوي على أعلى كثافة وليس العكس صحيح دائمًا. وهذا يؤكد أن التأثيرات الناتجة عن التكسير على الخصائص البتروفيزيائية لـ الحقول يمكن أن تكون إيجابية (صرف) أو سلبية (حاجزة).

موضوع هذا المذكرة هو تقديم ما نعتقد أن المهندسين وطلاب الهندسة يرغبون في معرفته حول جميع المعلومات المتعلقة بهذه الدراسة، استنادًا إلى خبرتنا العملية المكتسبة على مر السنين.

Sommaire

Introduction générale	2
-----------------------------	---

Chapitre I : Généralités

Historique de la recherche pétrolière.....	4
I. Généralités sur le bassin Berkine.....	5
I.1.Situation géographique et géologique.....	5
I.1. 1.Situation géographique.....	5
I.1.2. Situation géologique.....	6
I.2.Cadre Structural.....	7
I.2.1. Les phases de déformation et les structures résultantes.....	7
I.2.2. Histoire paléo-structurale du bassin	9
I. 3.Cadre stratigraphique.....	11
I.3.1.Le Socle.....	11
I.3.2.Le Paléozoïque.....	11
I.3.3.Le Mésozoïque.....	12
I.3.4.Le Cénozoïque.....	12
I.4. Système pétrolier.....	14
I.4.1. Les roches mères.....	14
I.4.2. Les roches réservoirs.....	14
I.4.3. Les roches couvertures.....	16
I .5. Les pièges.....	16
I.6.La migration.....	17
II. Généralités sur la région Bir Berkine.....	18
II.1. Localisation de la structure Bir Berkine.....	18
II.2.Historique de l'exploration de la zone d'étude Bir Berkine.....	20
II.3. Cadre géologique.....	20
II.4. Cadre structural	20

II.5.Cadre stratigraphique.....	21
II.6. Système pétrolier	22
II.6.1.Objectifs	22
II.6. 2.Roches mères.....	22
II.6. 3.Roches réservoirs.....	22
II.6. 4.Roches couvertures.....	24
II.6. 5.Type de pièges.....	24

Chapitre II : Analyse structurale.

Introduction.....	26
I. Analyse des profils sismiques.....	26
I.1.Analyse de la section sismique Inline passant par le puits A.....	27
I.2.Analyse de la section sismique Xline passant par le puits A.....	28
I.3.Analyse de la section sismique Inline passant par le puits B.....	29
I.4.Analyse de la section sismique Xline passant par le puits B.....	30
II. Interprétation des cartes en isobathes.....	31
II.1.Interprétation de la carte en isobathes au toit du SAG-A2	31
II.2.Interprétation de la carte en isobathes au toit du Siégénien-D.....	32
Conclusion.....	33

Chapitre III: Analyse de la fracturation.

Rappel théorique.....	34
I. Définitions.....	34
I.1.Les Réservoirs compacts (tight reservoirs).....	34
I.2.Les réservoirs fracturés.....	34
II. Classification des réservoirs naturellement fracturés.....	35
III. Théorie sur la fracturation.....	36
III.1.Les fractures.....	36
III.2.Les types de fractures	36
IV. L'imagerie du fond.....	37

IV.1.La représentation de l'image.....	37
IV.2.Les outils utilisés et le principe de fonctionnement.....	38
IV.2.1. Les outils électriques.....	38
IV.2.2.Les outils acoustiques.....	39
IV.3.Détection des événements	40
V. Analyse directionnelle des fractures.....	44
V.1.Puits A.....	44
V.2.Puits B.....	48
VI. Origine de la fracturation.....	52
Conclusion.....	53

Chapitre IV: Analyse des paramètres pétrophysiques.

Introduction.....	55
I. Méthodologie de travail	55
II. Les courbes de corrélations.	55
II .1.Puits A.....	56
II.2.Puits B.....	59
II.3.Puits E.....	62
III. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité.....	65
III.1.Puits A.....	65
III.2.Puits B.....	67
III.3.Puits E.....	70
IV. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité.....	73
IV.1.Puits A.....	73
IV.2.Puits B.....	76
IV.3.Puits E.....	79
Conclusion.....	82

Chapitre V : Essai d'interprétation.

I. Relation entre la contrainte SH max et les fractures naturelles.....	84
II. Relation entre les paramètres pétrophysiques (Φ , K) et la fracturation	85
Conclusion générale.....	90

Liste des figures

Figure1: Situation géographique du bassin Berkine (J. Fabre, 2005)	05
Figure2 : Situation géologique du bassin d'Ilizi (Boote, 1998).....	06
Figure 3: Eléments structuraux du bassin de Berkine (A.Chaouche, 1992).....	08
Figure 4 : Les différentes phases tectoniques ayant esquissé la plateforme saharienne (A.Chaouche, 1992).....	10
Figure 5 : Colonne stratigraphique du bassin Berkine (Sonatrach ,2008)... ..	13
Figure 6 : Pièges et migration dans le bassin de Berkine (WEC, Sonatrach Algérie, 2007).....	18
Figure 7 : Plan de position du périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc 404b et 403b) (Sonatrach, 2013).....	19
Figure 8 : Coupe stratigraphique de la région Bir Berkine (Sonatrach, 2017).....	21
Figure 9: Carte de positionnement des profils sismiques (Sonatrach, 2017).....	26
Figure10: section sismique Inline passant par le puits A (Sonatrach, 2017).....	27
Figure11: section sismique Xline passant par le puits A (Sonatrach, 2017).....	28
Figure12: section sismique Inline passant par le puits B (Sonatrach, 2017).....	29
Figure13: section sismique Xline passant par le puits B (Sonatrach, 2017).....	30
Figure14: carte en isobathes au toit du SAG-A2 (Sonatrach, 2017).....	31
Figure15 : carte en isobathes au toit du Siégénien-D (Sonatrach, 2017).....	32
Figure16: représentation schématique d'un réservoir fracturé (Beicip-Franlab, 2006).....	34
Figure17: Types des réservoirs naturellement fracturés (Nelson, 2001).....	35
Figure18: Fracture cimentée (Schlumberger, 2008).....	36
Figure19: Fracture ouverte (Schlumberger, 2008).....	36
Figure20: Représentation 2D et 3D d'une image d'un puits vertical et d'un puits horizontal (Naftogaz, 2006).....	38
Figure21: Outil FMI (Schlumberger, 2008).....	38
Figure22: Outil UBI (Schlumberger, 2008).....	39
Figure23: Outil CBIL(Naftogaz, 2006).....	39
Figure24: Image d'un puits montrant les limites des bancs (Naftogaz ,2006).....	40

Figure 25: Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical (Naftogaz, 2006).....	41
Figure 26 : Identification des fractures à partir de l'imagerie du puits (Schlumberger, 2008).....	42
Figure 27: Image du fond d'un puits vertical montrant une faille (Naftogaz, 2006).....	42
Figure 28: Image d'un puits montrant des breakouts (Schlumberger 2008).....	43
Figure 29: Représentation schématique de la contrainte maximale dans un puits (Schlumberger,2008).....	43
Figure 30: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes.....	45
Figure 31: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes probablement ouvertes.....	45
Figure 32: Rosace montrant la direction des breakouts et les fractures induites.....	46
Figure 33: Schéma du résumé de l'interprétation de l'imagerie du puits A (Sonatrach, 2017).....	47
Figure 34: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes.....	48
Figure 35: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes probablement ouvertes.....	49
Figure 36: Rosace montrant la direction des fractures colmatées.....	49
Figure 37: Rosace montrant la direction des breakouts et les fractures induites.	50
Figure 38: Schéma du résumé de l'interprétation de l'imagerie du puits B (Sonatrach, 2017).....	51
Figure 39: Distance aux failles par rapport à la densité du puits.....	53
Figure 40: Les différents types de réservoir selon la relation perméabilité-porosité (Selley, 1988).....	55
Figure 41: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir emsien Puits A.....	56
Figure 42: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir Emsien Puits A.....	57
Figure 43: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Siegenien Puits A (Carotte 01)	57
Figure 44: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Siégenien	58
Figure 45: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Siégenien Puits A (Carotte 02).....	58

Figure 46: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Siégenien.....	59
Figure 47: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir TAGI Puits B.....	59
Figure 48: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir TAGI Puits B.....	60
Figure 49: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Emsien Puits B.	60
Figure 50: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir Emsien Puits B.....	61
Figure 51: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Siégenien Puits B.....	61
Figure 52: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir Siégenien Puits B.....	62
Figure 53: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir TAGI Puits E.....	62
Figure 54: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir TAGI Puits E.....	63
Figure 55: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Emsien Puits E.....	63
Figure 56: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir Emsien Puits E.....	64
Figure 57: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Siégenien, Puits E.....	64
Figure 58: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir Siégenien, Puits E.....	65
Figure 59: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits A.....	66
Figure 60: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits A.....	67
Figure 61: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits B.....	68
Figure 62: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits B.....	69
Figure 63: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits E.....	71
Figure 64: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits E.....	72
Figure 65: Histogramme de la porosité dans l'Emsien puits A.....	73
Figure 66: Histogramme de la perméabilité dans l'Emsien puits A.....	73
Figure 67: Histogramme de la porosité dans le Siegenien (carotte 01) puits A.....	74
Figure 68: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien (carotte 01) puits A.....	74

Figure 69: Histogramme de la porosité dans le Siegenien (carotte 02) puits A.....	75
Figure 70: Histogramme de la perméabilité dans le Siegenien (carotte 02) puits A.....	75
Figure 71: Histogramme de la porosité dans le TAGI puits B.....	76
Figure 72: Histogramme de la perméabilité dans le TAGI puits B.....	76
Figure 73: Histogramme de la porosité dans l'Emsien puits B.....	77
Figure 74: Histogramme de la perméabilité dans le l'Emsien puits B.....	77
Figure 75: Histogramme de la porosité dans le Siégenien puits B.....	78
Figure 76: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien puits B.....	78
Figure 77: Histogramme de la porosité dans le TAGI puits E.....	79
Figure 78: Histogramme de la perméabilité dans le TAGI puits E.....	79
Figure 79: Histogramme de la porosité dans l'Emsien puits E.....	80
Figure 80: Histogramme de la perméabilité dans le l'Esmein puits E.....	80
Figure 81: Histogramme de la porosité dans le Siégenien puits E.....	81
Figure 82: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien puits E.....	82
Figure 83: Rosace des fractures induites dans la région.....	84
Figure 84 : Directions des familles de fractures et la direction de la contrainte maximale.....	85
Figure 85: Evolution verticale de la perméabilité et la densité de fracturation dans le puits A.....	86
Figure 86: Evolution verticale de la perméabilité et la densité de fracturation dans le puits B.....	88

Liste des tableaux

Tableau 01: Tableau récapitulatif des éléments du système pétrolier.....	17
Tableau 02: Densité (N frac/m) de fracturation calculée par unité dans le puits A.....	52
Tableau 03: Densité (N frac/m) de fracturation calculée par unité dans le puits B.....	52
Tableau 04: Densité de fractures moyennes par puits et distance aux failles.....	53
Tableau 05: Directions des types des fractures relevées.....	85

Introduction générale

Introduction générale

Depuis sa découverte, les hydrocarbures restent toujours la première source d'énergie qui répond au besoin d'un monde qui se développe rapidement dans le côté socioéconomique.

A cause des faibles découvertes de nouveaux champs pétroliers, la compagnie Sonatrach a orienté ses efforts vers l'exploitation des réservoirs particuliers tel que : les réservoirs compacts (tight reservoirs) qui font partie des réservoirs non conventionnels, Les réservoirs fracturés naturels qui se caractérisent généralement par une excellente productivité du pétrole, leur étude est très spécifique et complexe, due à l'existence d'une porosité et d'une perméabilité secondaires.

A cet effet, la Division Exploration /Sonatrach nous a proposé le sujet «**Analyse structurale et impact de la fracturation naturelle sur les qualités réservoir TAGI, emsien, siégenien de la région de Bir Berkine , bassin de Berkine**».

Dans ce type de bassin, l'exploration des hydrocarbures nécessite une combinaison d'études géologiques, principalement des analyses structurales et litho stratigraphiques, ainsi que des études géophysiques telles que l'acquisition de cubes sismiques (2D et 3D) et de données relatives aux propriétés pétro physiques des roches réservoirs, telles que la porosité, la perméabilité, l'épaisseur utile, etc.

Objectif :

L'objectif principal de cette étude est d'utiliser les profils sismiques, les cartes en isobathes et l'analyse des carottes pour définir les caractéristiques de la fracturation naturelle dans les réservoirs TAGI, emsien, siégenien au niveau du périmètre Bir Berkine (bassin de Berkine) et de quantifier son impact sur les paramètres pétrophysiques.

Nos travaux seront exposés en cinq parties:

- Généralités sur la région d'étude.
- Une analyse structurale.
- Une analyse de la fracturation naturelle.
- Une analyse des paramètres pétrophysiques.
- Essai d'interprétation.

Chapitre I: Généralités

Historique de la recherche pétrolière

Par son importance économique, la plateforme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Après la nationalisation des hydrocarbures en 1971, la société Sonatrach devient le principal opérateur dans ce domaine.

Les activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencé vers la fin des années 1950. Les premières découvertes dans la partie occidentale du bassin ont eu lieu en 1958 avec la découverte du gaz et du condensât dans les quartzites de Hamra (Ordovicien). Les premières découvertes d'huile dans le bassin de Berkine ont été réalisées à partir de 1967 dans la région d'El Borma. Elles ont été suivies par celles de Wadi El Teh, en 1976.

À partir des années 80, l'association de la Sonatrach avec la compagnie française CFP-TOTAL réalise aussi des travaux couronnés par les découvertes dans les anciens Blocs Sif-Fatima de Berkine. Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de Berkine avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec Sonatrach).

-Bir Rebâa Nord (BRN) en 1990 par l'association Sonatrach/AGIP.

-El Borma – Rhourde El Khrouf en 1992 par l'association Sonatrach/CIEPSA sur le flanc Nord du môle d'Ahara.

-Berkine Est – Ourhoud (BKE – ORD) en 1993 par l'association Sonatrach/ANADARKO et l'association Sonatrach/CIEPSA.

- Hassi Berkine Nord (HBN) et HassiBerkine Sud en 1994 par l'association Sonatrach /ANADARKO.

-Garet El Khatem (GRK-1), situé dans le périmètre Zemoul El Kbar II, et du puits El Kheit Tessekha (EKT), situé dans le périmètre Menzel Ledjmat en 2010 par Sonatrach, Le puits GRK1 a produit de l'huile à partir de deux réservoirs, le Trias Argilo gréseux inférieur (TAGI) et dans le Siégénien. Quant au puits EKT, il a produit de gaz à condensat à partir du réservoir du carbonifère.

-Le gisement d'El-Merk (à environ 350 km de Hassi-Messaoud) que Sonatrach développe en partenariat avec Anadarko est important. Ce gisement, dont le démarrage est prévu pour la fin de 2012, contient des réserves prouvées de 1.2 milliard de barils de pétrole et de condensat, et devra produire, dès sa mise en service, 127 00 barils/jour de pétrole et de condensât.

I. Généralités sur le bassin Berkine :

I.1.Situation géographique et géologique :

I.1.1 Situation géographique :

Le bassin de Berkine se situe dans la partie Est de la plateforme saharienne Algérienne en pleine province orientale. Il est couvert en surface par de hautes dunes pouvant atteindre 300m, alignées selon la direction Nord-Sud (erg oriental).

Cette zone d'étude est approximativement limitée par les longitudes 6°30" - 9°30" Est et les latitudes 29°00" - 32°00" Nord.

Le bassin de Berkine s'étend à l'Est sur les territoires tunisien et libyen, sa superficie totale est de 102 395 km² (**Figure1**).

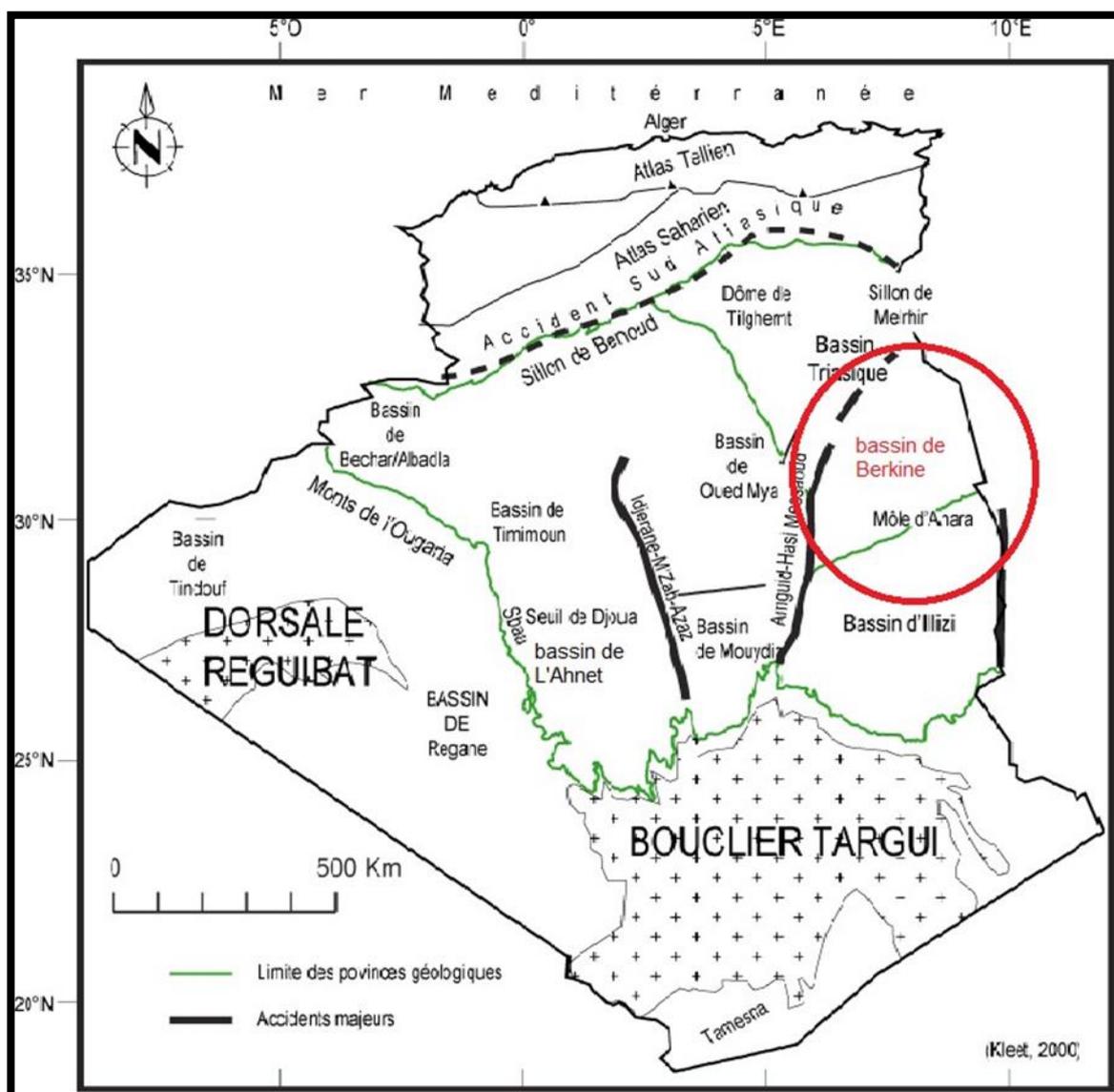


Figure1: Situation géographique du bassin Berkine (J. Fabre, 2005)

I.1.2.Situation géologique :

Du point de vue géologique le bassin de Berkine est de type intracratonique (Wec Sonatrach, 2007) il est situé dans la partie Nord- Est de la plateforme saharienne, Le bassin est limité (Figure2) :

- Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar.
- A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NO-SE.
- Au Sud, par le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- A l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod -Hassi Messaoud.

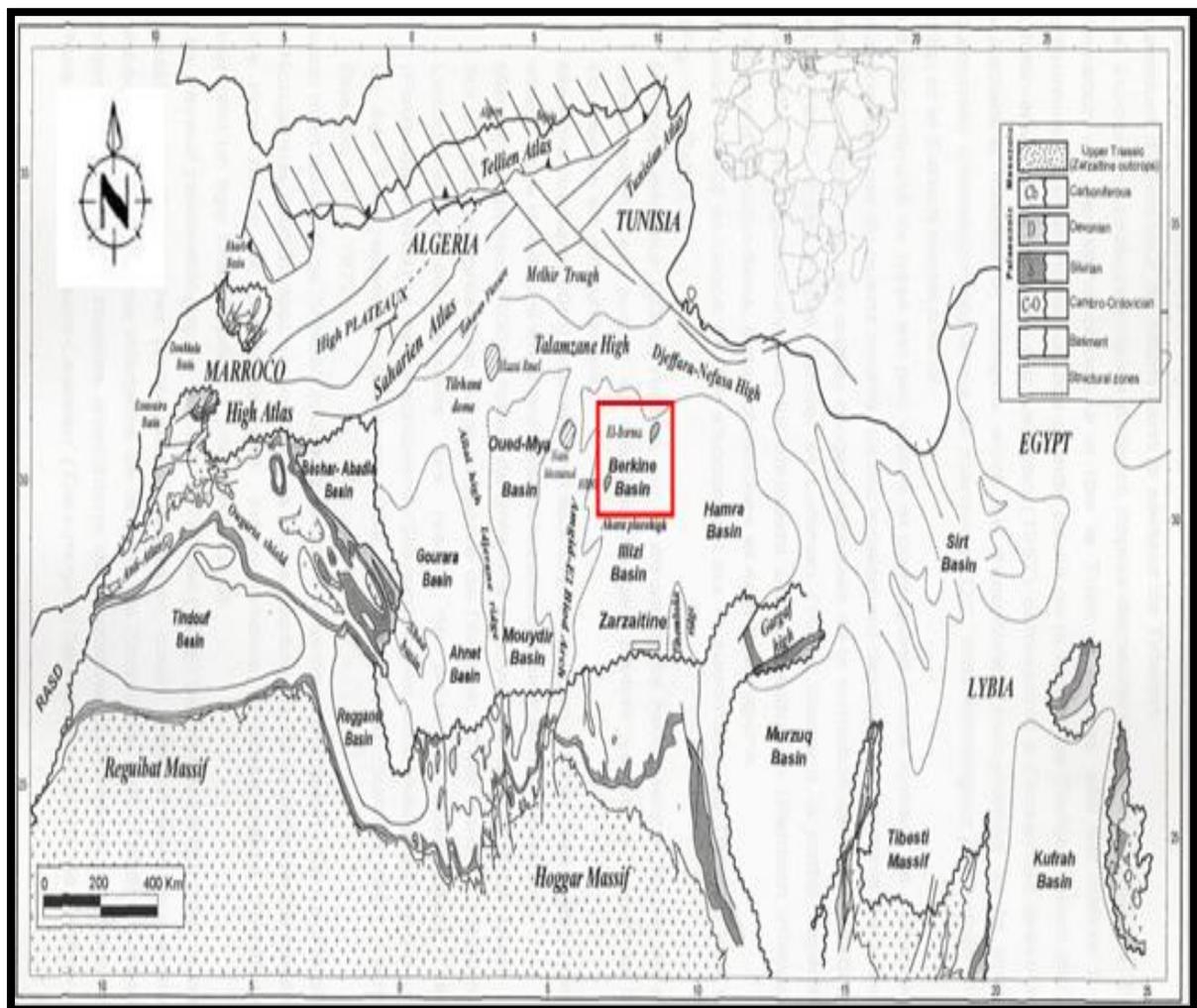


Figure2 : Situation géologique du bassin de berkine (Boote, 1998).

I.2. Cadre structural :

L'analyse structurale de la plateforme saharienne met en évidence des accidents profonds longitudinaux affectant à la fois le socle et la couverture sédimentaire, ces déformations d'âge panafricain ont conditionnées le déroulement ultérieur de la structuration de la plateforme saharienne.

Il est à noter l'existence de 2 époques d'activité tectonique intense:

- L'époque paléozoïque dominée par des déformations amples dont les effets sont perçus sur de longues distances.
- L'époque méso-cénozoïque beaucoup plus expressive sur le plan morphologique ayant modelé des structures de manière définitive.

I.2.1. Les phases de déformation set les structures résultantes:

L'image structurale actuelle qui est le résultat de plusieurs phases de déformations successives, depuis les phases qui ont structuré le substratum jusqu'aux phases les plus récentes, ont fait apparaître deux directions d'accidents majeurs (Beicip, 1991) (**Figure 3**):

-Une direction d'accidents E-O :

Qui apparaît sur la bordure Nord du môle d'Ahara, ce trend n'est pas une faille unique mais il correspond à un réseau de failles et de flexures d'orientation E-W, cette zone d'accident présente un rejet modéré vers le Nord, du fait que les séries dévoniennes et carbonifères montrent un épaissement considérable vers le Nord.

-Une direction d'accidents NE-SO :

Très différente de la précédente, particulièrement sur la partie centre, ces accidents ont joué en failles inverses, ont donné naissance à de grandes structures au centre et à l'Est du bassin de Berkine. Les orientations secondaires sont:

- Direction **N70**: à l'Ouest du bassin dans la région de Rhourd Nouss, Gassi Touil, et Meniz El Lejmat.
- Direction **subéquatoriale**: au Sud du môle d'Ahara séparant le bassin Berkine celui d'Illizi.
- Direction **N150**: au Nord Est du bassin du côté des champs de Keskessa, Bir Berkine et Bir Rebaa.

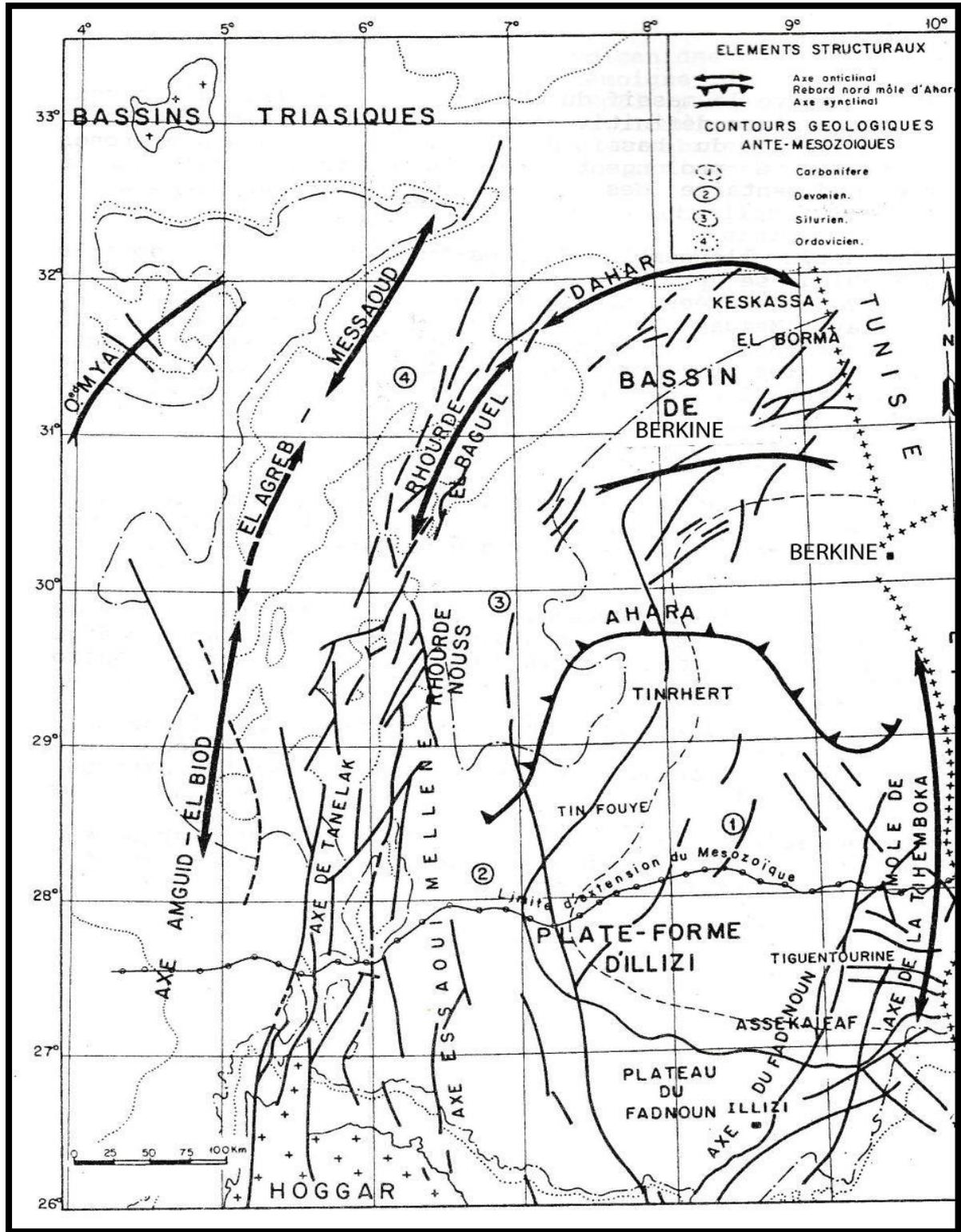


Figure 3: Eléments structuraux du bassin de Berkine (A. Chaouche, 1992).

I.2.2. Histoire paléo-structurale du bassin:

L'étude paléo-structurale nous montre les principales étapes de la structuration de la région et permet de faire le point d'une manière globale, en ce qui concerne l'influence des phases anciennes sur la répartition des dépôts paléozoïques et sur l'évolution complète jusqu'aux déformations les plus récentes.

-L'orogénèse panafricaine et son contrôle sur la structuration du bassin de Berkine:

L'histoire structurale de Berkine découle de l'orogénèse panafricaine conditionnée par la mise en place des boucliers Est et Ouest africains. La chaîne panafricaine se forme à l'emplacement actuel du Hoggar, représentée par des grands accidents subméridiens verticaux observables sur tout le substratum du Cambrien. Ils peuvent être interprétés comme des décrochements, dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres (Caby, 1968).

-L'effet des phases calédonienne et hercyniennes :

- **Les mouvements calédoniens:**

En général les mouvements calédoniens sont accentués par la surrection du môle d'Ahara et entraînent un soulèvement du flanc Sud par rapport au flanc Nord, ayant pour conséquence l'érosion des séries siluriennes plus au Sud qu'au Nord.

- **La phase hercynienne :**

La tectonique cassante dans la région n'est intervenue qu'aux cours des phases de compression hercynienne. La majeure partie du bassin a été le siège d'une déformation importante, se traduisant par un soulèvement intense des parties Ouest et Nord du bassin (région de Rhourde Nouss, Gassi Touil à l'Ouest et El Borma au Nord) conduisant ainsi à la formation dans la partie centrale d'une dépression plongeante vers le S-E.

- Les mouvements mésozoïques et cénozoïques:

L'évolution structurale du Sahara oriental au cours du Secondaire et Tertiaire peut être subdivisée en 2 époques successives et différentes l'une de l'autre au regard de l'étendue des zones affectées et de l'intensité des mouvements imprimés à la couverture sédimentaire.

- **Le Trias-Jurassique: ouverture de l'atlantique et étirement de la plateforme saharienne:**

L'histoire structurale mésozoïque débute par un événement géodynamique global capital représenté par l'ouverture de l'océan atlantique et la séparation Afrique-Amérique. Cette époque de distension majeure à son apogée au Jurassique et se traduit par un étirement NO-SE de toute la plateforme Saharienne. Elle entraîne un rejet des principaux accidents en failles normales favorisant les épanchements volcaniques.

- **La période compressive Crétacé-Tertiaire:**

Elle est subdivisée en deux périodes compressives liés à deux grands événements géodynamiques :

- L'ouverture de l'atlantique Sud.

- La collision Afrique-Euras

L'ensemble de ces différentes phases tectoniques, ayant structuré la plateforme saharienne sont résumées dans le tableau suivant (Figure 4) :

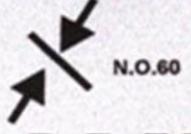
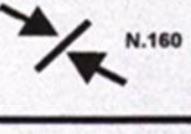
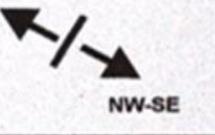
ERES		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
		EOCENE	TERTIAIRE ----- ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	CRETACE	JURASSIQUE TRIAS	PHASE AUTRICHIENNE	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90
			(ALPIN PRECOCE)		
PALEOZOIQUE	PERMIEN		PHASE HERCYNIE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE
	CARBONIFERE	VISIEN	PHASE HERCYNIE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW
		Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW
	Moyen	(variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)			
	Inferieur				
	SILURIEN				Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	ORDOVICIEN		CALEDONIE	 E.W ?	
CAMBRIEN		PHASE PANAFRICAIN TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)	

Figure 4 : Les différentes phases tectoniques ayant esquissé la plateforme saharienne (A. Chaouche, 1992).

I.3. Cadre stratigraphique:

La série stratigraphique de la région est essentiellement composée de dépôts mésozoïques, reposant en discordance sur le Paléozoïque. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire repose en discontinuité sur le Mésozoïque (**Figure 5**).

I.3.1. Le Socle :

Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

I.3.2. Le Paléozoïque : Il est constitué par :

- **Le Cambrien :**

Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, il est représenté par des grès et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m.

- **L'Ordovicien :**

Qui repose sur le cambrien est composé d'une alternance des grès et l'argile :

- Les argiles d'El Gassi.
- Les grès d'El Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grès d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grès d'Oued Saret.
- Les argiles micro conglomératiques.
- Les grès de Ramade.

- **Le Silurien :**

Il se repose sur l'Ordovicien et se compose d'argiles noires riches en matière organique, qui forment une importante roche mère, celles-ci sont surmontées par un important dépôt argilo-gréseux.

- **Le Dévonien :** Il est formé par :

- **Le Dévonien inférieur :** Il est composé d'une alternance argilo-gréseuse.
- **Le Dévonien moyen :** Il est caractérisé par un dépôt argileux, comporte des intercalations de niveaux carbonaté.
- **Le Dévonien supérieur :** Il est représenté par des argiles à passées de marnes, de calcaire et de dolomites, au sommet on trouve des grès et des silts stones.

- **Le Carbonifère :**

Le Carbonifère correspond au cycle sédimentaire paléozoïque final. Il est constitué par:

- **Le Carbonifère inférieur:** Il débute par des argiles à passées du silt stone et de calcaire. Au sommet, on distingue une alternance d'argiles de silt stones et des grès avec des passées des roches carbonatées.
- **Le Carbonifère supérieur :** Il est représenté à la base par une alternance des grès et d'argiles sauf dans la partie centrale où on observe des carbonates.

I.3.3.Le Mésozoïque :

- **Le Trias :** Il est constitué par :
 - **Le Trias Argilo- Gréseux inférieur (TAGI)**
 - **Le Trias Carbonaté**
 - **Le Trias Argilo- Gréseux supérieur (TAGS)**
 - **Le Trias Argileux**

- **Le Jurassique :**

Il est constitué par le Lias, le Dogger lagunaire, le Dogger argileux et le Malm.

I.3.4.Le Cénozoïque :

- **Le Moi-Pliocène :**

Il est constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier sub-arrondi à arrondi avec intercalations d'argile brun rouge sableuse, et présence de banc de calcaire argileux.

- **Le Quaternaire :** Il est constitué de sables représentant des placages dunaires

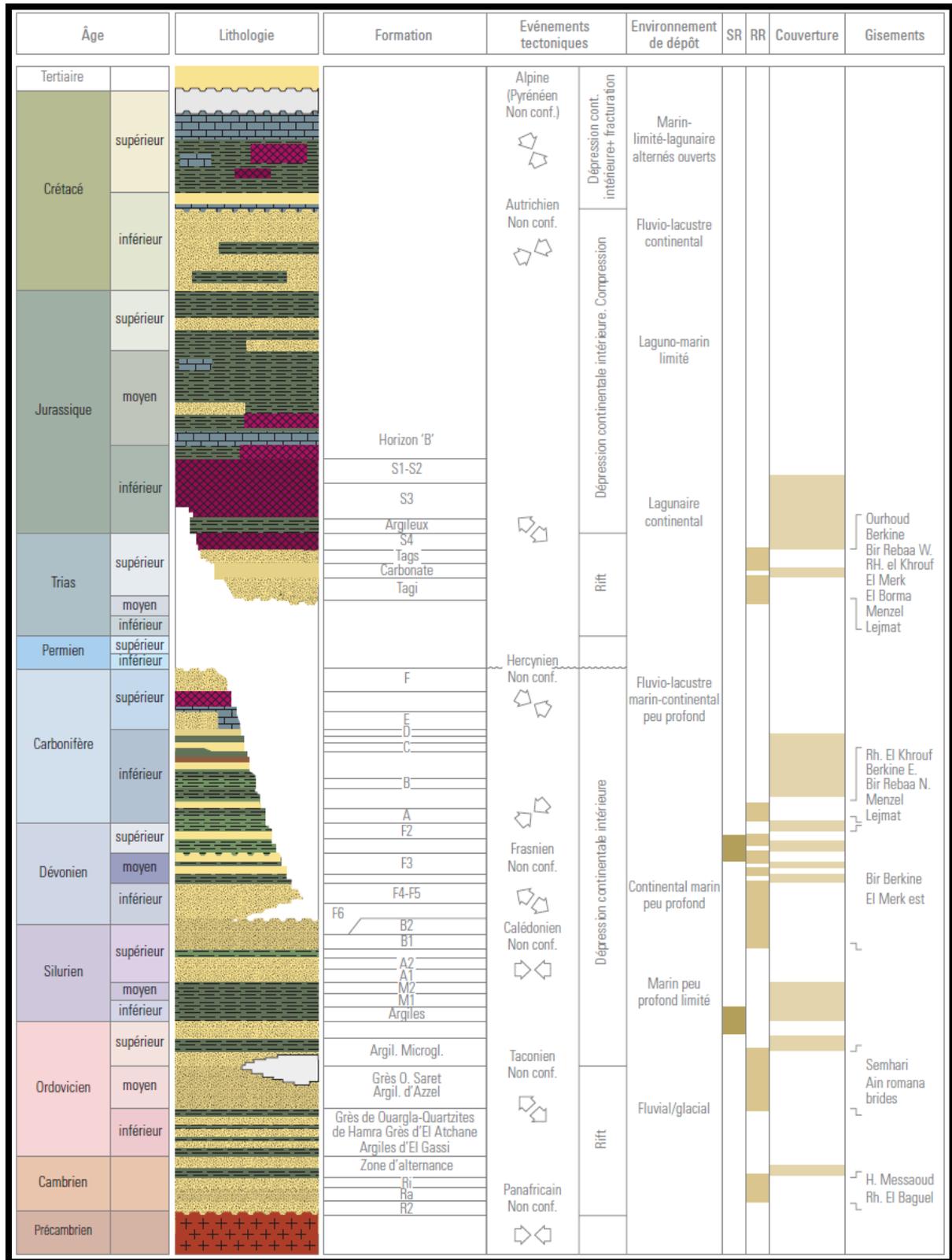


Figure 5 : Colonne stratigraphique du bassin Berkine (Sonatrach, 2008).

I.4. Système pétrolier :

I.4.1. Les roches mères :

Dans le bassin de Berkine, existe des roches mères principales et d'autres secondaires, on cite (Tableau 1) :

- **Les roches mères principales :**
 - **La roche mère Silurienne :** Le Silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin, sauf en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne ; son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. La zone la plus subsidante se trouve sur l'axe de Hassi Chergui-Brides. Le Silurien argileux est subdivisé en deux parties :
 - Une partie basale :** Elle est marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m d'argiles noires à Graptolites riche en matière organique.
 - Une partie supérieure :** Moins radioactive.
 - **La roche mère Dévonienne :** Localisée dans le Dévonien supérieur, elle est subdivisée en deux zones :
 - La zone inférieure radioactive au Frasnien :** Elle présente les meilleurs Potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300 m.
 - Une zone supérieure du Frasnien-Famenien :** Elle a une épaisseur qui varie de 50 à 500m.
- **Les autres roches mères :**
 - **La roche mère Ordovicienne :** Elle est localisée dans les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur ; la matière organique est de type II.
 - **La roche mère Carbonifère :** Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétrolières, la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

I.4.2. Les roches réservoirs :

Principalement on a les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argilo gréseux.

- **Les réservoirs du Paléozoïque :**
 - **Le réservoir Cambrien :** Il a été atteint sur la bordure Nord et Sud - Ouest du bassin où sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m où on a une réduction sur le môle de Dahar, ainsi que vers la partie Sud-ouest du bassin en raison de son érosion partielle. Le Cambrien produit avec une porosité variant de 4 à 11 %. Ce réservoir est formé par le niveau Ri, Ra, où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.
 - **Le réservoir Ordovicien :** (Quartzite de Hamra) C'est dans la partie Sud-Est du bassin que les quartzites de Hamra ont révélé leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m, situé sur l'axe Gassi Touil-Nezla. Dans la région de Nezla la porosité varie de 5 à 10 %.

- **Le réservoir Silurien argilo-gréseux :** Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6". On note que cette formation est particulièrement subsidante dans la partie Nord-Est de la province triasique, où elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag. Les grés sont fins à moyen, avec une porosité variant de 8 à 12 % et une perméabilité de 100 mD. Cette série produit de l'huile et du gaz à condensât à Rhourd Nous et à Rhourd Adra, l'étanchéité de ces réservoirs est formée par les argiles assurant une bonne couverture.
- **Les réservoirs du Dévonien inférieur :** Ils sont constitués par des grés massifs de la base du Gédinnien, ainsi que le Siégénien et l'Emsien (alternance de grés et d'argile).
- **Les grés massifs Gédinnien ou grés de Tadraat:** Ils peuvent avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300 m, ils sont présents dans la partie Sud du bassin où ils ont été épargnés par l'érosion hercynienne, ses paramètres pétro-physiques sont assez bons, la porosité varie entre 5 et 7 % alors que la perméabilité atteint les 500 mD.
- **Le réservoir Siégénien -Emsien :** Il est constitué par des alternances d'argiles et de grés fins à moyens, son épaisseur varie de 30 à 90m, ses paramètres pétro-physiques sont meilleurs avec une porosité variant de 15 à 20 % et une perméabilité de 100 mD. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkin (BBK-1) et Bir-Rebaa Nord (BRN).
- **Le réservoir Carbonifère :** (grés de Rhourd El Khrouf (RKF)) : Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétro-physiques, où la porosité varie entre 8 et 17 %, il produit à Rhourd El Khrouf et Berkin.
- **Les réservoirs Mésozoïques :**

Au niveau du Mésozoïque, on a les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels, ils sont subdivisés en trois :

- **Le TAGI :** Les isopaques du Trias argilo-gréseux inférieur sont présents dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest, où ils présentent une lacune de dépôt, son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et Ouest. Au Nord son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie Nord-Ouest, perdant toutes ses qualités réservoirs, on aura ainsi une porosité qui varie entre 7 et 26 % et une perméabilité moyenne de 27 à 35 mD. On a de nombreuses découvertes d'huile et de gaz sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud-Ouest axe El Merk-Rhourd El Khrouf. La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.
- **Le TAC(Trias argileux carbonatés):** D'origine lacustre, il est constitué d'argile brune-rouge dolomitique et siliceuse, avec des passées de dolomie microcristalline et de grés fins siliceux à silico-argileux, il est aussi caractérisé par la présence de roches éruptives dans la région de Nezla. Dans la dépression Sud-est triasique, le Trias carbonaté est subdivisé de la base au sommet par trois unités :
 - Intermédiaire 1
 - Argileux moyen.
 - Intermédiaire 2.

Les réservoirs du TAC correspondent aux grès des unités intermédiaires 1 et 2, séparées par l'argileux moyen, l'étanchéité de ces derniers est assurée par les argiles sus-jacentes.

- **Le TAGS (Trias argileux gréseux supérieure):** Il a une extension limitée à la dépression du Sud-Est triasique, il est d'origine fluviatile formé de grès blancs, silico-argileux, localement anhydritique, fin à moyen, son épaisseur est de 200 m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud-Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et Hassi Chergui, qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

I.4.3. Les roches couvertures :

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures du bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a / F1b, F2 sont couverts par des argiles sus-jacentes de même âge.

Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

I.5. Les Pièges :

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques.

- Les pièges structuraux : sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne. Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de Rhourde el Khrouf (RKF), qui est polyphasée et non faillée. L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et Rhourde Nouss.
- Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie Nord-Ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

Réservoir	Roche mère	Roche couverture	Piège
Trias	Silurien radioactif et Frasnien	Argiles et évaporites Intra-Trias et Trias-Lias	De type structural, associé à des failles (structures anticlinales à fermeture contre faille), engendrant une juxtaposition des réservoirs avec les formations argileuses Trias- Lias
Carbonifère	Argiles du Silurien radioactif et du Frasnien	Argiles Intra-Carbonifères	Structural
Siluro-Dévonien	Argiles du Silurien et argile micro conglomératique de l'ordovicien	Argiles de l'intra-Dévonien	Le piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs dévoniens est de type mixte, structural et stratigraphique. Les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales
Cambro-Ordovicien	les argiles micro conglomératique de l'Ordovicien supérieur	Argiles d'El Gassi, couverture du Cambrien Argiles d'Azzel, couverture de l'Ordovicien	Le piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs cambro-ordoviciens est de type mixte, structural et stratigraphique

Tableau 1: Tableau récapitulatif des éléments du système pétrolier.

I.6.La migration :

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas, mais néanmoins il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes (**Figure 6**) :

- Verticalement à la faveur des failles.
- A travers les formations gréseuses ayant servi de drains.

Ce dernier processus est à envisager dans le cas du remplissage du TAGI par les hydrocarbures ayant migré à travers les unités gréseuses du Carbonifère qui se biseautent sous la discordance hercynienne, puis suivant cette dernière en amont pendage.

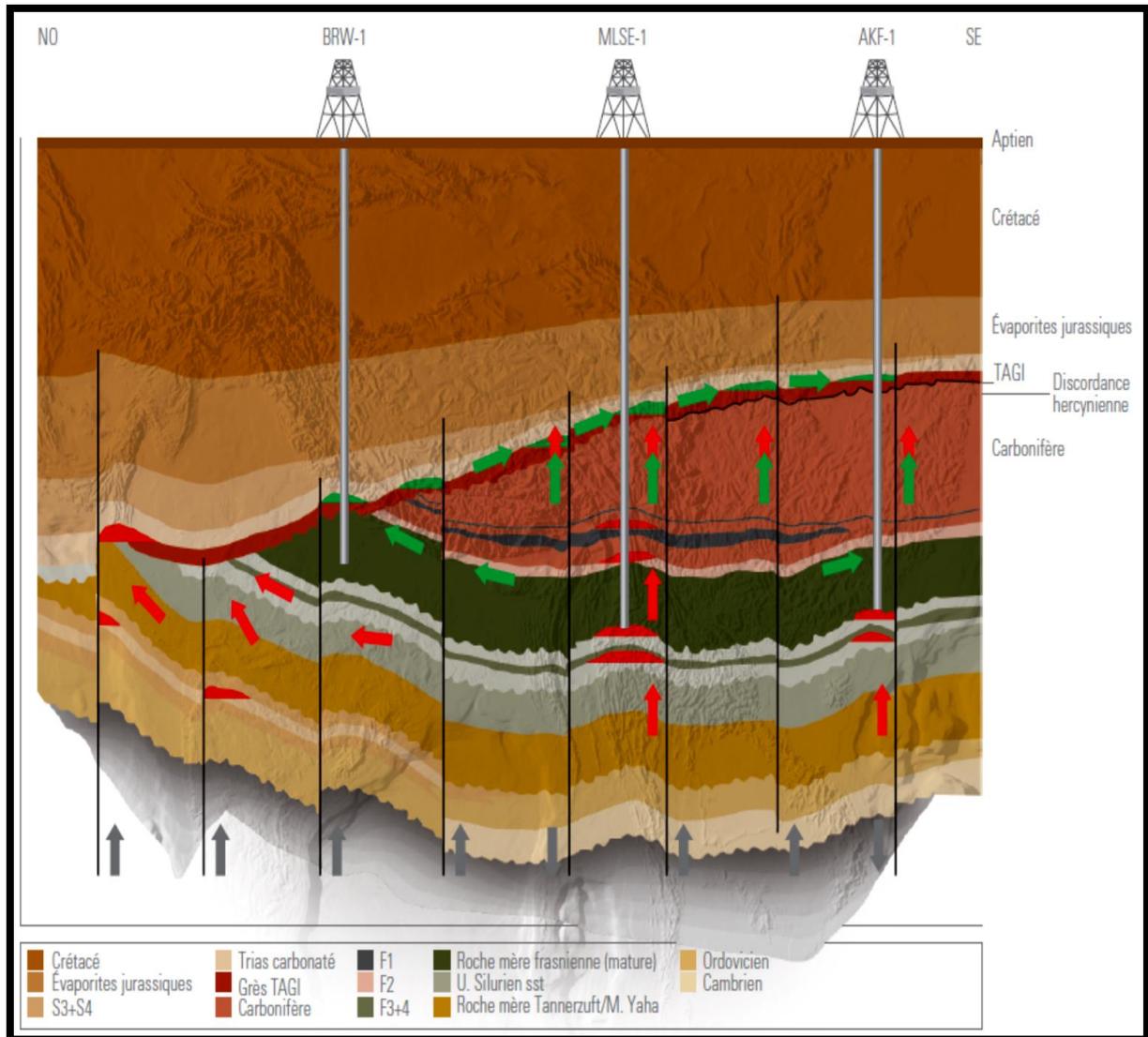


Figure 6 : Pièges et migration dans le bassin de Berkine (WEC Sonatrach, 2007).

II. Généralités sur la région Bir Berkine :

II.1. Localisation de la structure Bir Berkine :

Le périmètre de recherche **Bir Berkine (blocs 404b-403b)** couvre une superficie totale de trois cent dix kilomètres carrés virgule soixante-quinze km² (**310.75 km²**) et se situe dans la wilaya d'**Ouargla (Figure 7)**, Il est délimité :

- Au Nord-Est par le périmètre de recherche **Zemlet et Arbi**.
- Au Nord-Ouest par le périmètre de recherche **Zemlet En Naga**.
- A l'Est par le périmètre de recherche **Ourhoud II**.
- A l'Ouest par le périmètre de recherche **Berkine Nord-Ouest**.

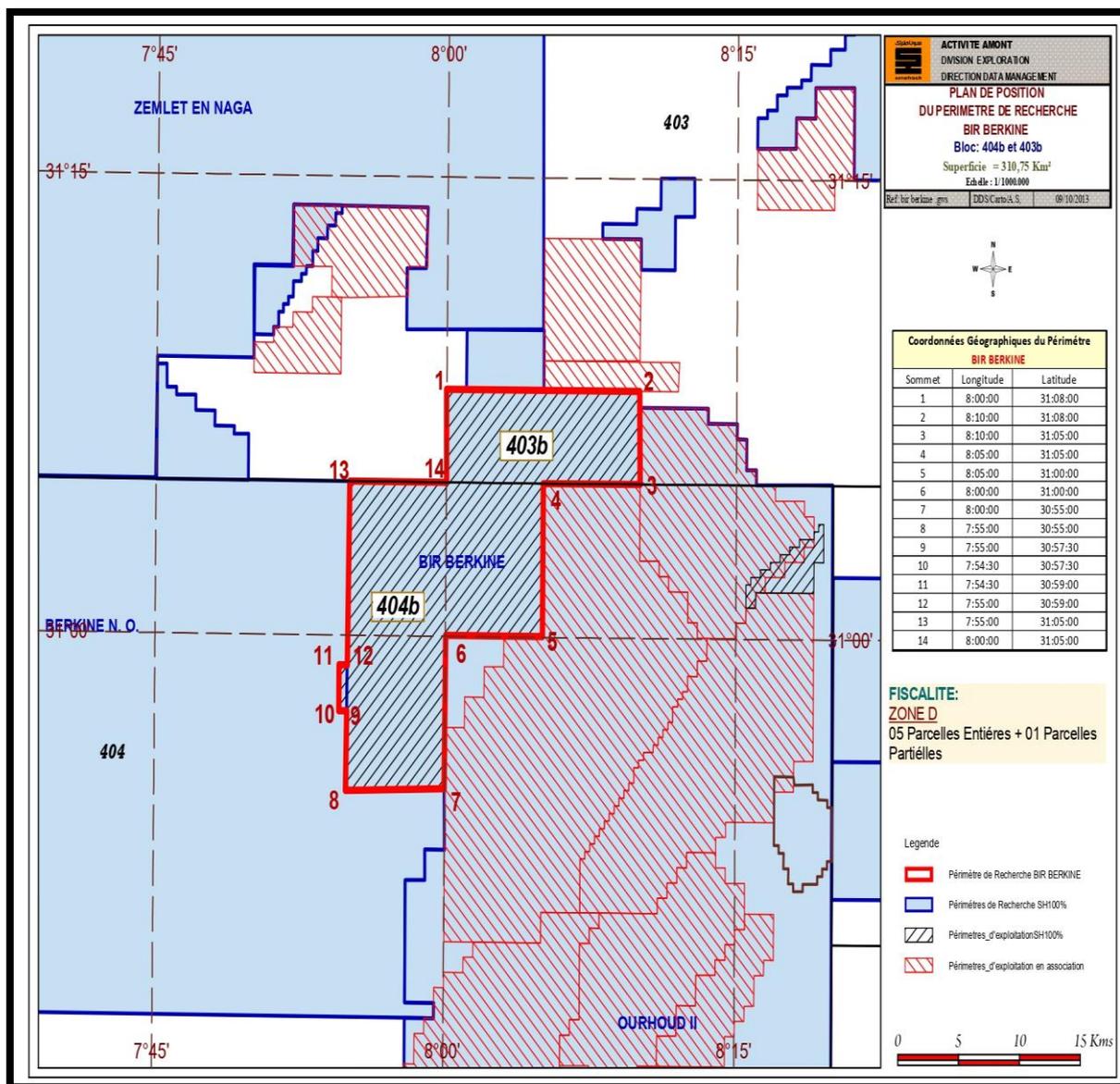


Figure 7 : Plan de position du périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc: 404b et 403b)
 (Sonatrach, 2013).

II.2. Historique de l'exploration de la zone d'étude Bir Berkine :

Le périmètre Bir Berkine un potentiel en hydrocarbures prouvé depuis les années 80, suite aux premières découvertes réalisées, dans les niveaux réservoirs du Siégénien.

Afin de trouver d'autres opportunités de forages, en vue d'augmenter les réserves en hydrocarbures dans le périmètre Bir Berkine, d'autres travaux ont été initiés par **la Division Exploration**, consistant en la mise à jour de l'interprétation sismique et l'étude d'inversion stratigraphique pour la caractérisation des réservoirs du Silurien argilo-gréseux (SAG).

Des opportunités de forage ont été ainsi mises en évidence sur le périmètre de recherche Bir Berkine, ce qui encourage la poursuite des travaux d'exploration.

Le périmètre Bir Berkine (BBK) est une zone d'exploitation, à **100% Sonatrach**, qui produit dans les réservoirs gréseux du Siégénien et du TAGI. La Division Exploration de la Sonatrach a relancé les travaux d'exploration en 2007, qui avait pour objectif principal, d'explorer les formations réservoir des Quartzites de Hamra et du Cambrien, dans le cadre du programme d'exploration des objectifs profonds à hautes pressions et hautes températures (HP/HT). Ce puits avait aussi comme objectif secondaire, d'explorer les réservoirs du Silurien argilo-gréseux (SAG). Les essais de formations et stimulations, réalisés sur les réservoirs du Cambrien et des Quartzites de Hamra, n'ont pas apporté les résultats escomptés, par contre le Silurien argilo-gréseux (SAG) interprété à hydrocarbures par diagraphies, au niveau de l'unité M2, a été testé positivement et a produit du gaz et du condensat avec des débits respectifs de 17192 m³/h et 14.68 m³/h, sur dusse 32/64".

II.3. Cadre géologique :

Le périmètre de Bir Berkine fait partie du bassin Paléozoïque de Berkine, sur la remontée structurale du paléozoïque vers le NO, dans un secteur où l'érosion hercynienne atteint le Frasnien. La série comprise entre le Trias et le Siégénien est représentée par des argiles noires à passées carbonatées appartenant au Dévonien supérieur (Frasnien), Dévonien moyen et Emsien.

Cette série, régionalement tronquée sous la discordance hercynienne, présente des épaisseurs variant de 250m à 80m. Le TAGI est fortement réduit par l'érosion hercynienne (20 à 30m), alors que son épaisseur atteint et dépasse parfois la centaine de mètres à environ 30 à 40Km à l'Est, sur l'axe Ourhoud-El Borma.

La structure globale est un horst de 2Km de large, limité par des failles majeures d'orientation NE-SO, affectées par des failles secondaires parallèles à la faille principale.

II.4. Cadre structural :

Le périmètre de recherche Bir Berkine se situe dans l'Erg oriental, dans la partie centre du bassin de Berkine Est. Il est caractérisé par le développement de trends structuraux NE-SO, conséquence d'une tectonique polyphasique, sur lesquels se greffent des pièges à fermetures essentiellement contre-failles. Ce canevas structural est recoupé par des failles et/ou ensellements d'orientation NO-SE, résultant d'une transpression lors des phases autrichienne et tertiaire. Le pendage régional des formations paléozoïques est vers l'Est et elles sont érodées progressivement vers l'Ouest, tandis que les formations post-hercyniennes remontent vers l'Est.

II.5.Cadre stratigraphique :

Le périmètre de recherche Bir Berkine (404b, 403b) est caractérisé par la succession stratigraphique typique de cette partie du bassin de Berkine ; la phase tectonique hercynienne ayant érodé une partie de la série paléozoïque. On retrouve ainsi le TAGI qui repose en discordance, sur le Frasnien dans la majeure partie du périmètre (**Figure 8**).

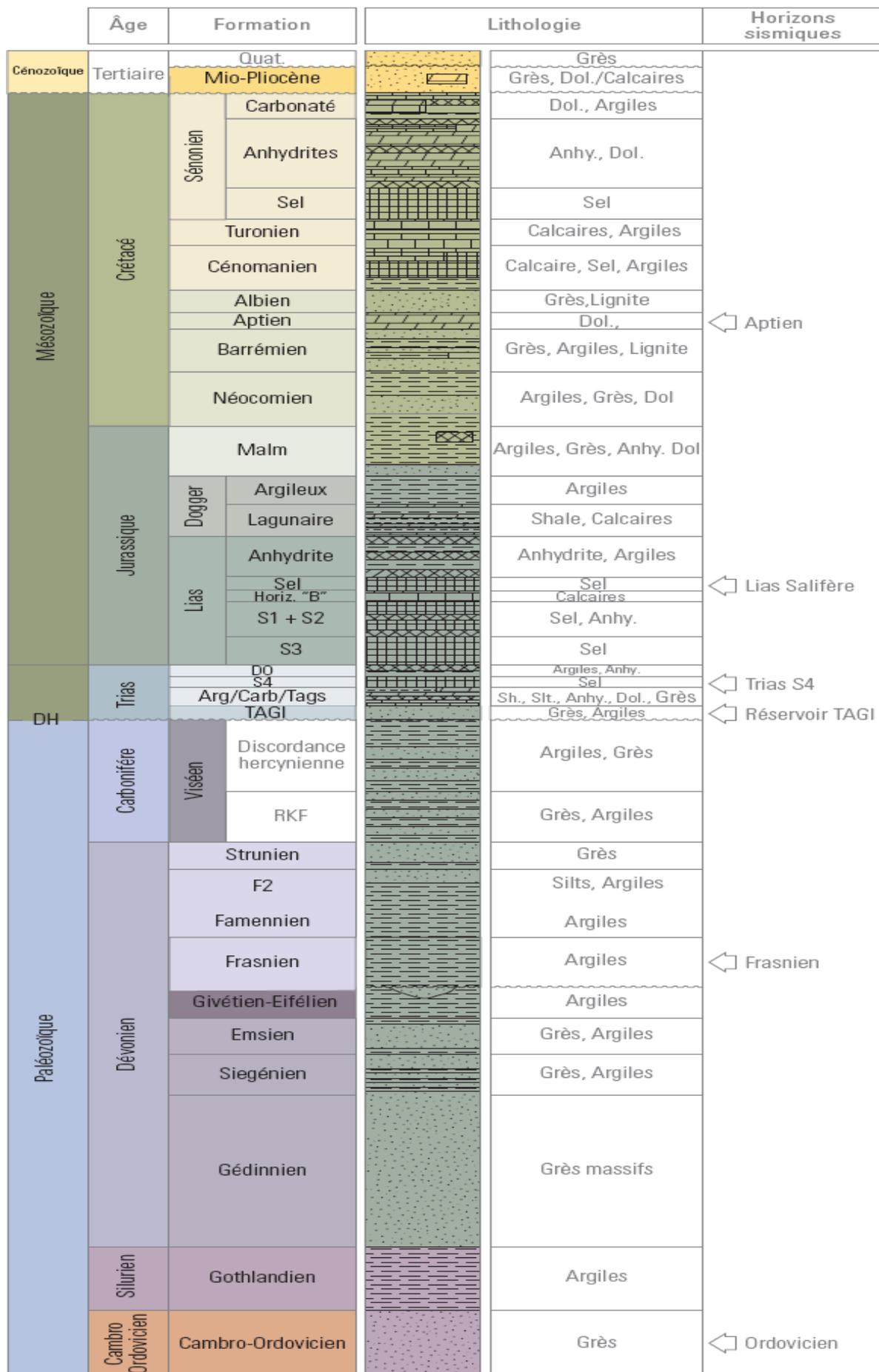


Figure 8 : Coupe stratigraphique de la région Bir Berkine (Sonatrach, 2017).

II.6. Système pétrolier :

II.6.1.Objectifs :

Les objectifs pétroliers, dans le périmètre d'exploitation de Bir Berkine, représentent tous les niveaux géologiques n'ayant pas fait l'objet de plan de développement, principalement les différentes unités gréseuses du Silurien Argilo-gréseux.

II.6. 2.Roches mères :

Les formations du Silurien argileux, radioactif et à Graptolites, ainsi que du Frasnien, sont considérées comme les principales roches mères génératrices d'huile légère associée à du gaz dans le périmètre de recherche Bir Berkine.

La roche mère silurienne est actuellement en phase à gaz sec dans la majeure partie du bassin. Les modélisations géochimiques montrent qu'elle a atteint la fenêtre à huile à la fin du Paléozoïque et la génération du gaz a débuté à partir du Crétacé inférieur.

Quant aux roches mères dévoniennes, elles ont atteint la fenêtre à huile au Crétacé supérieur et elles sont actuellement en phase à huile.

La position des unités gréseuses du Silurien argilo-gréseux juste au-dessus des argiles radioactives (hot shales) du Silurien a certainement favorisé l'alimentation de ces réservoirs en gaz et en condensât.

II.6. 3.Roches réservoirs :

Les principaux objectifs pétroliers des puits d'exploration sont constitués par les unités gréseuses du Silurien argilo-gréseux (**B2, B1, A2, A1, M2 et M1**).Plusieurs découvertes ont été réalisées au niveau des unités **M2, A1 et A2**.

- **SAG (unités B1 et B2) :**

Il est représenté par des alternances de bancs métriques de grès gris à gris-blanc, rarement gris-beige, fin à très fin, silico-quartzitique à quartzite, compact, dur et d'argile grise à gris foncée, indurée, silteuse, micacée et pyriteuse. Les résultats pétroliers enregistrés à ce jour au niveau de ces unités dans le bassin de Berkine ne sont pas encourageants, probablement dû à l'absence d'une couverture efficiente.

- **SAG (unités A1 et A2) :**

Elles sont formées d'alternance de bancs métriques de grès gris à gris-blanc, rarement gris-beige, fin à très fin, silico-quartzitique à quartzite, compact et d'argile grise à gris foncée, indurée, silteuse, micacée et pyriteuse, organisées sous forme de plusieurs séquences progradantes (Coarsening Up) déposées en milieu marin peu profond à mixte cumulant plus de 50m de grès propres et présentant des résistivités anormalement basses.

- Au niveau du puits **BBKP-1**, deux niveaux gréseux ont été interprétés à hydrocarbures, sur la base de l'analyse des diagraphies : - l'intervalle 4387-4389m de l'unité A2 avec une porosité de 5 à 6% - l'intervalle 4479-4487m de l'unité A1 avec une porosité de 3 à 7%
- L'interprétation du **SAG-Unité A1** au niveau du puits **BBKP-2**, montre des saturations en eau de 50% dans l'intervalle 4469-4473m et devient aquifère vers la base avec une porosité moyenne de 19%. Un échantillon d'hydrocarbures a été récupéré à la profondeur 4474m et un test de formation DST-2 a été réalisé au droit de l'intervalle 4470-4476m et a produit 10769m³/h de gaz et 15,83m³/h de condensât sous dusse 32/64".

- Le réservoir A2 est caractérisé par le phénomène de basses résistivités au niveau du puits **BBKPNE-1**, après avoir été interprété à hydrocarbures ses grès ont fait l'objet d'un test (DST-1) au droit des intervalles perforés 4541-4549m/4553-4557m/4560-4562 et ont produit 9 320m³/h de gaz et 18,5m³/h de condensât avec une pression en tête de 3000 Psi, sur dusse 32/64''.
- Les unités A1 et A2 ont été interprétées aquifères au niveau du puits **BBKPSE-1**.
Des mesures de pression au MDT ont permis de tracer un gradient à eau et un échantillon d'eau a été prélevé à la profondeur 4650m.
- Au niveau du puits **BBKPSE-2**, les bancs gréseux et poreux de l'unité A1 sont en vasis par l'eau salée. Deux (02) échantillons à eau ont été prélevés aux profondeurs 4691.9m et 4704.5m.
- L'unité A2, avec une porosité moyenne de 18% semblait être envahie par de l'eau mais un échantillon d'huile et de gaz a été prélevé à la profondeur 4617m, par la suite un test (DST-1) a été réalisé au droit de ce réservoir sur l'intervalle 4609.5-4624.5m a mis en évidence une production de gaz et de condensât avec des débits respectif de 16425.20m³/h et 4.23m³/h sous dusse 32/64'' et un WHP moyen de 3058psi.

- **SAG (unités M1 et M2) :**

Elles sont formées de bancs métriques de grés gris-clair et gris-beige, fin, silico-argileux à argileux, parfois très fin, moyennement dur, intercalé dans des ensembles d'argile grise à gris-claire, indurée, silteuse et micacée. Ces unités ont été déposées dans un milieu marin (**Barres d'offshore**).

- L'interprétation des diagraphies de l'unité M2 au niveau de BBKP-1 a montré un Net pay de 5m, avec une porosité moyenne de 20 % et une saturation moyenne en eau de 40%. Le DST-3 sur l'intervalle 4592-4596m s'est avéré productif de gaz et de condensat avec des débits respectifs de 17 192 m³/h et 14,68 m³/h (sous dusse 32/64''). L'unité M1 du puits **BBKP-1**, a présenté une épaisseur d'environ 15m de grés avec des caractéristiques pétro physiques médiocres (porosité allant de 2 à 8 %).
- Au niveau du puits BBKP-2, l'unité M2 est à hydrocarbures dans l'intervalle 4546-4571m, sur une hauteur utile de 24m, avec des porosités de l'ordre de 22% en moyenne. Le DST-1 a été réalisé sur les intervalles 4552-4561m/4563-4568m/4574-4578m et s'est révélé productif de 19 365m³/h de gaz et 0,79m³/h de condensât, sous dusse 32/64''.
- L'unité M2 au niveau du puits **BBKPSE-1**, a été interprétée par diagraphies à hydrocarbures sur l'intervalle 4732-4745m avec une porosité et une saturation en eau moyennes respectives de 23 et 55%. Cependant l'intervalle compris entre 4745m et 4755m montre des saturations (Sw) jugées plutôt à eau, ce qui est traduit par une chute des résistivités. La porosité et la

saturation en eau sont estimées respectivement de 20 et 80%. L'interprétation des données de pression MDT au niveau du Silurien argilo-gréseux unité M2 a montré un gradient $G=0.40$ Psi/m relatif à une densité de 0.64g/cc correspondant à du gaz. Deux échantillons ont été prélevés aux profondeurs 4743m et 4755m. Le 1er correspondant à du gaz et le second de l'eau salée. Suite à cette interprétation un test (DST-1) a été réalisé au niveau de l'intervalle

4729-4750m et a mis en évidence une production de gaz et de condensât avec des débits respectifs de $16716\text{m}^3/\text{h}$ et $4.03\text{m}^3/\text{h}$ sous dusse 32/64'', avec une pression en tête de 4300 Psi.

- Au niveau des puits **BBKPSE-2** et **BBKPNE-1**, les unités M1 et M2 sont argileuses, d'après les diagraphies.

- **Le Siégénien :**

Le réservoir Siégénien est en cours de développement au niveau de notre périmètre de recherche. Il est représenté par des intercalations de bancs gréseux et argileux.

Au niveau du dernier puits foré en 2015 (**BBKPSE-1**), et d'après l'interprétation des diagraphies le banc gréseux du Siégénien niveau D (3777-3790m) paraissait être aquifère avec de faible résistivité qui ne dépassées pas les 1 Ohm.m. Pour lever le doute quant à la nature du fluide in situ (basses résistivités), des mesures de pression ont été enregistrées et ont permis de tracer un gradient à hydrocarbures.

Aussi un échantillon à huile a été prélevé à la profondeur 3778.5m, trois autres échantillons aux profondeurs 3780.5, 3781 et 3782m ont donné de **l'huile+gaz+eau+filtrat**, vers le bas du réservoir un échantillon d'eau a été récupéré à la profondeur 3784m.

Un test (**DST-2**) a été réalisé au droit de l'intervalle 3775.5-3779m au niveau du Siégénien niveau D et a débité sous dusse 32/64'', $8.91\text{m}^3/\text{h}$ d'huile et $2099.89\text{m}^3/\text{h}$ de gaz avec une pression en tête de 825 Psi.

II.6. 4.Roches couvertures

La couverture des réservoirs TAGI et dévoniens, est constituée par les argiles et carbonates du Trias carbonaté, les sels et argiles du Trias argileux, du Trias S4 et du Lias. Pour les intervalles gréseux réservoirs du SAG sont des argiles intercalées et de même âge, qui peut jouer le rôle de couverture pour les intervalles gréseux réservoirs.

II.6. 5.Type de pièges :

Le périmètre de recherche Bir Berkine se caractérise par une succession de horsts et de grabens de direction NE-SO.

Les failles ayant joué en décrochement favorisent la formation de pièges de type structures anticlinales, appuyées contre-faille.

Chapitre II:

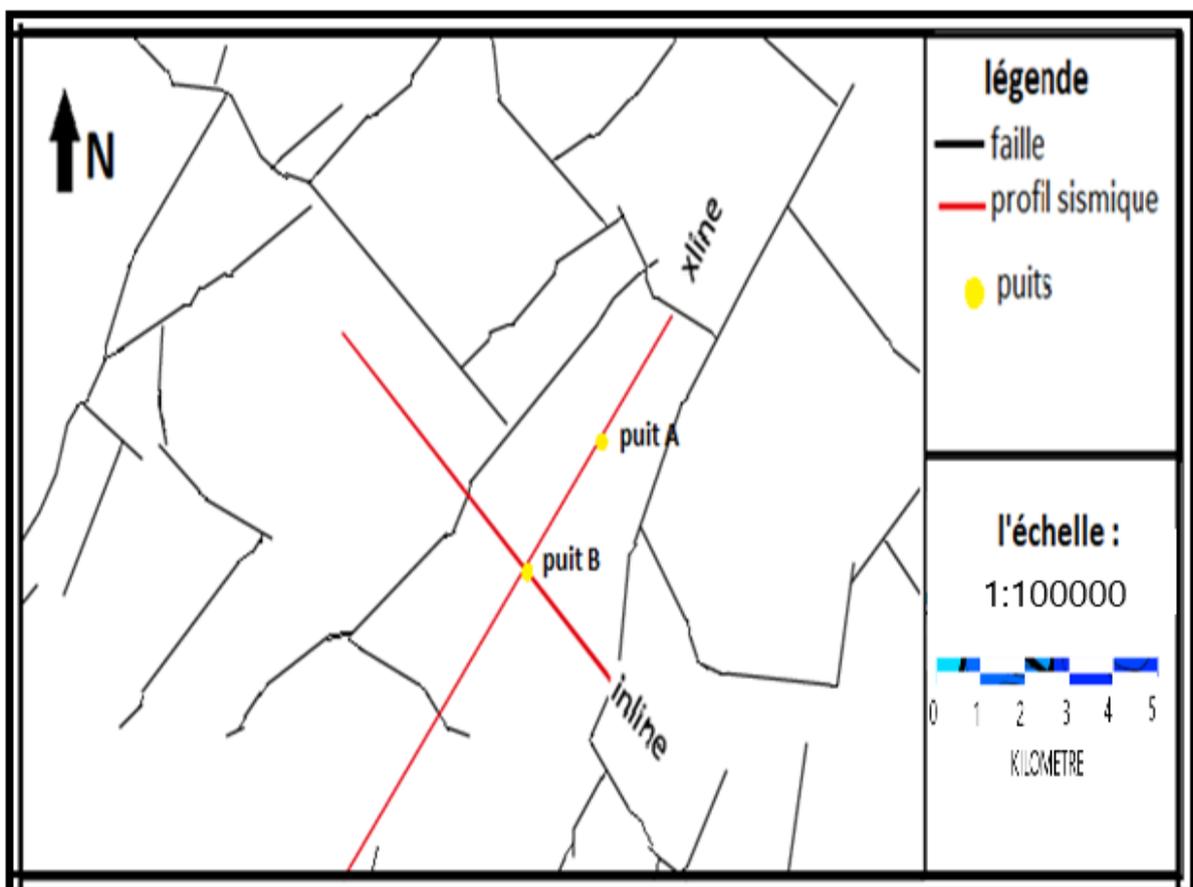
Analyse structurale

Introduction :

L'étude structurale reposera sur l'analyse cinématique du schéma structural du bassin de Berkine et de la zone étudiée Bir Berkine. Nous ferons l'interprétation des sections sismiques et des cartes en isobathes des réservoirs SAG-A2 et Siégénien pour comprendre la géométrie structurale et retracer ainsi l'histoire tectonique.

I. Analyse des profils sismiques :

Dans le but d'établir un schéma structural au toit du réservoir SAG-A2 et Siégénien-D, il est nécessaire d'interpréter de nombreuses sections sismiques. Pour mener à bien cette tâche, nous avons choisi 02 sections sismiques de direction différente (Inline et Xline), passant par les puits qui font l'objet de cette étude (**Figure 9**).



I.1. Analyse de la section sismique Inline passant par le puits A:

Cette section sismique de direction NO-SE passe par le puits A. IL montre que la zone NE est affectée par 3 failles sub-verticales (**Figure10**) :

- La faille majeure F1 est Normale, elle est subdiviser en deux phases :
 - la première phase affecte les réservoirs **siégenien** et **gédinnien** avec un faible rejet de faille.
 - La deuxième phase affecte les réservoirs **SAG-A2** et **SAG-M2** avec un fort rejet de faille.
- La faille F2 est Normale, elle affecte les réservoirs **siégenien** et **gédinnien** avec un faible rejet.
- La faille F3 est Normale, elle affecte les réservoirs **siégenien**, **gédinnien**, **SAG-A2** et **SAG-M2** avec un faible rejet.

Les ondulations nombreuses montrent qu'un régime extensif a eu lieu dans cette région d'étude (Figure10).

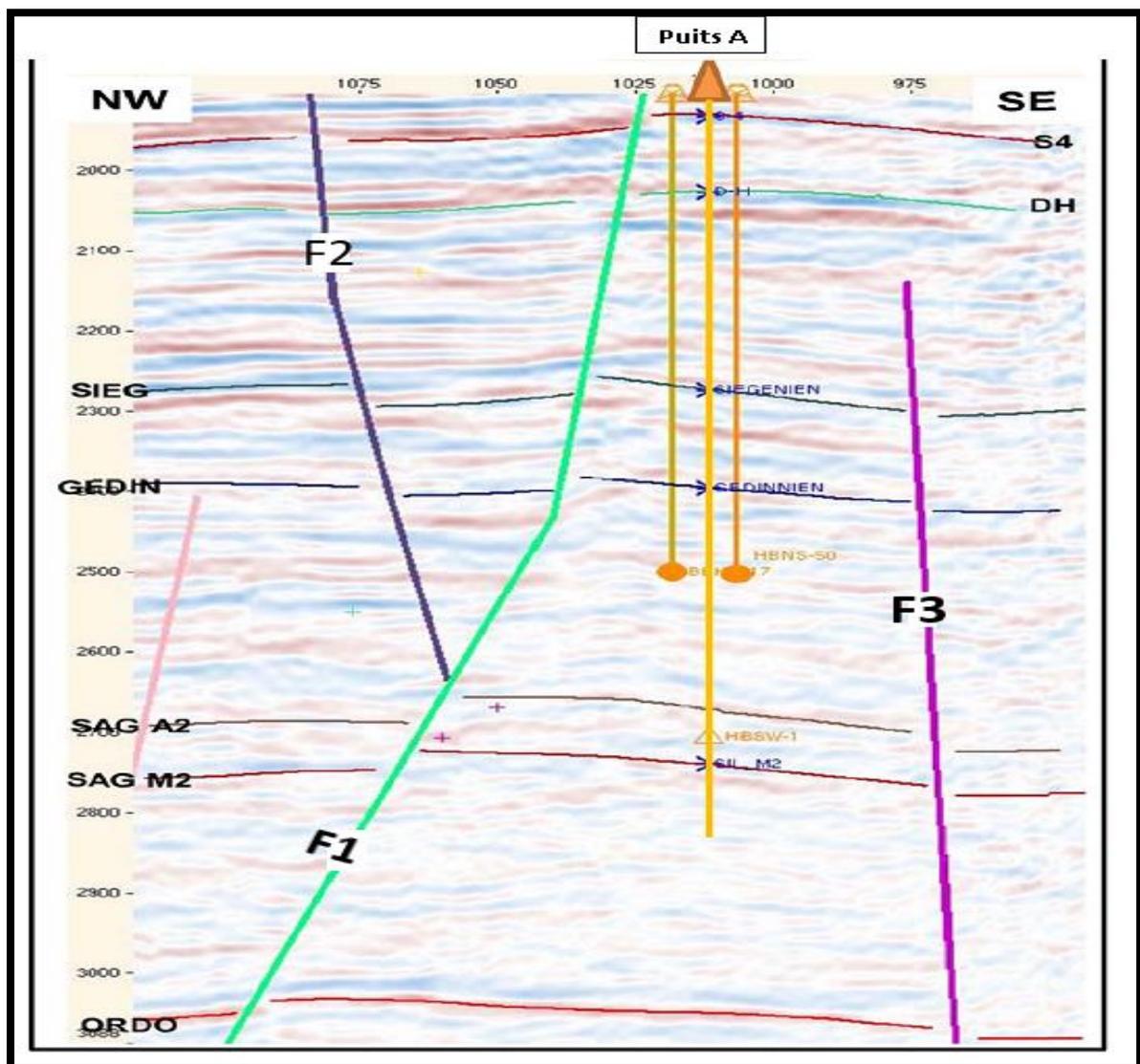


Figure10: section sismique Inline passant par le puits A (Sonatrach, 2017).

I.2. Analyse du profil sismique Xline passant par le puits A :

Cette section sismique de direction SO -NE passe par le puits A, elle indique l'existence d'une faille sub-v verticale englobe tout la section, elle apparait comme une faille Normale avec un fort rejet, car la formation des ondulations indique un régime extensive (**Figure11**).

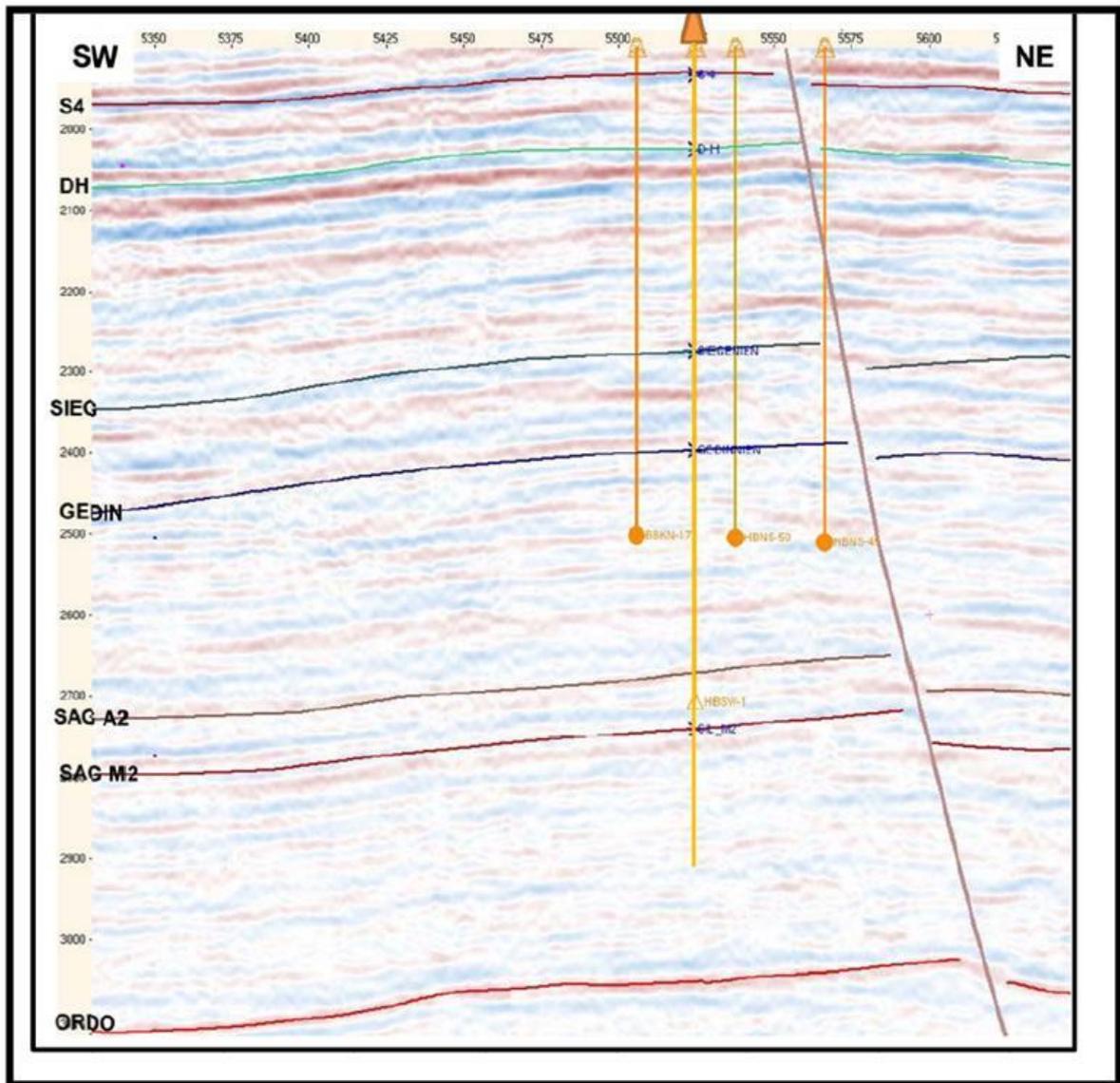


Figure11: Section sismique Xline passant par le puits A (Sonatrach, 2017).

I.3. Analyse du profil sismique Inline passant par le B:

Cette section sismique de direction NO –SE passe par le puits B, elle indique l'existence d'une faille plus ou moins verticale englobe tout la section, elle apparait comme une faille Normale avec un faible rejet car la formation des ondulations indique un régime extensive (Figure12).

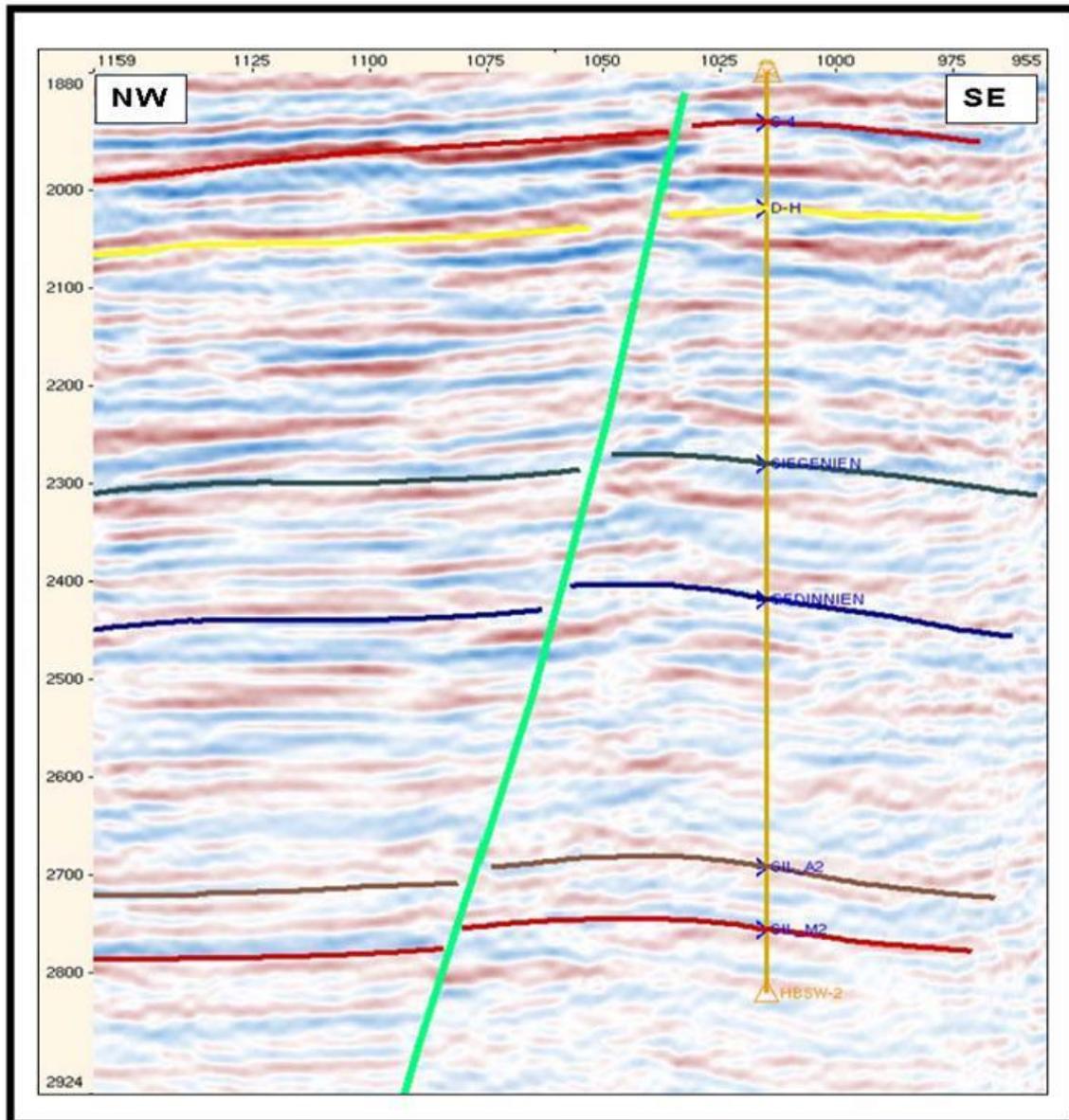


Figure12: Section sismique Inline passant par le puits B (Sonatrach, 2017).

I.4. Analyse du profil sismique Xline passant par le puits B:

Ce profil sismique de direction SO–NE passe par le puits B, elle indique l'existence de deux failles sub-verticales (Figure13) :

- La faille 1 apparait comme une faille Normale avec un faible rejet, elle affecte les réservoirs **gédinnien**, **SAG-A2** et **SAG-M2**.
- La faille 2 apparait comme une faille normale avec un rejet faible dans les réservoirs **siégenien** et **gédinnien** et un rejet plus ou moins fort dans les réservoirs **SAG-A2** et **SAG-M2**.

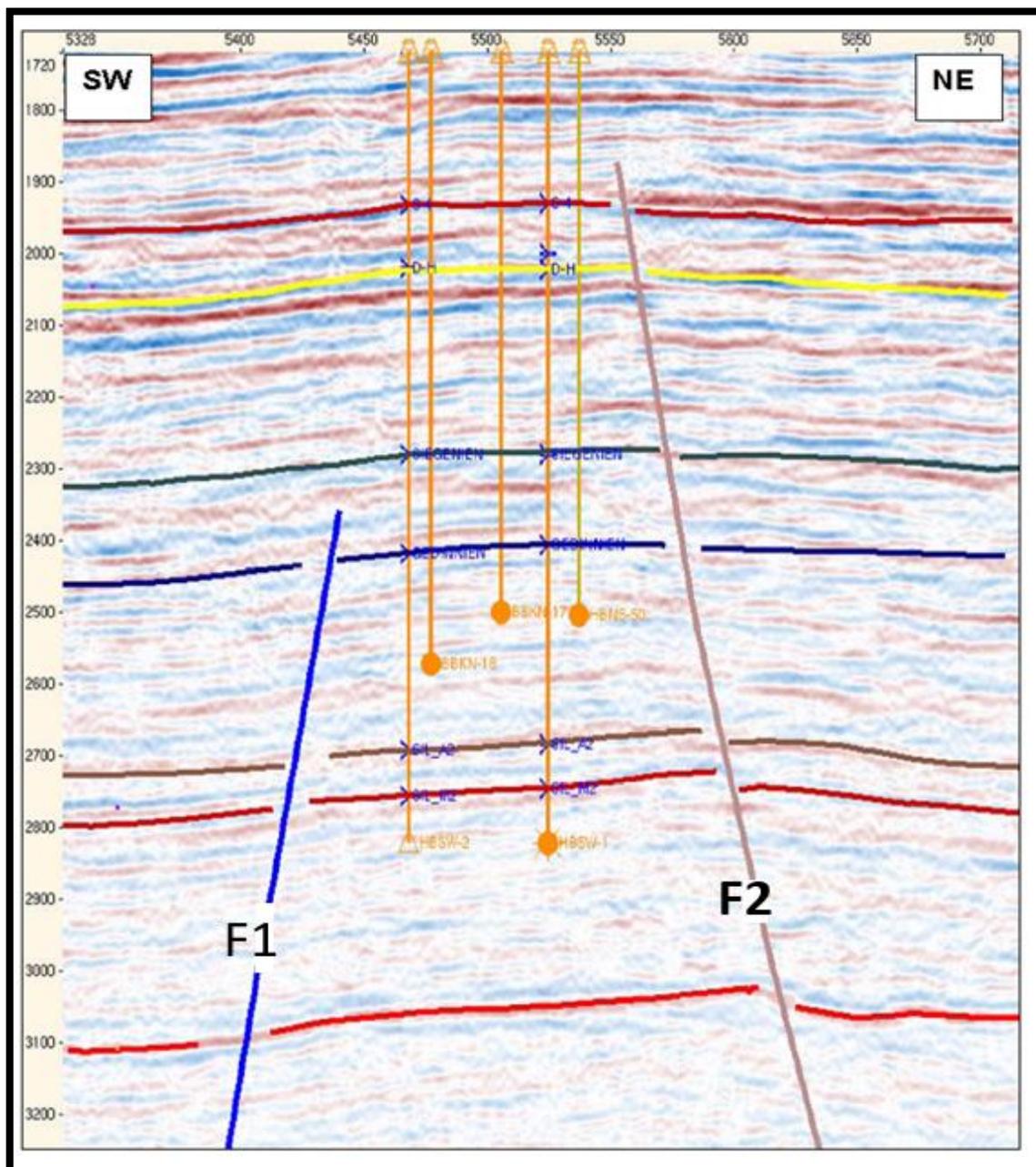


Figure13: Section sismique Xline passant par le puits B (Sonatrach, 2017).

II. Interprétation des cartes en isobathes :

Ces deux cartes ont été établies à la base d'un volume sismique 3D, par rapport au niveau marin, avec une équidistance de 10 m.

L'utilisation des VSP (vertical seismic profile) acquit à la fin des différents forages dans le périmètre, a permis de réajuster la valeur des différents marqueurs sismiques représentatifs de ces réservoirs.

II.1. Interprétation de la carte en isobathes au toit du SAG-A2 :

Pour étudier les différentes structures dans le plan horizontal, nous avons analysé la carte en isobathes au toit du SAG-A2.

Cette carte montre que la structure a subi une tectonique intense ce qui a favorisé la création des blocs basculés délimités par deux familles de failles entre eux d'orientation NE-SO et NO-SE, La structure étudiée est définie par l'intersection de ces deux familles de failles majeures.

Les puits A et B sont implantés sur un panneau structural de direction NE-SO, parallèlement à d'autres panneaux identiques, dont il est séparé par une faille Normale de même direction et de rejets de l'ordre de 20 à 50m. Il est scellé au Nord-Est par une faille de décrochement, de direction NO-SE et de rejet de l'ordre de 30m.

La distribution des failles et les courbes ont contribué à créer une structure horst et graben et contre-faille (Figure14).

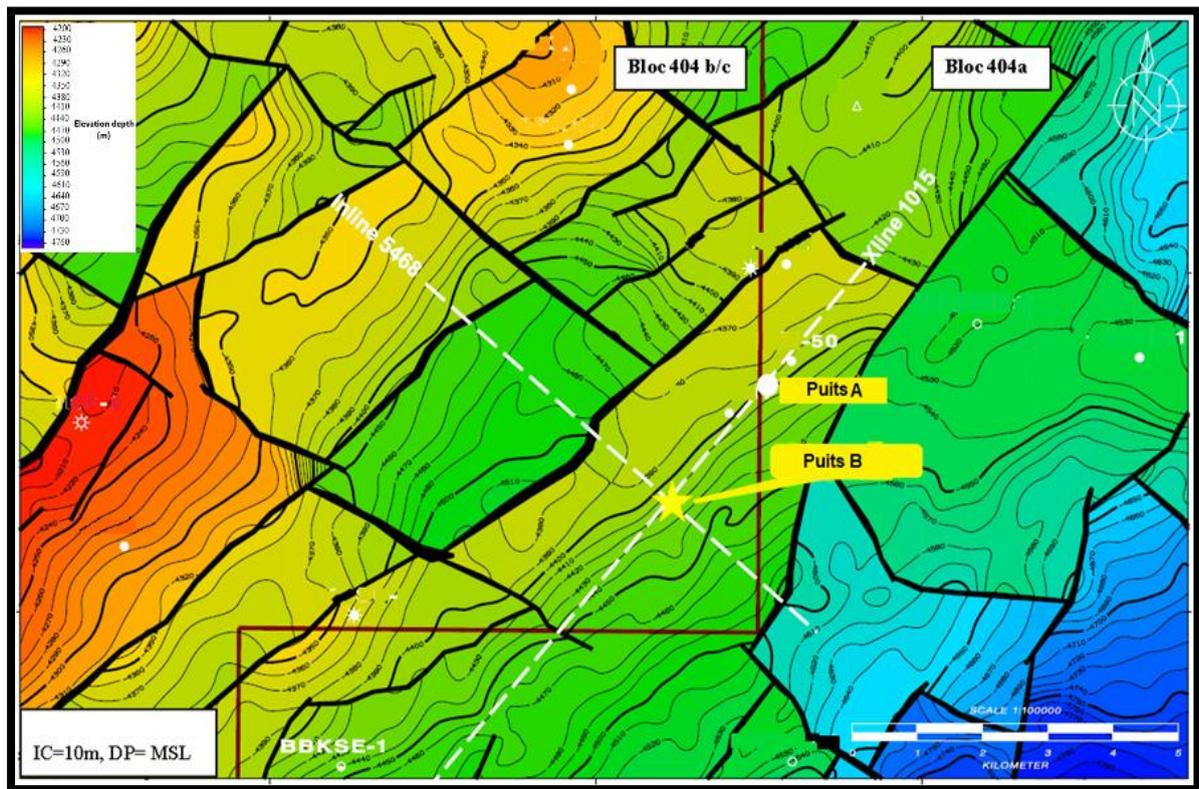


Figure14: Carte en isobathes au toit du SAG-A2 (Sonatrach, 2017).

II.2. Interprétation de la carte en isobathes au toit du Siégénien-D:

D'après l'interprétation de la carte en isobathes au toit du Siégénien-D on remarque que la structure a subi une fermeture structurale contre une faille Normale orientée NE-SO, dont la majorité des courbes sont de même direction, avec un rejet de l'ordre de 70m.

Au Sud-Est les puits A et B sont implantés sur un panneau structural de direction NE-SO, dont il est séparé par une faille Normale de même direction et de rejet important de l'ordre de 80 à 100m (Figure15).

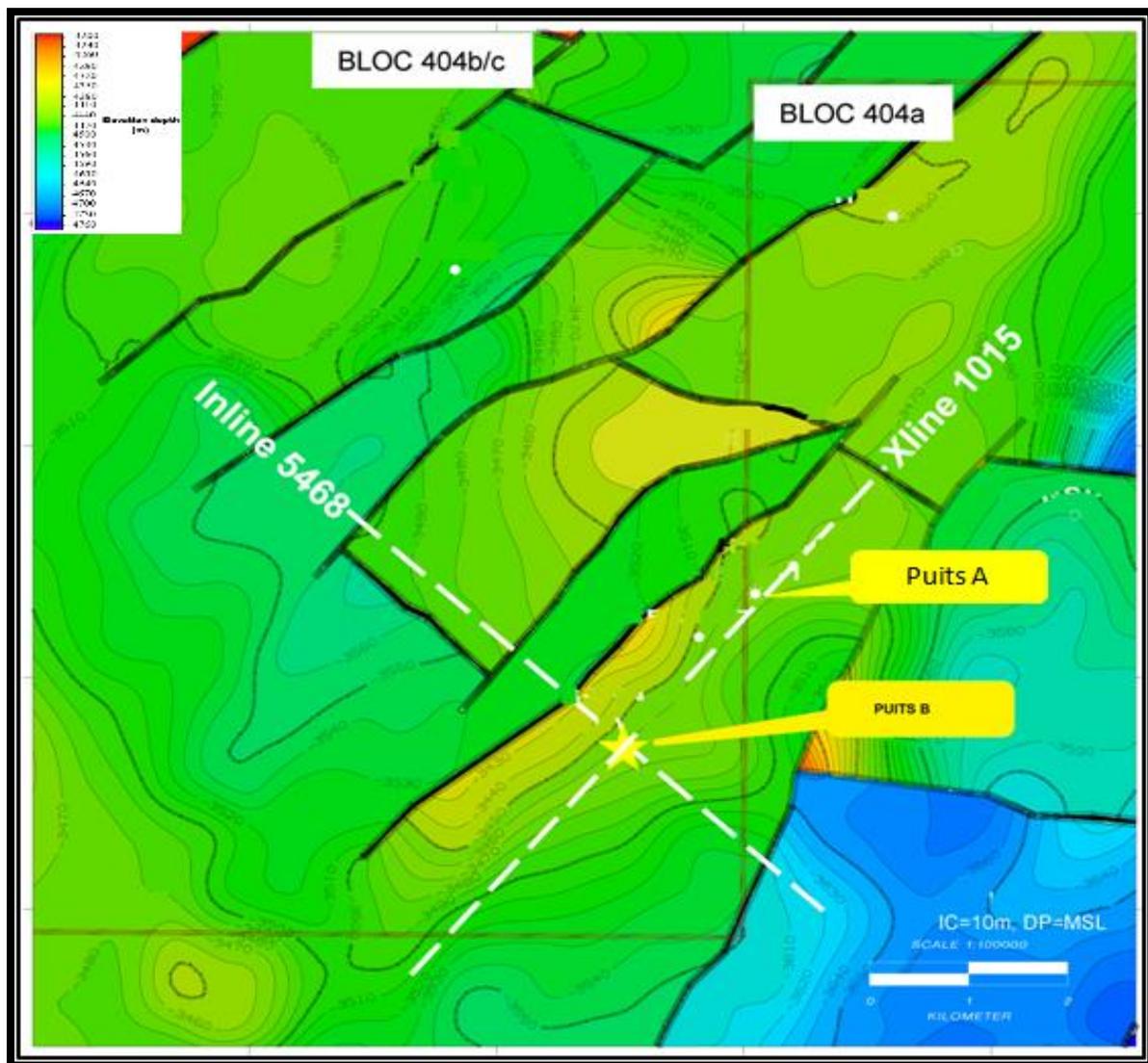


Figure15 : Carte en isobathes au toit du Siégénien-D (document Sonatrach 2017).

Conclusion :

A la fin de cette étude structurale basée essentiellement sur une analyse des sections sismiques des réservoirs **SAG-A2** et **siégénien-D** dans la région Bir Berkine et une interprétation des cartes en isobathes de ces réservoirs, nous concluons:

- La région a subi plusieurs phases de déformations qui ont compliqué la structure. La chronologie établie est comme suit :
 - Une première phase extensive caractérisée par le développement de trends structuraux NE-SO (première famille de failles).
 - Une deuxième phase de failles normales (deuxième famille de failles) orientées NO-SE, qui intercepte la première famille.
 - La structure de la région se caractérise par une succession de horsts et de grabens de direction NE-SO.
 - Le jeu des failles favorise la formation des structures anticlinales, appuyées contre-faille.

Chapitre III: Analyse de la fracturation

Rappel théorique :

Les réservoirs naturellement fracturés et les réservoirs compacts représentent plus de 50% des réservoirs pétroliers et contribuent à une grande proportion dans la production pétrolière et gazifière dans le monde (Tarek, 2010).

I. Définitions :

I.1. Réservoirs compacts (tight reservoirs) :

Sont des formations géologiques rocheuses ayant des faibles perméabilités et porosités dues à l'enfouissement et l'accumulation des couches sédimentaires au cours des temps géologiques. Ils ont une compacité assez élevée et les hydrocarbures ne peuvent s'y circuler que très difficilement.

I.2. Les réservoirs fracturés :

Si des fractures existent au sein du réservoir et qu'elles contrôlent de manière significative la circulation de l'huile, le réservoir est appelé réservoir fracturé ou fissuré (fractured reservoir). Ce dernier est caractérisé par la dualité matrice-fractures, l'identification de ce type est faite soit dans la phase de forage d'un puits, soit au cours de production.

Il existe plusieurs indices qui nous renseignent sur l'existence des fractures naturelles:

- Lorsque les producteurs constatent un écart important entre la perméabilité des tests du puits et la perméabilité mesurée sur carotte. Cet écart de perméabilité est attribué au réseau de fracture.
- Le fort indice de productivité est un indicateur de puits fracturé naturellement.
- L'augmentation importante de la productivité des puits après l'opération de stimulation artificielle par l'injection des eaux est une forte indication d'une formation naturellement fracturée.
- La perte des fluides en circulation.
- L'augmentation du taux de pénétration de l'outil au cours du forage.

Si les fractures ne sont pas connectées, leur influence positive sur le débit sera réduit et parfois nul. Une opération de fracturation hydraulique sera indispensable pour créer une communication entre eux afin de stimuler la production (**Figure16**).

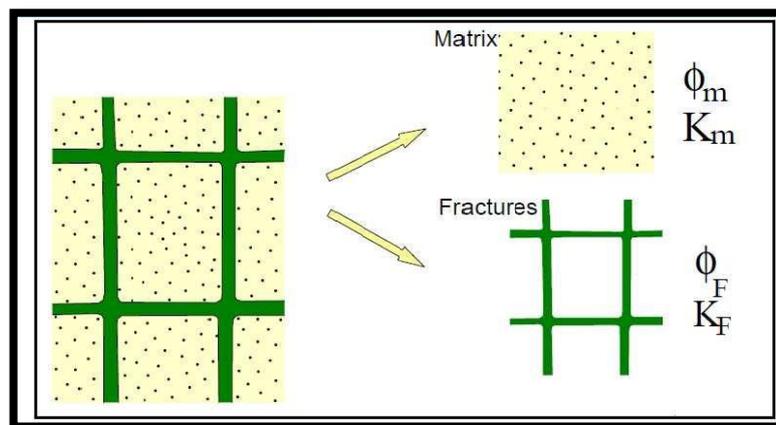


Figure16: Représentation schématique d'un réservoir fracturé (Beicip-Franlab, 2006).

II. Classification des réservoirs naturellement fracturés :

Les réservoirs naturellement fracturés sont classés en fonction de la contribution des fractures dans la porosité et la perméabilité du réservoir en quatre types (**Figure17**):

- **Type I:** Les fractures fournissent l'essentiel de la porosité et de la perméabilité du réservoir. Dans ce type de réservoir, le calcul de la porosité de fractures où le volume de fractures par puits a une importance primordiale, la connaissance précise de ce volume doit être acquise dès que possible pour évaluer les réserves totales obtenues par puits et de prédire si les débits initiaux élevés seront maintenus ou diminueront rapidement avec le temps, parmi les réservoirs fracturés on trouve le champ d'Amal en Libye, Iapaz et Mara au Venezuela et les réservoirs précambriens dans l'Est de la Chine.
- **Type II:** Les fractures fournissent l'essentiel de la perméabilité du réservoir à l'exemple des champs de Kirkuk en Iraq et Asmari en Iran.
- **Type III :** Les fractures aident à la perméabilité dans les réservoirs productifs, ce type de réservoir est rencontré dans le champ de Monterey en Californie et le réservoir Spraberry dans l'Ouest du Texas.
- **Type IV:** la fracture ne fournit pas une porosité additionnelle ou une perméabilité supplémentaire, les calculs précis de la porosité de fractures dans les réservoirs fracturés de type II et III sont moins importants parce que le système de fracture ne fournit que la perméabilité.

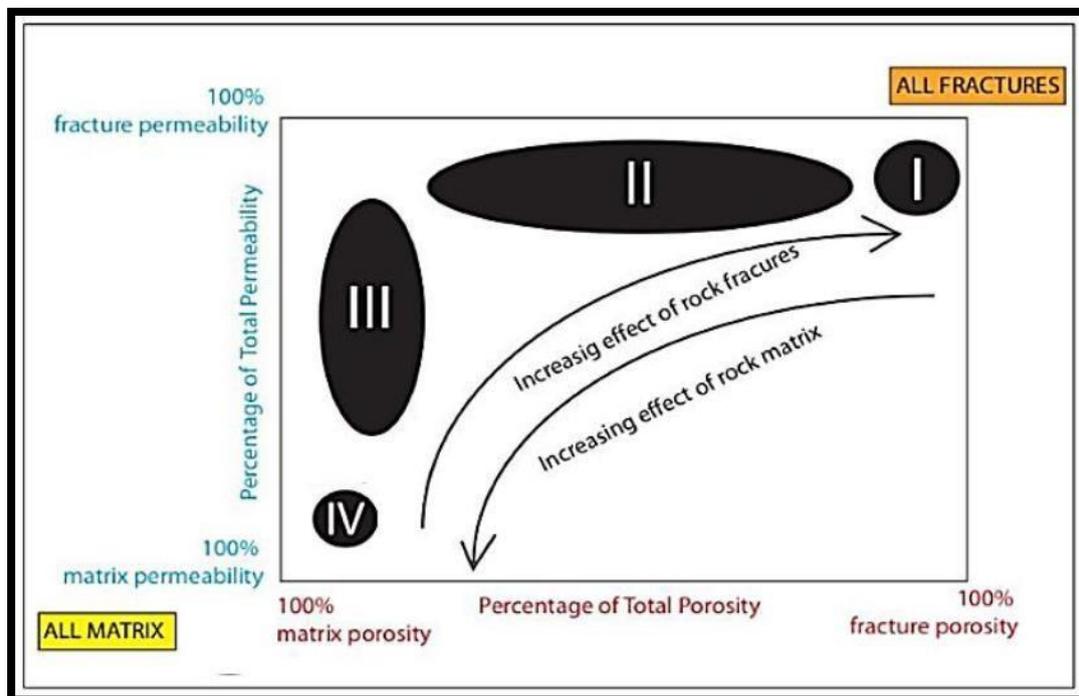


Figure17: Types des réservoirs naturellement fracturés (Nelson, 2001).

III. Théorie sur la fracturation :

III.1. Les fractures :

La signification du terme "fracture" varie d'un domaine à l'autre. En géologie : une fracture désigne une discontinuité (cassure) dans la roche due fréquemment à une rupture mécanique, sa surface est souvent irrégulière.

Chaque fracture peut être caractérisée par les attributs suivants : longueur, azimut, pendage, morphologie, ouverture et origine, l'obtention de ces propriétés aide à optimiser le plan de développement du réservoir naturellement fracturé.

Différents objets microtectoniques accompagnent les systèmes fracturés, tels que:

- Les diaclases
- Les paraclases
- Les fentes de tensions
- Les stylolithes
- Les stries
- Les brèches

III.2. Les types de fractures :

III.2.1. Les fractures naturelles :

Elles existent réellement dans la formation, on distingue trois types:

- Fractures naturelles vides : elles représentent plus de 50% de vide entre les deux lèvres de la fracture, elles peuvent jouer un rôle bénéfique en participant au drainage des fluides dans le réservoir.
- Fractures naturelles colmatées: ce sont des fractures qui peuvent constituer des barrières de perméabilité bloquant le passage des fluides dans le réservoir.
- Fractures partiellement ouvertes: ce sont des fractures colmatées partiellement mais elles comportent encore du vide.

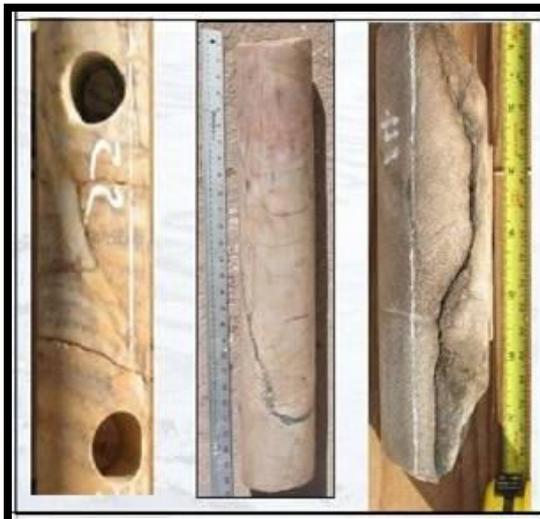


Figure18: Fracture cimentée
(Schlumberger, 2008)



Figure19: Fracture ouverte
(Schlumberger, 2008)

III.2.2. Les fractures induites:

Ce sont des fractures provoquées involontairement créés par des différents outils de forage, soit par des vibrations des instruments, soit par l'extraction des carottes.

IV. L'imagerie du fond :

L'imagerie acoustique et électrique a considérablement évolué dans la reconnaissance des formations de sub-surface. Elle lève aussi beaucoup d'incertitudes dans l'interprétation des milieux de dépôts. Son apport se résume en une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation.

La maîtrise de l'imagerie de fond est une garantie pour la fiabilité des interprétations des phénomènes géologiques tout au long de leur formation en corrélation avec les données de carottes (imagerie de surface) comparées aux diagraphies classiques. Son avantage principal est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical, et au top du trou dans un puits horizontal. Cette orientation est indispensable pour:

- La représentation complète du trou par image 360°.
- La détermination de pendage.
- La détection des fractures et des failles, ainsi que leurs types et leur orientation.
- La détermination de la limite grés/argile, des intervalles de stratifications minces.
- Fournit des données du diamètre du trou avec une haute résolution acoustique.
- Donne une image sur la géométrie de la paroi du trou.
- Fournit une image détaillée du trou, avec une boue salée et une boue à base d'huile.
- Localisation et évaluation des intervalles de corrosions, l'usage mécanique.
- Fournit l'orientation et la corrélation des carottes.

IV.1. La représentation de l'image :

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace, ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions.

Un plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite. Cette représentation se fait selon les schémas ci-dessous (**Figure20**):

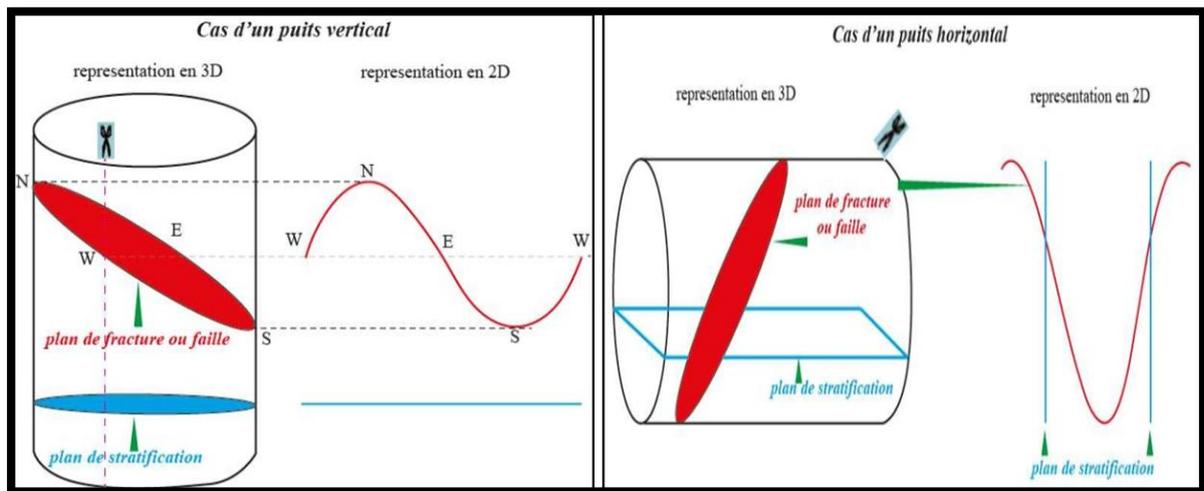


Figure20: Représentation 2D et 3D d'une image d'un puits vertical et d'un puits horizontal (Naftogaz, 2006).

IV.2. Les outils utilisés et le principe de fonctionnement:

Les outils d'imagerie, tout comme ceux des diagraphies classiques, se basent sur les mêmes principes fondamentaux de la physique:

- Mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.
- Propagation des ondes acoustiques dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde reçue.

Le choix de l'outil dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cours de forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique.

IV.2.1. Les outils électriques :

- **FMI (Fullbore Formation Micro Imager) :**

Le Fullbore Formation Micro Imager est l'outil Schlumberger le plus récent dans le domaine de l'imagerie électrique. Il assure l'acquisition d'images dans les boues conductrices (**Figure21**).

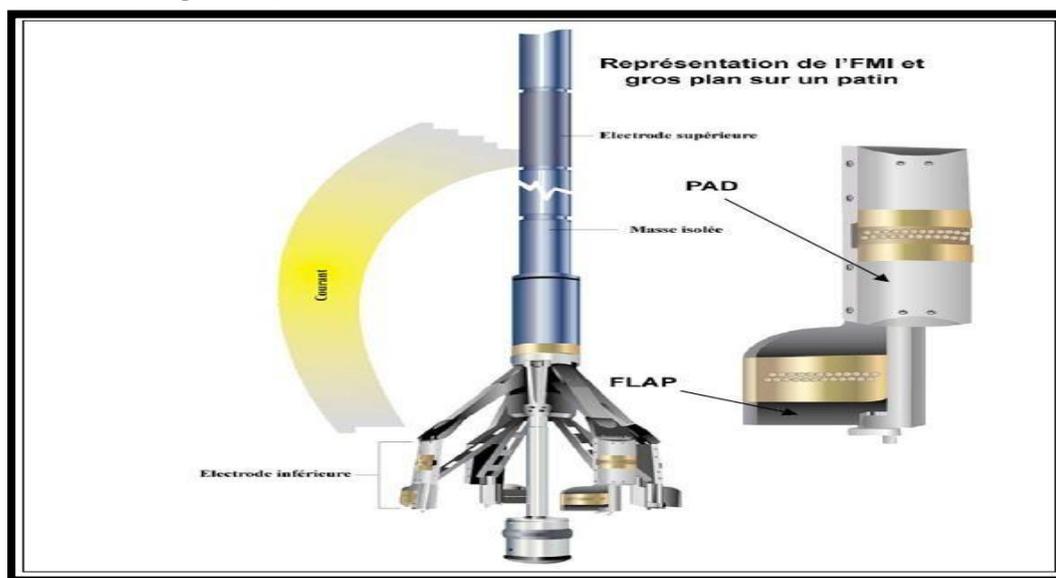


Figure21: Outil FMI (Schlumberger, 2008).

IV.2.2. Les outils acoustiques :

- **UBI (Ultra Sonic Borehole Imager)**

L'Ultra Sonic Borehole Imager est caractérisé par un transducteur à grande résolution pour avoir des images acoustiques en open hole même en boue à huile, où les mesures de micro-résistivités ne peuvent être enregistrées.

Les informations sur la stabilité et la fracturation du puits peuvent être dérivées des enregistrements faits par l'outil, l'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur (**Figure22**).

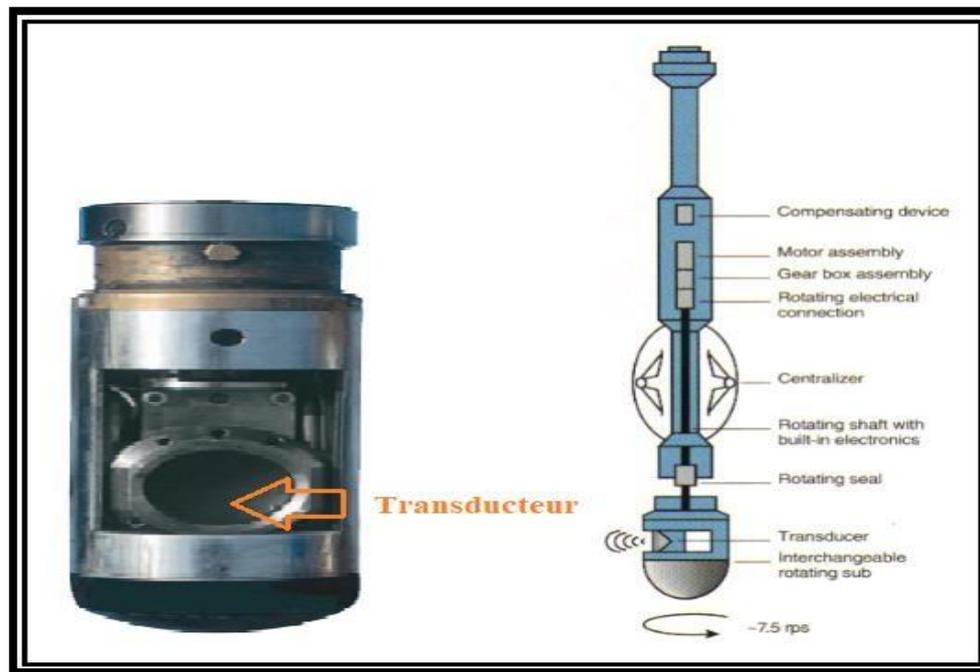


Figure22: Outil UBI (Schlumberger, 2008).

- **CBIL (Circumferentiel borehole image log) :**

Le CBIL de la compagnie Baker Atlas présente les mêmes caractéristiques que celles de l'UBI, avec une forme différente, il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continu des parois d'un puits tubé ou non tubé (**Figure23**).

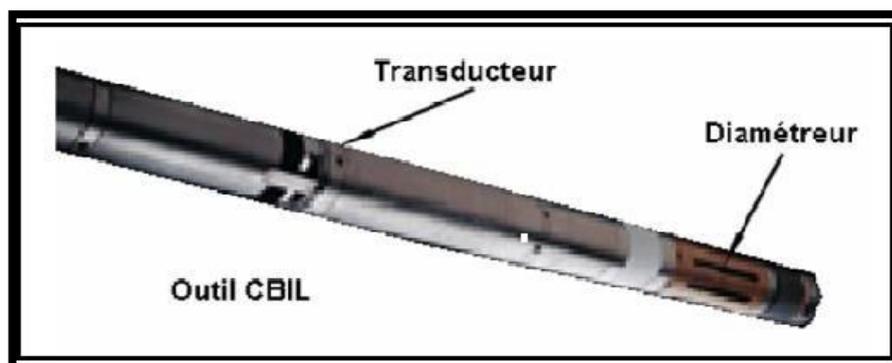


Figure23: Outil CBIL (Naftogaz, 2006).

IV.3.Détection des événements :

Certains événements sont faciles à déceler, d'autres moins, leur détection demande une expérience dans l'interprétation de l'image et une connaissance approfondie de la géologie de la région (**Figure24**).

- **Les limites de bancs:**

La réponse de l'onde émise montre un contraste de couleurs au passage des bancs de lithologie et minéralogie différentes. Le contact entre deux bancs peut être un plan horizontal, et sa réponse sera une ligne droite, ou un plan incliné dont la réponse sera une ligne sinusoïdale de faible amplitude dans un puits vertical et à forte amplitude dans un puits horizontal.

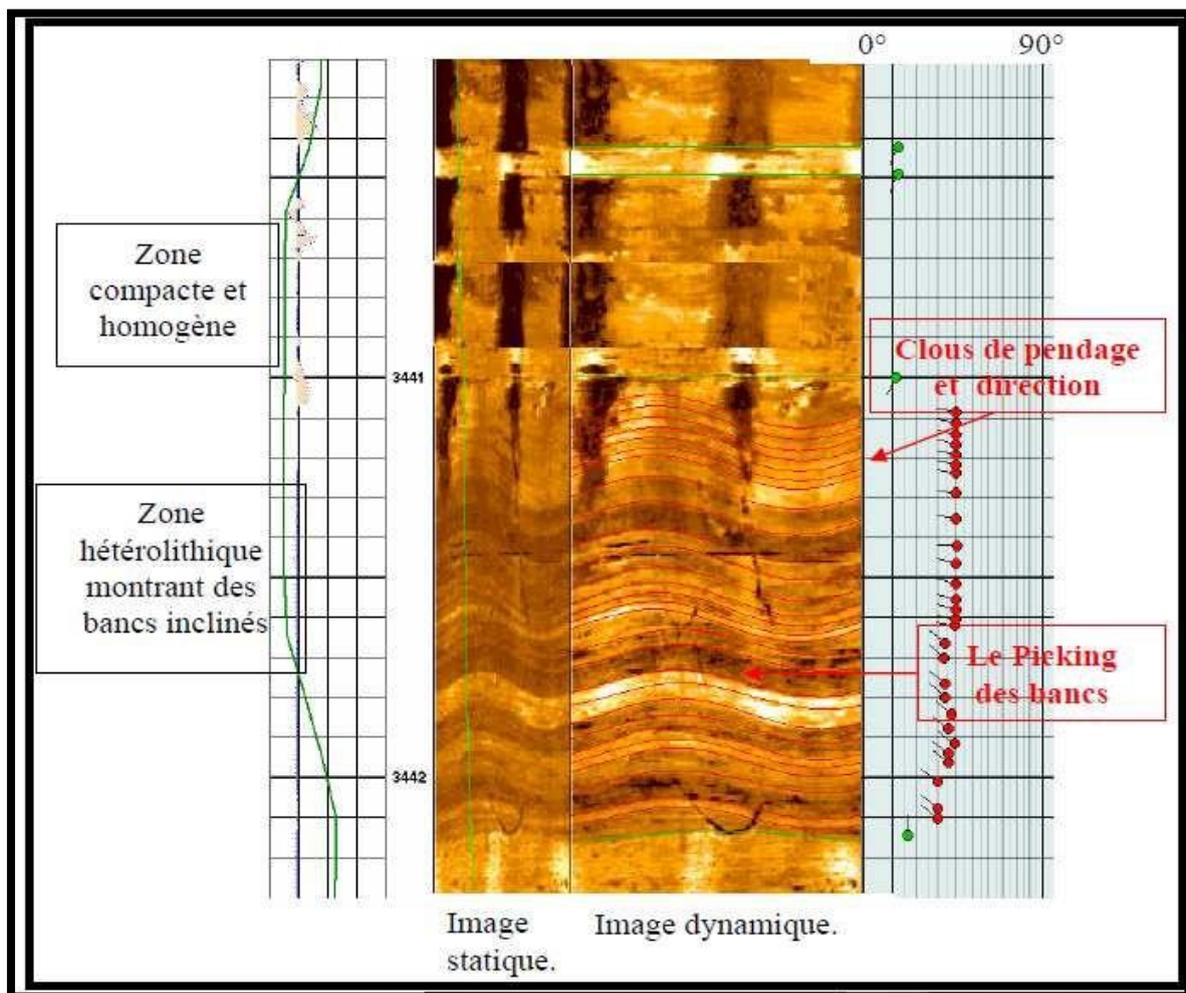


Figure24: Image d'un puits montrant les limites des bancs (Naftogaz ,2006).

- **Les surfaces d'érosion :**

Les surfaces d'érosion peuvent se manifester de deux façons dans une image acoustique (Figure 25):

- Soit par un changement brusque de couleur, signifiant le passage d'un banc à un autre de lithologie différente.
- Soit par une ligne irrégulière d'inclinaison variable, qui montre des sinuosités et des irrégularités significatives.

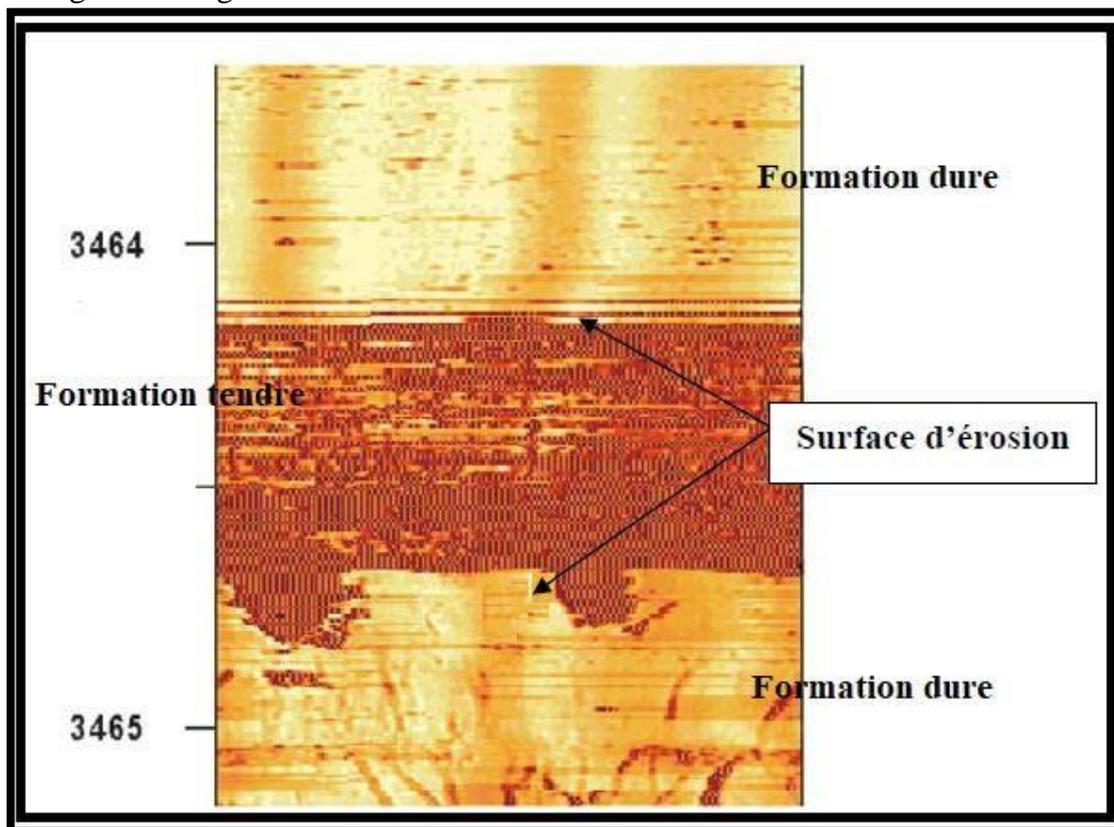


Figure 25: Image illustrant des surfaces d'érosion dans un puits vertical (Naftogaz, 2006).

- **Les fractures :**

L'image acquise du fond d'un puits nous permet non seulement de détecter les différents types de fractures, mais aussi de déterminer leurs inclinaisons et leurs orientations (**Figure 26**).

Les fractures sont dans la majorité des cas inclinées, et rarement verticales ou horizontales. L'inclinaison de la fracture contrôle l'amplitude de la sinusoïde sur l'image, si cette inclinaison est importante, l'amplitude sera forte dans un puits vertical et faible dans un puits horizontal, mais si elle est faible, l'amplitude de son empreinte sera faible dans un puits vertical et forte dans un puits horizontal.

Les fractures ouvertes se distinguent par leur couleur sombre, alors que les fractures partiellement ouvertes sont moins sombres, par contre les fractures colmatées ont une couleur claire.

Les fractures dites induites au cours du forage peuvent être déterminées sur l'image par deux lignes verticales rencontrées à 180° l'une de l'autre.

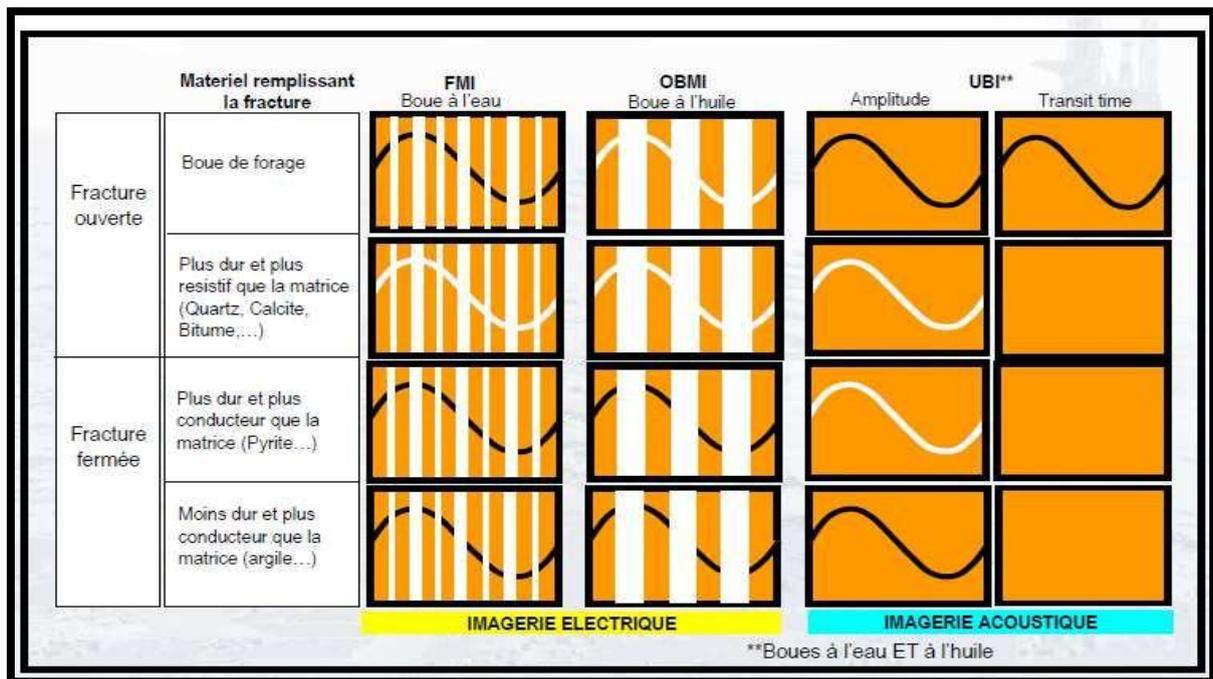


Figure 26 : Identification des fractures à partir de l'imagerie du puits (Schlumberger, 2008).

• Les failles :

Sur une image de fond, les failles ont la même allure que celle des fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments (Figure27).

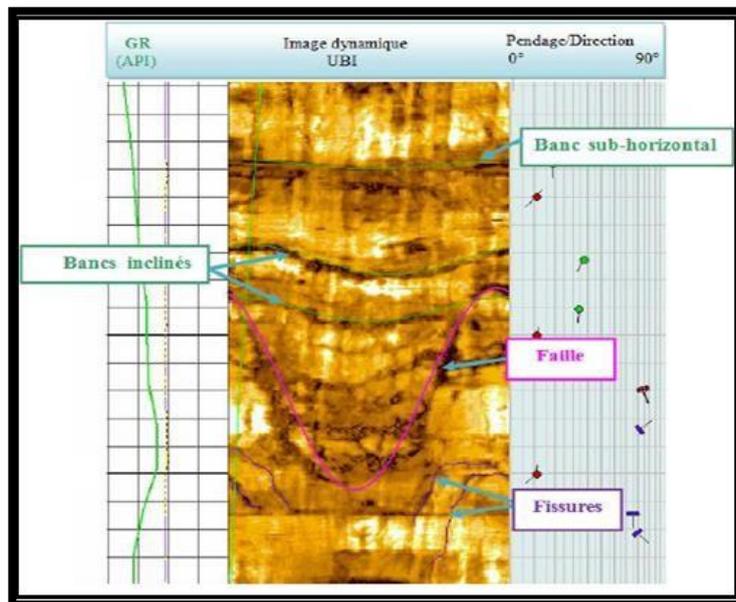


Figure 27: Image du fond d'un puits vertical montrant une faille (Naftogaz, 2006)

- **Les Breakouts:**

Ce sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Les breakouts sont rencontrés suivant l'axe de l'allongement maximum. Sur l'image, ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre (**Figure 28**).

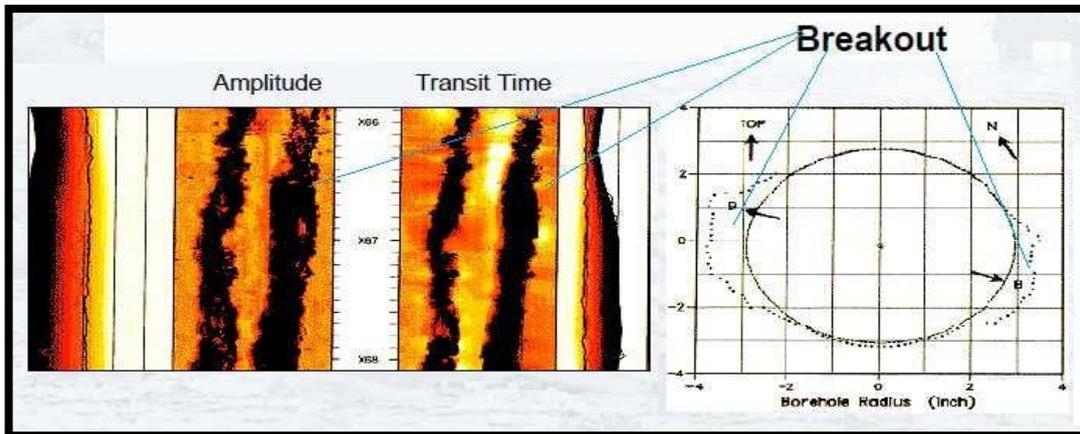


Figure 28: Image d'un puits montrant des breakouts (Schlumberger 2008).

Dans un puits vertical l'existence de breakouts et des fractures induites par le forage permet de déterminer la direction de la contrainte maximale (**Figure 29**).

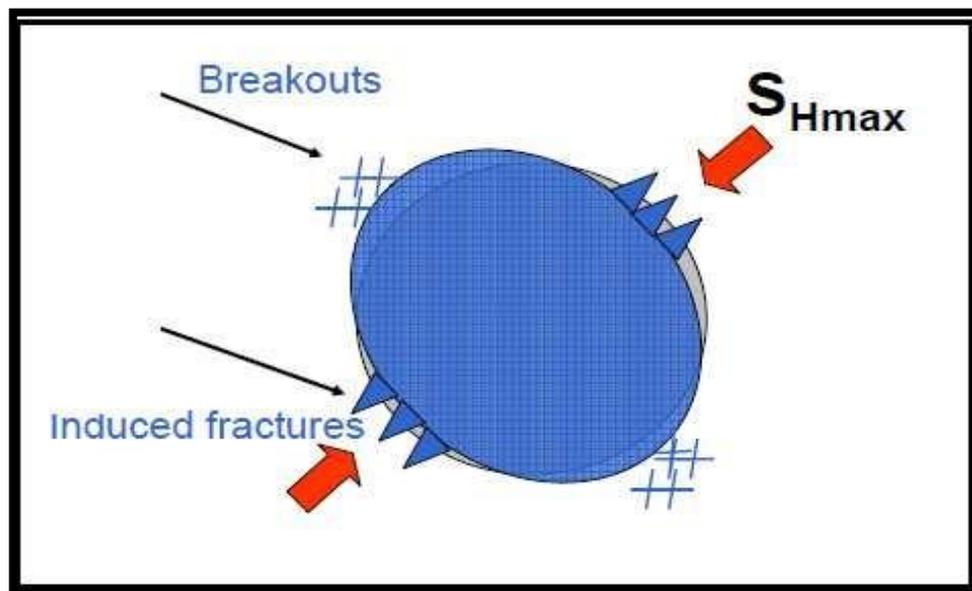


Figure 29: Représentation schématique de la contrainte maximale dans un puits (Schlumberger,2008).

V. Analyse directionnelle des fractures :

L'objectif principal de l'analyse de la fracturation naturelle présente dans les réservoirs TAGI, emsien, siégenien de la région Bir Berkine est de caractériser cette dernière afin d'estimer son potentiel et impact sur l'écoulement des fluides.

Les couleurs des symboles indiquent le type de fracture comme suivant :



V.1.Le Puits A :

V.1.1.L'analyse des fractures naturelles :

Un total de 20 fractures naturelles a été dénombré, dont :

- 19 fractures à faibles amplitudes acoustiques (LAAF), qui peuvent être des fractures ouvertes.
- 01 fracture résistive, peuvent être une fracture ouverte (on a utilisé une boue à base d'huile).

V.1.2.Orientation des fractures naturelles :

- **La fracture ouverte :**

La projection stéréographique du pôle de plan de cette fracture met en évidence une orientation préférentielle E-O.

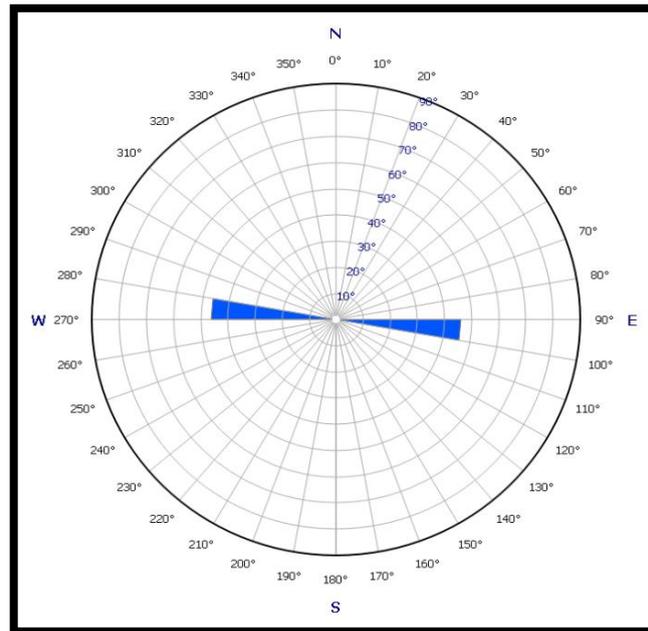


Figure 30: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes.

- **Les fractures probablement ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation principale NO-SE.

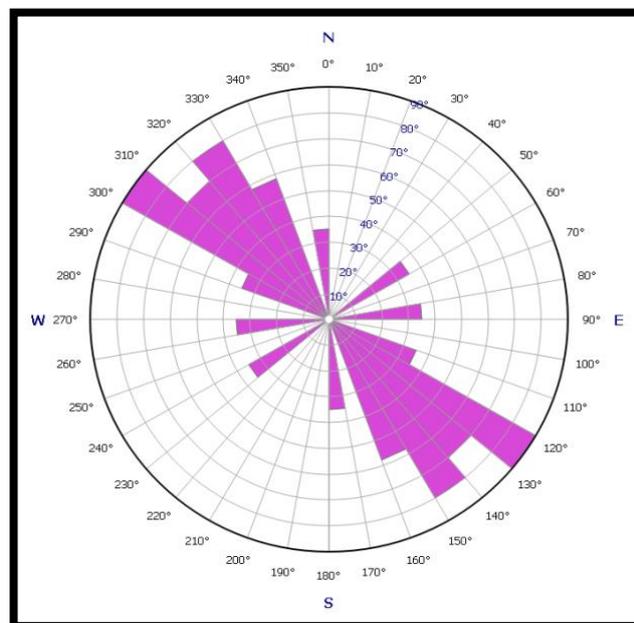


Figure 31: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes probablement ouvertes.

V.1.3. Les breakouts :

La rosace montre des breakouts de direction NE-SO, qui correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale ($S_h \min = 50^\circ$) (Figure 32).

La direction de la contrainte horizontale maximale est donc NO-SE ($S_h \max = 140^\circ$).

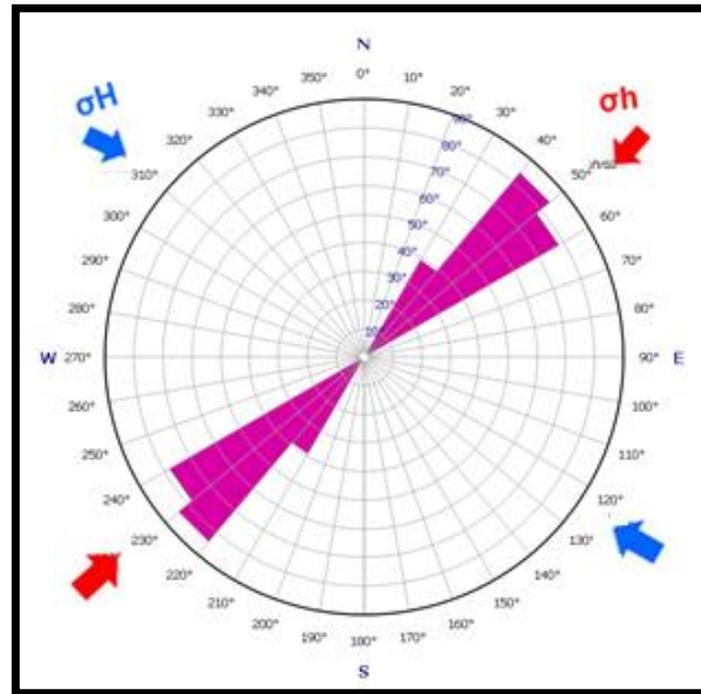


Figure 32: Rosace montrant la direction des breakouts et les fractures induites.

Conclusion :

- Un total de 20 fractures naturelles a été dénombré, dont 19 fractures probablement ouvertes.
- La direction de la contrainte horizontale maximale NO-SE (σ_H max=140°).
- Le puits A est considéré comme très faiblement fracturé.

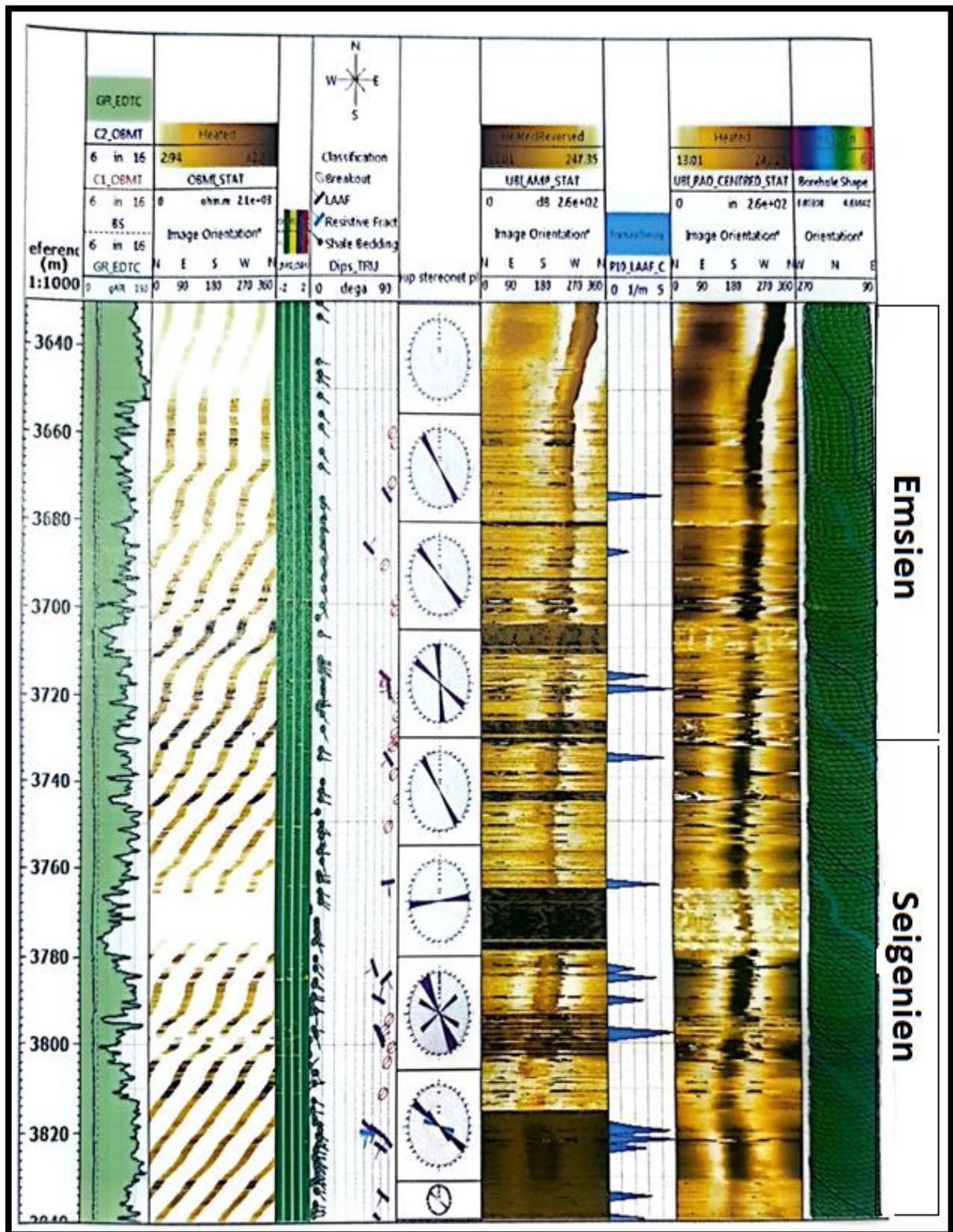


Figure 33: Schéma du résumé de l'interprétation de l'imagerie du puits A (Sonatrach, 2017).

V.2.Le Puits B :

V.2.1.L'analyse des fractures naturelles :

Un total de 41 fractures naturelles a été dénombré, dont :

- 34 fractures à faibles amplitudes acoustiques (LAAF), qui peuvent être des fractures ouvertes.
- 05 fractures résistantes, peuvent être des fractures ouvertes (on a utilisé une boue à base d'huile).
- 02 fractures conductrices, elles sont considérées comme fractures colmatées.

V.2.2.Orientation des fractures naturelles :

- **Les fractures ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation préférentielle NW-SE et une autre orientation secondaire NE-SO.

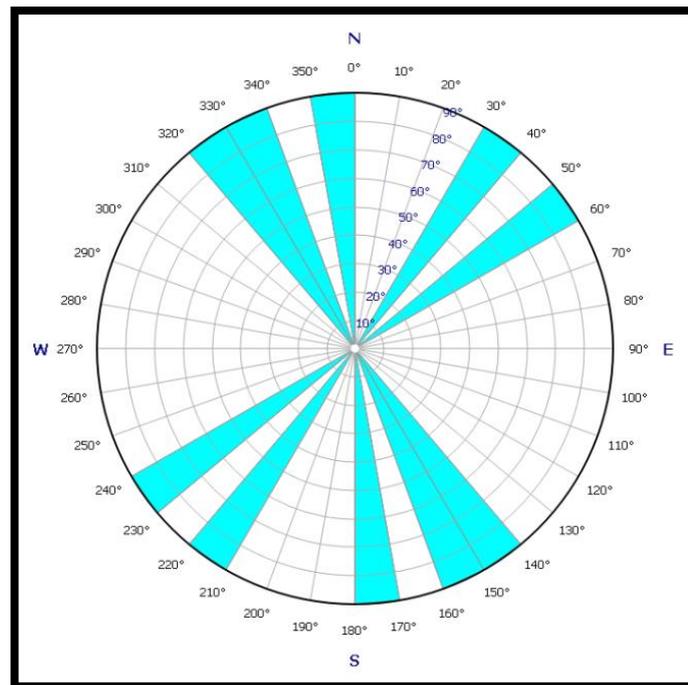


Figure 34: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes.

- **Les fractures probablement ouvertes :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence une orientation principale NO-SE, et les autres orientations secondaires NE-SO et E-O.

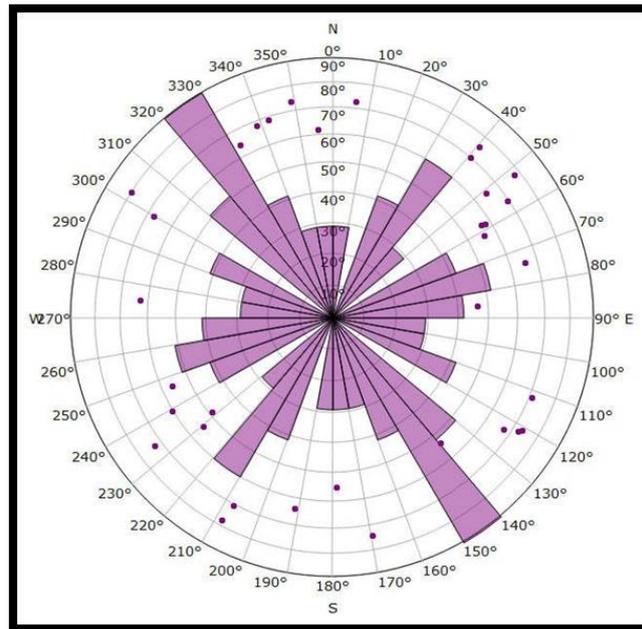


Figure 35: Rosace montrant la direction des fractures ouvertes probablement ouvertes.

- **Les fractures colmatées :**

La projection stéréographique des pôles des plans de ces fractures met en évidence deux orientations : NE-SO et NO-SE.

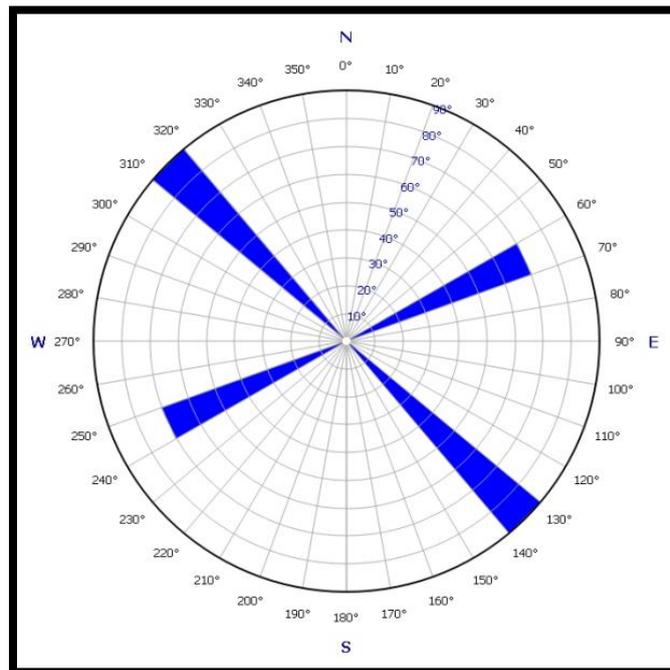


Figure 36: Rosace montrant la direction des fractures colmatées.

V.2.3. Les breakouts :

La rosace montre des breakouts de direction NE-SO, qui correspond à la direction de la contrainte horizontale minimale ($\sigma_h \text{ min} = 40^\circ$).

La direction de la contrainte horizontale maximale est de NO-SE ($\sigma_h \text{ max} = 110^\circ$).

Les fractures induites sont de direction NO-SE, elles sont parallèles au sens de la contrainte horizontale maximale.

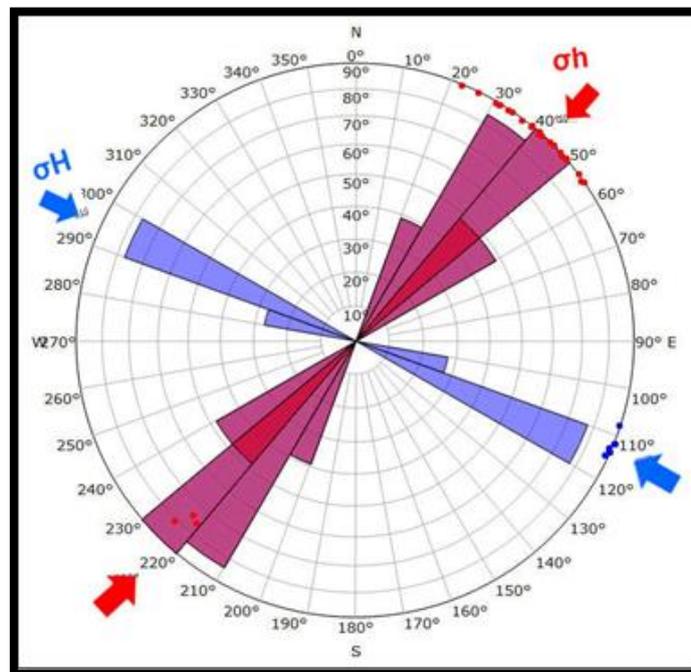


Figure 37: Rosace montrant la direction des break-outs et les fractures induites.

Conclusion :

- Un total de 41 fractures naturelles a été dénombré, dont 39 fractures probablement ouvertes.
- La direction de la contrainte horizontale maximale NO-SE ($\sigma_h \text{ max} = 110^\circ$).
- Le réservoir TAGI est le plus fracturé avec 21 fractures.
- Le puits B est considéré comme faiblement fracturé.

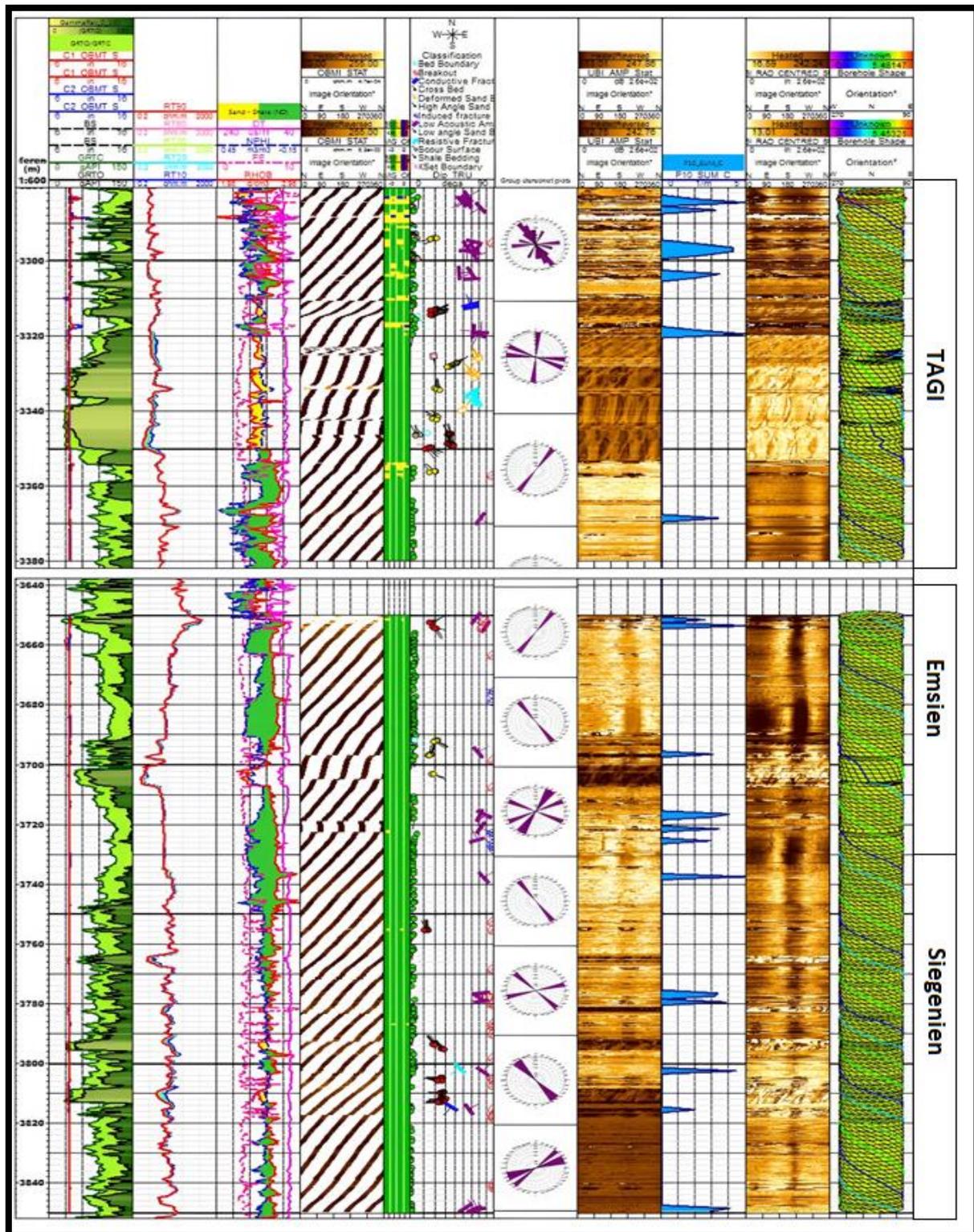


Figure 38: Schéma du résumé de l'interprétation de l'imagerie du puits B (Sonatrach, 2017).

VI. Origine de la fracturation :

Une fois la détermination des familles de fractures est effectuée, il est possible d'évaluer la distribution des fractures dans la région à partir de la reconnaissance du type de contrôle géologique. Deux causes de la fracturation sont généralement considérées : le contrôle structural et le contrôle lithologique.

Le découpage des unités dans la région correspond dans son ensemble à la distribution litho-faciès, comme mentionné dans l'analyse puits par puits, aucun lien clair entre les unités réservoirs et la densité de fractures ne semble exister. On peut donc supposer avec certitude qu'aucun lien ne semble exister entre les densités de fractures et les litho-faciès dans la région.

Comme présenté durant l'analyse puits par puits, une disparité de la densité de fractures existe entre les différents puits. Cette disparité laisse supposer un contrôle structural de la fracturation. Une analyse de la densité de fractures par rapport à la distance aux failles a été effectuée.

Pour effectuer cela, une densité de fracturation par unité a été calculée dans les puits A et B.

Ensuite, la densité moyenne de fractures par puits a été calculée, ainsi que la distance à la faille sismique la plus proche pour chaque puits, un cut-off sur le pendage (dip) a été appliqué afin de supprimer les fractures qui ne sont pas d'origine tectonique. En effet, en régime compressif comme en régime extensif, les fractures d'origine tectonique ont un angle de pendage supérieur à 40°, Ce minimum de pendage est contrôlé par l'orientation de la contrainte à l'origine des fractures considérées d'origine tectonique.

Puits A			
Stratigraphie	Familles de fractures		
	N50-N60	N80-N100	N110-N180
TAGI	-	-	-
Emsien	0	0	0,055
Siégenien	0,109	0,009	0,018

Tableau 2: Densité (N frac/m) de fracturation calculée par unité dans le puits A.

Puits B			
Stratigraphie	Familles de fractures		
	N20-N50	N60-N120	N130-N190
TAGI	0,04	0,07	0,12
Emsien	0,044	0,022	0,011
Siégenien	0,009	0,036	0,054

Tableau 3: Densité (N frac/m) de fracturation calculée par unité dans le puits B.

Puits Bir Berkine		
Puits	Densité moyenne globale	Distances aux failles en mètres
A	0,0318	650
B	0,0451	900

Tableau 4: Densité de fractures moyennes par puits et distance aux failles.

Cependant, comme présenté dans le tableau, aucun lien ne semble exister entre la distance aux failles et la densité de fractures dans cette région. A partir des données disponibles, il n'est pas possible d'établir de manière claire le facteur contrôlant la distribution de la fracturation dans cette région (**Figure 39**).

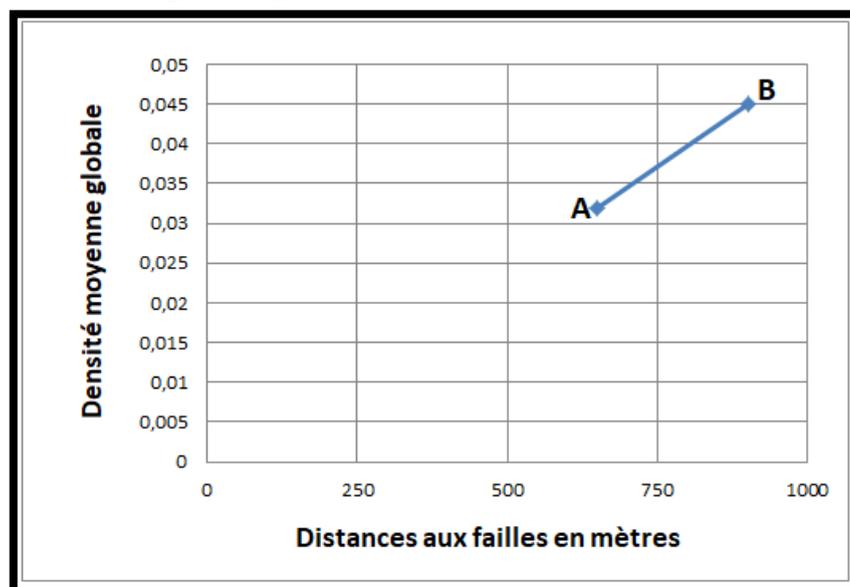


Figure 39: Distance aux failles par rapport à la densité du puits.

Conclusion :

L'analyse de la fracturation dans la région de Bir Berkine révèle une grande disparité structurale qui s'exprime à l'échelle du puits à travers d'une différence en termes de densité de fractures, mais également en termes d'impact de cette fracturation sur l'écoulement des fluides.

- La fracturation sur le gisement est organisée en trois familles de fractures : **N20-N60, N60-N120, N130-N190.**
- La région peut être considérée comme globalement faiblement fracturé.
- L'analyse des fractures induites montre que la direction de la contrainte horizontale maximale NO-SE est identique dans la région.
- Aucun guide de la fracturation n'a été identifié durant la revue et l'analyse des imageries. L'analyse des carottes est indispensable pour lever l'indétermination, car il y a des observations que ne peut fournir l'imagerie.
- L'impact de la fracturation sur l'écoulement des fluides peut être considéré comme local.

Chapitre IV:
Etudes des
paramètres
Pétrophysiques

Introduction :

La connaissance des caractéristiques pétro-physiques d'une roche est nécessaire pour l'étude de réservoir dans le domaine de l'exploitation pétrolière car ils entrent dans :

- La détermination de la production optimale des puits.
- La détermination des quantités de fluide et leur circulation à travers les pores.
- Le développement d'un champ pétrolier.
- La sélection des puits dans les zones à intérêt pétrolier.

Parmi ces paramètres nécessaires à notre étude, nous citerons la porosité et la perméabilité.

I. La méthodologie de travail :

On réalise les histogrammes de l'évolution verticale de la porosité et de la perméabilité pour les trois puits.

On réalise les histogrammes de la porosité et de la perméabilité en fonction de la fréquence de chaque unité de réservoirs.

On réalise les courbes de corrélations Le diagramme de corrélation en échelle semi logarithmique proposé par le bureau d'étude (Beicip) pour déterminer la relation entre la porosité et la perméabilité.

II. Les courbes de corrélations :

Le diagramme de corrélation doit être établi avec une échelle logarithmique pour la perméabilité (Log K). La répartition de la porosité fonctionne avec l'échelle semi logarithmique de la perméabilité, il nous permis de classer le type de réservoir.

D'après les positions des valeurs dans le diagramme il y a 04 zone chaque zone montre un type de réservoir (**Figure 40**) :



Figure 40: Les différents types de réservoir selon la relation perméabilité-porosité (Selley, 1988).

- **La zone 1 :**
 - La porosité inférieure à 5 %.
 - La perméabilité supérieure à 0.1 md (en valeur logarithmique).
 - Dans cette zone le réservoir est fracturé.
- **La zone 2 :**
 - La porosité supérieure à 5 %.
 - La perméabilité supérieure à 0.1mD.
 - Dans cette zone le réservoir est homogène.
- **La zone 3 :**
 - La porosité inférieure est à 5 %.
 - La perméabilité inférieure a 0.1 md.
 - Dans cette zone le réservoir est compact (tight réservoir).
- **La zone 4 :**
 - La porosité est supérieure à 5 %.
 - La perméabilité est inférieure à 0.1 mD.
 - Il y a un effet de la cimentation.

II.1.Puits A :

- **L'Emsien :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique présente 05 parmi 09 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle des valeurs supérieures à 5%, les valeurs de la perméabilité se répartissent en deux nuages, le nuage inférieur correspond à un réservoir cimenté. Le nuage supérieur correspond à un réservoir homogène.

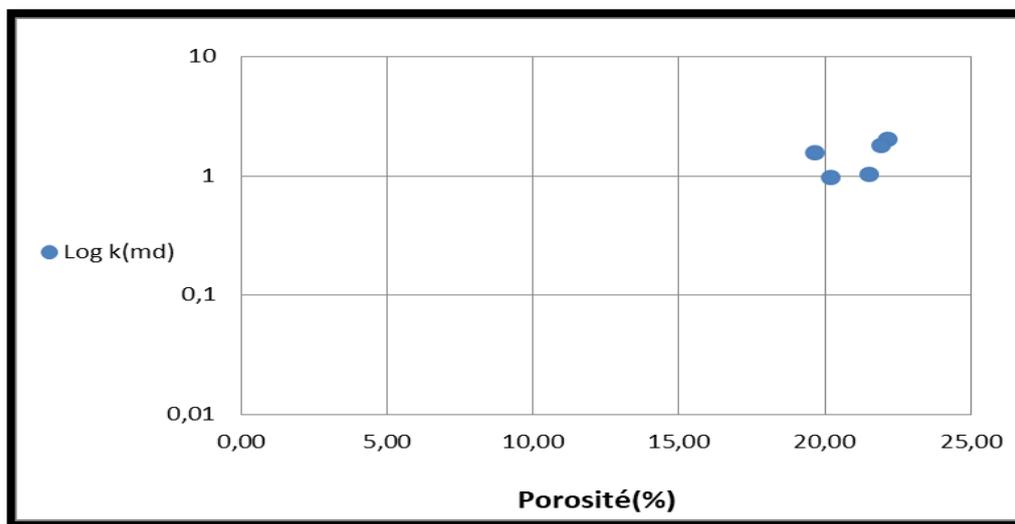


Figure 41: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir emsien Puits A.

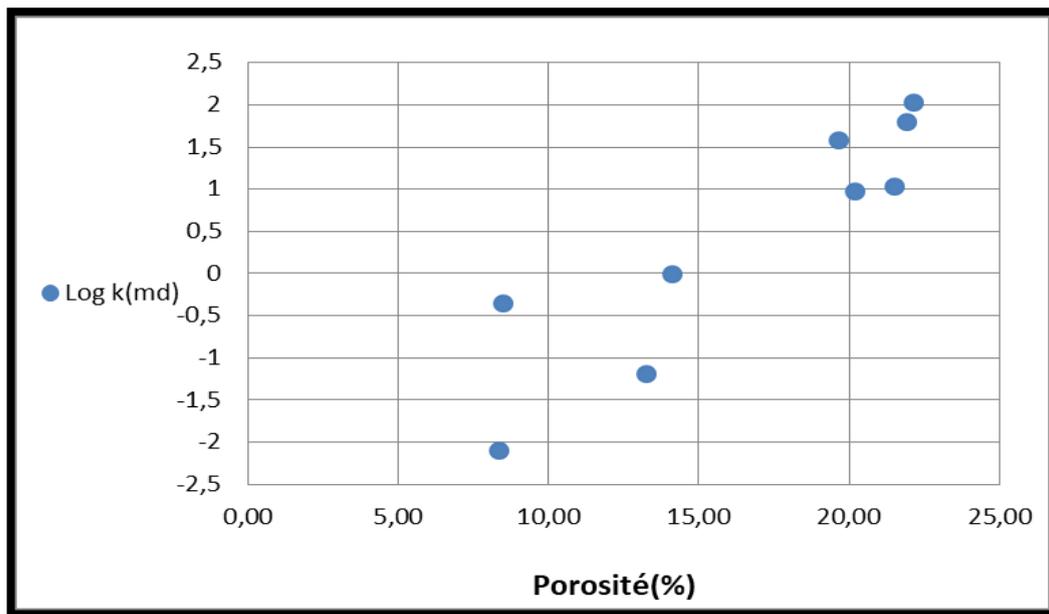


Figure 42: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir **Emsien** Puits A.

- **Le Siégenien :**

- **Carotte 01 :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique présente 01 parmi 13 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la perméabilité sont inférieures à 0,1 mD (en valeur logarithmique), la majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle des valeurs supérieures à 5%. La distribution de ces deux paramètres est exprimée par l'effet de cimentation de cette unité, donc il s'agit d'un réservoir cimenté.

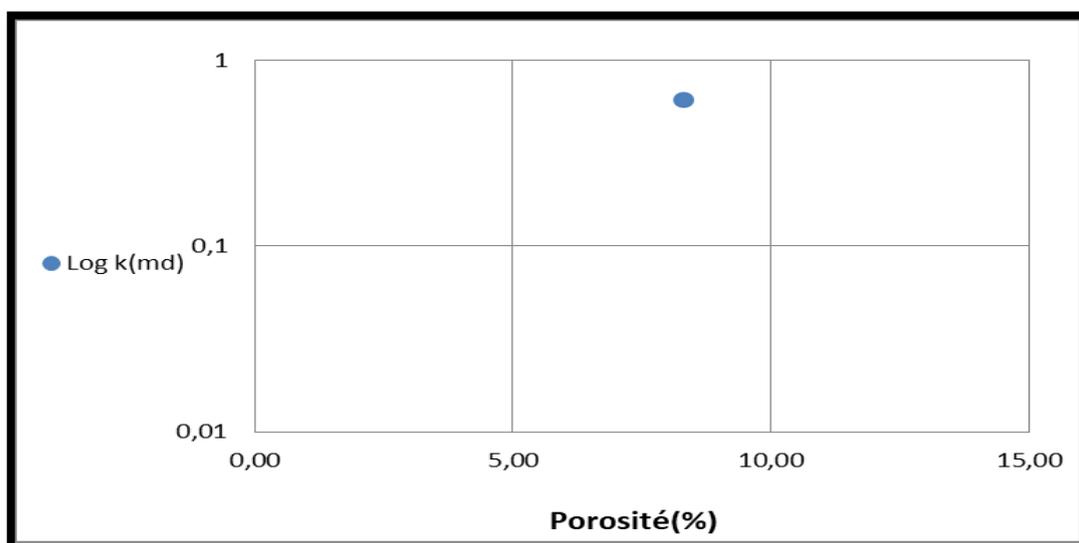


Figure 43: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir **Siégenien** Puits A (**Carotte 01**).

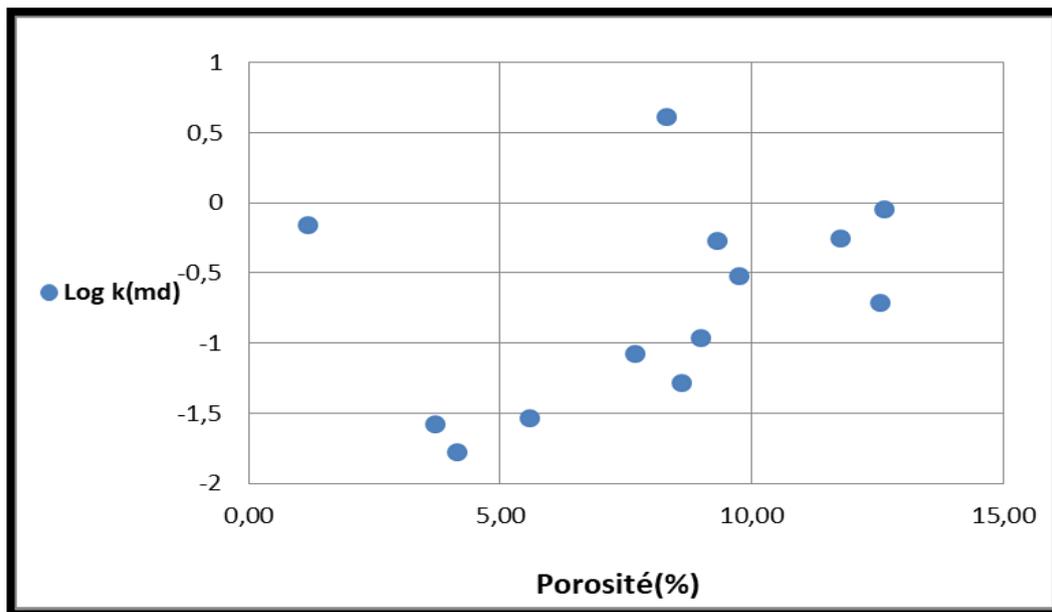


Figure 44: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir **Siégenien** Puits A (**Carotte 01**).

- **Carotte 02 :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique présente 05 parmi 13 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle des valeurs supérieures à 5%, la majorité des valeurs de la perméabilité sont inférieures à 0,1 mD (en valeur logarithmique), donc il s'agit d'un réservoir cimenté.

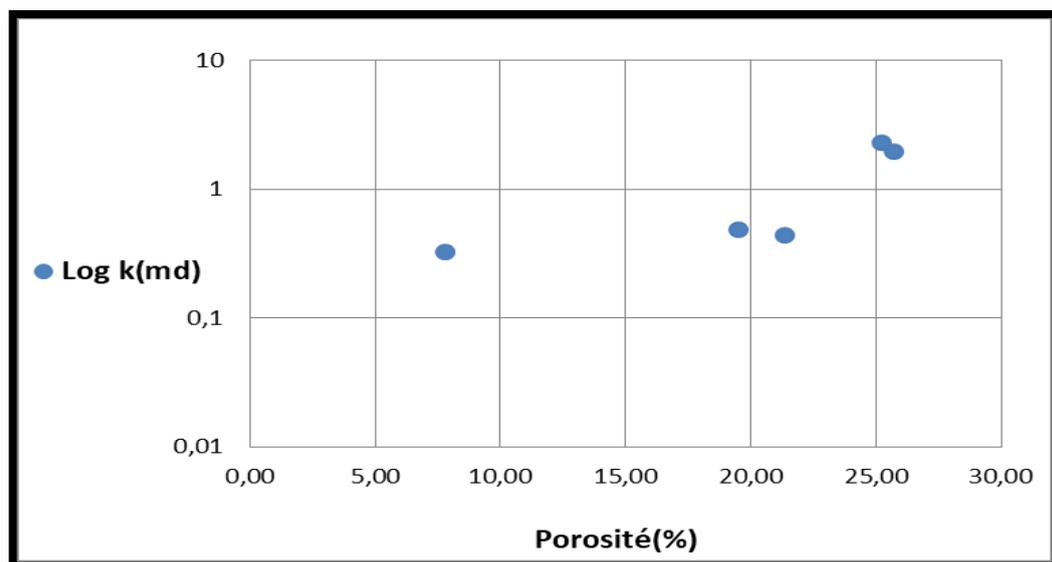


Figure 45: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir **Siégenien** Puits A (**Carotte 02**).

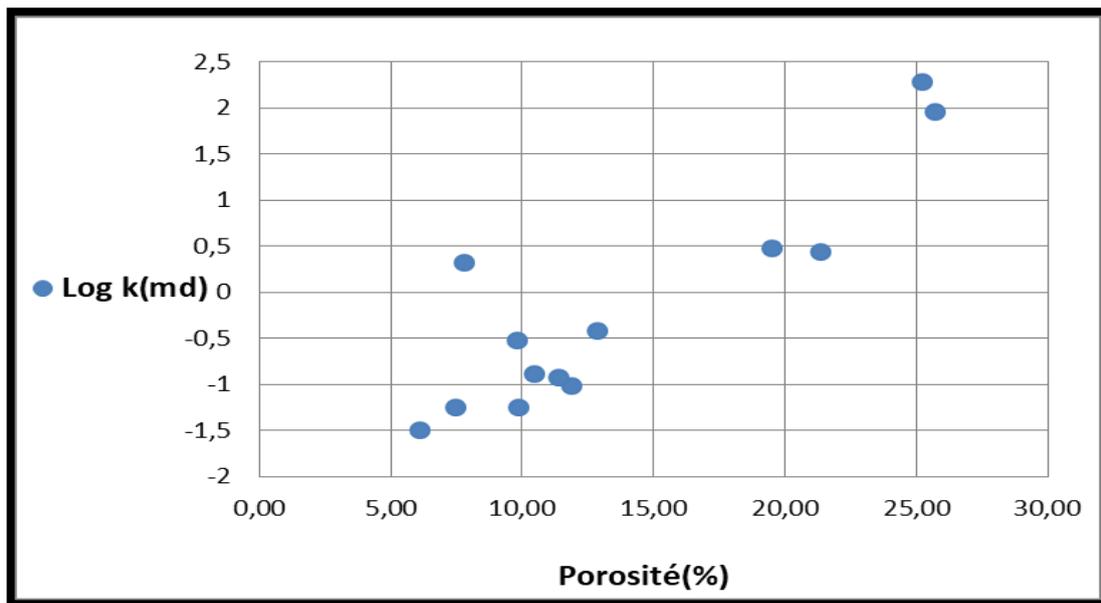


Figure 46: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir **Siégenien** Puits A (**Carotte 02**).

II.2.Puits B :

- **Le TAGI :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique contient 24 parmi 26 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de perméabilité sont supérieures à 0,1 mD (en valeur logarithmique). Toutes les valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle de valeurs supérieures à 5%. La distribution de ces deux paramètres est exprimée par la composition gréseuse de cette unité. Donc, on peut dire que le réservoir est homogène.

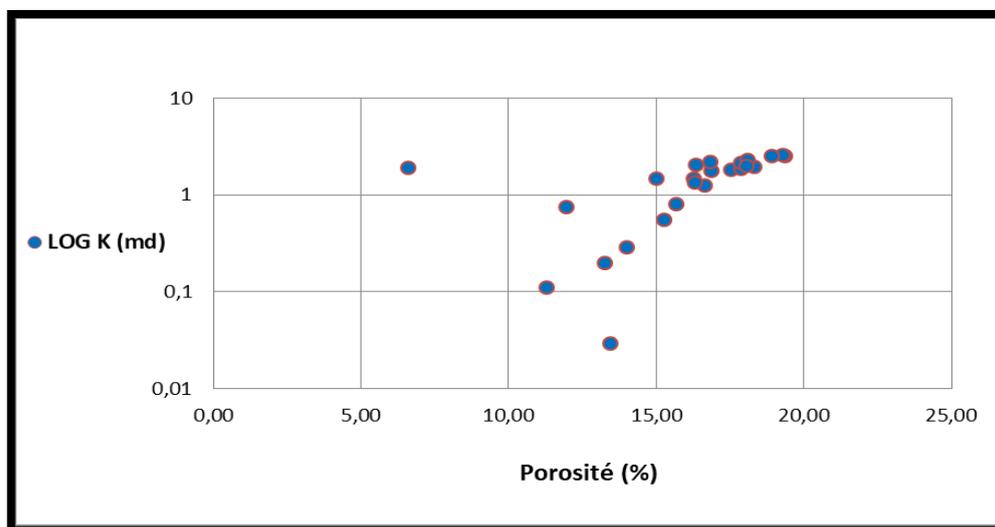


Figure 47: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir **TAGI** Puits B.

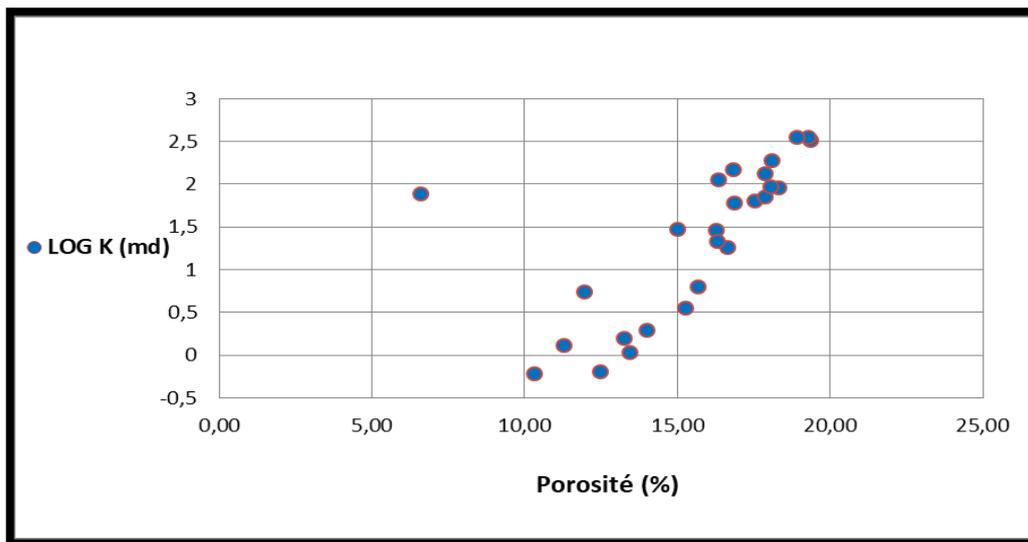


Figure 48: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir TAGI Puits B.

- **L'Emsien :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique présente 02 parmi 09 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la perméabilité sont inférieure à 0,1 mD (en valeur logarithmique). La majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle de valeurs supérieures à 5%. La distribution de ces deux paramètres est exprimée par l'effet de cimentation de cette unité, donc il s'agit d'un réservoir cimenté.

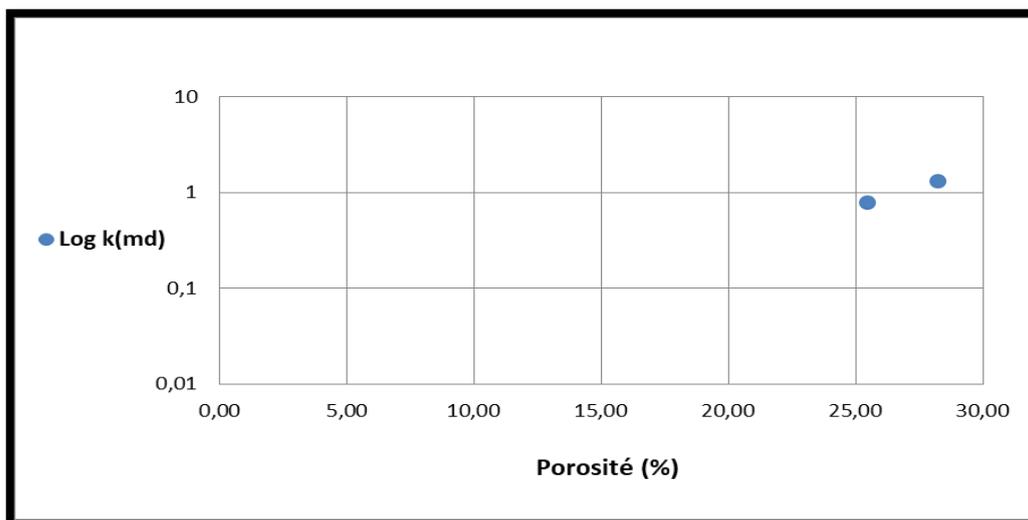


Figure 49: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Emsien Puits B.

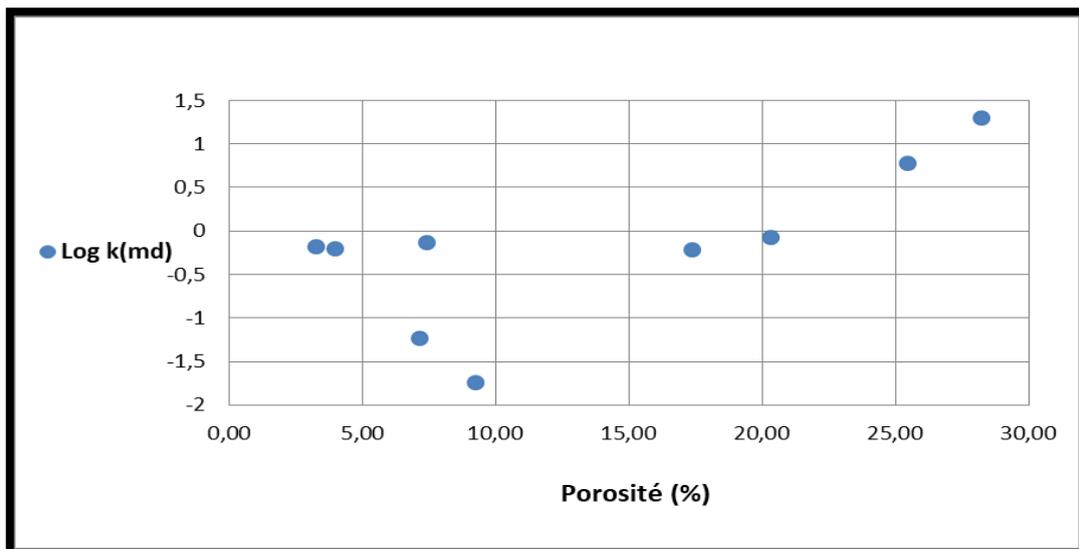


Figure 50: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir **Emsien** Puits B.

- **Le Siégenien :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique présente 03 parmi 12 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la perméabilité sont inférieure à 0,1 mD (en valeur logarithmique), la majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle de valeurs supérieures à 5%. La distribution de ces deux paramètres est exprimée par l'effet de cimentation de cette unité. Donc il s'agit d'un réservoir cimenté.

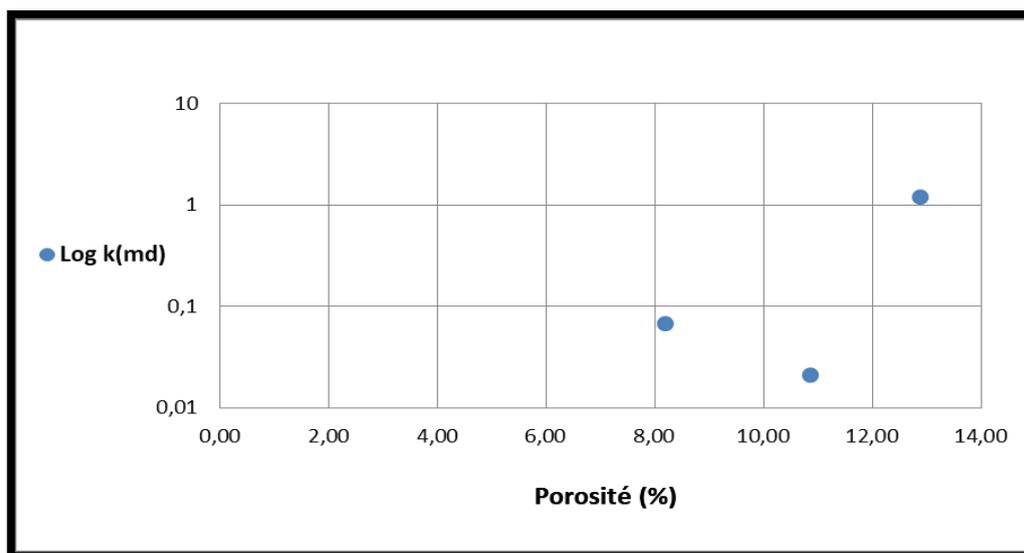


Figure 51: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir **Siégenien** Puits B.

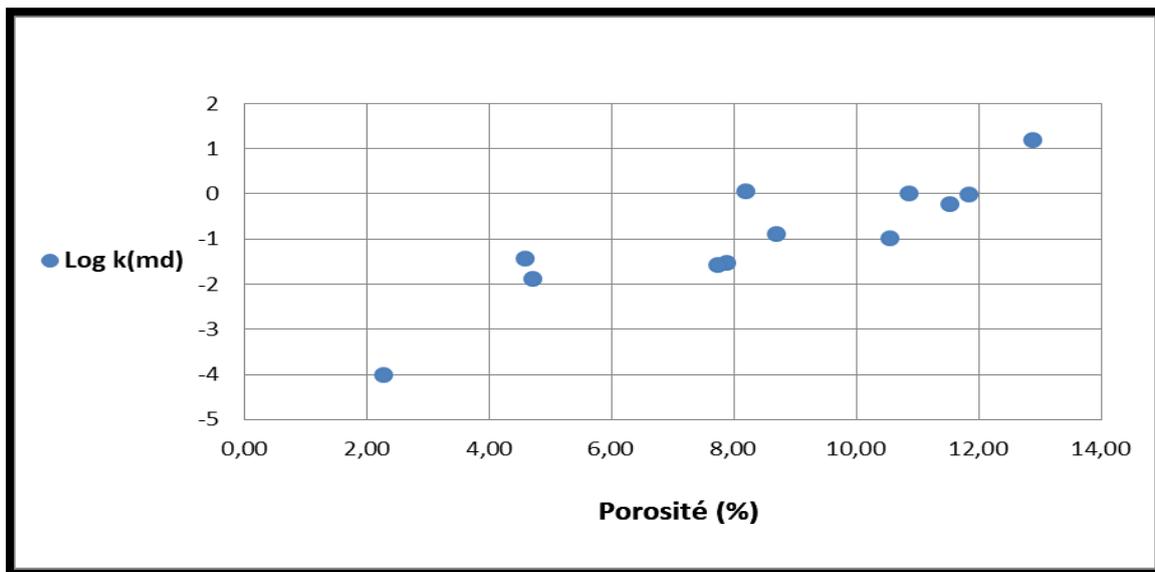


Figure 52: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir Siégenien Puits B.

II.3.Puits E :

- Le TAGI :

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique contient 23 parmi 24 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la perméabilité sont supérieures à 0,1 mD (en valeur logarithmique), la majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle des valeurs supérieures à 5%. La distribution de ces deux paramètres est exprimée par la composition gréseuse de cette unité, donc il s'agit un réservoir homogène.

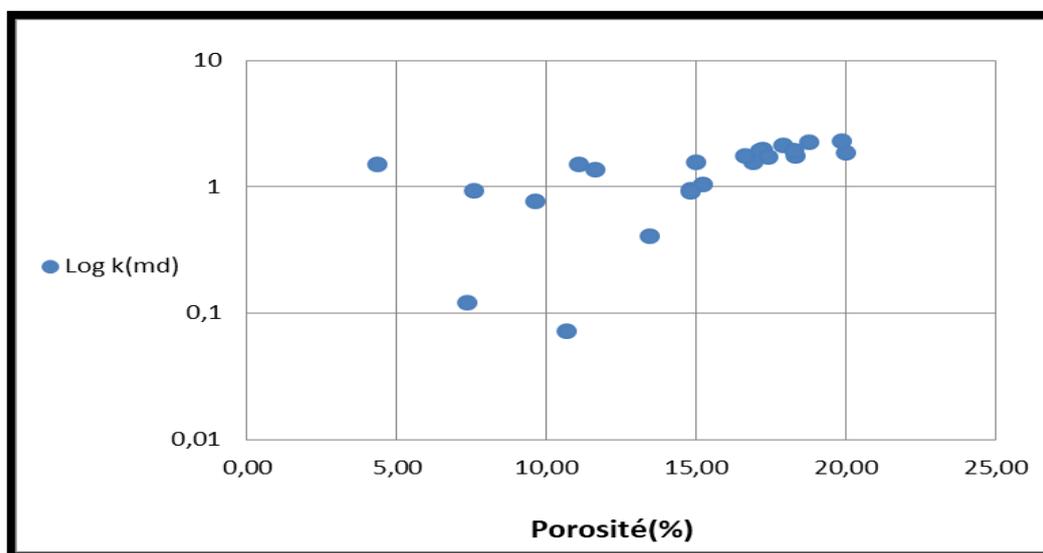


Figure 53: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir TAGI Puits E.

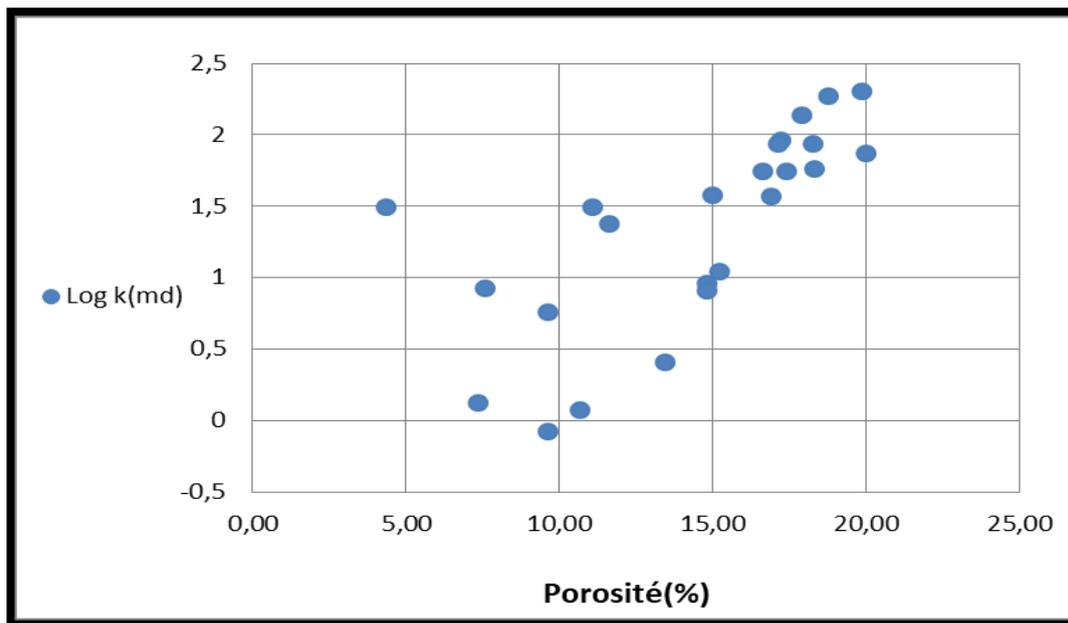


Figure 54: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir TAGI Puits E.

- **L'Emsien :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique contient 13 parmi 18 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la perméabilité sont supérieures à 0,1 mD (en valeur logarithmique), la majorité les valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle des valeurs supérieures à 5%, la distribution de ces deux paramètres est exprimée par la composition gréseuse de cette unité, donc il s'agit d'un réservoir homogène.

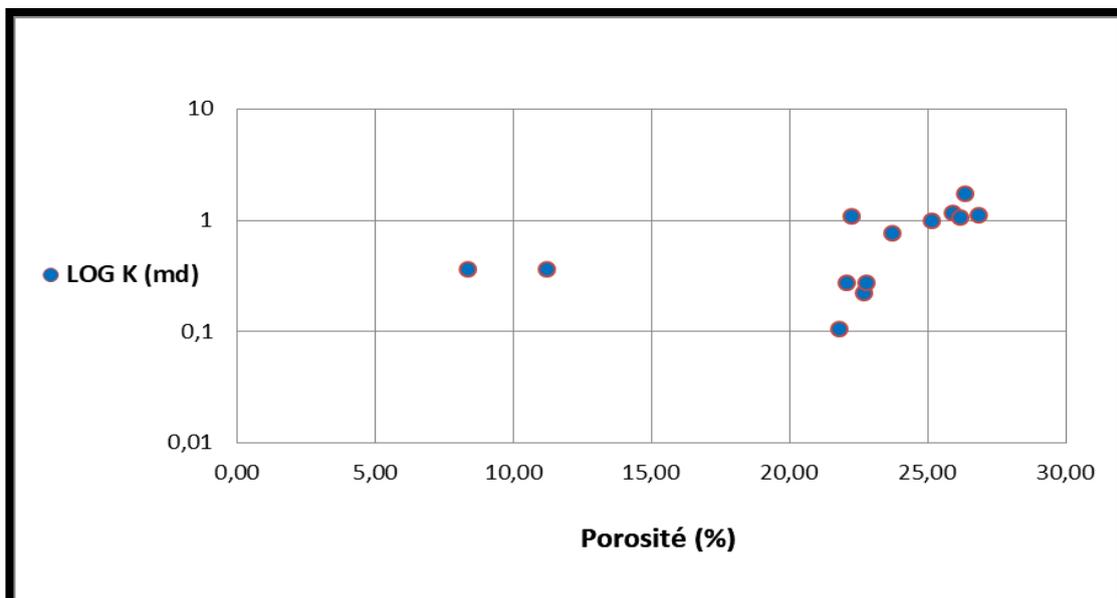


Figure 55: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir Emsien Puits E.

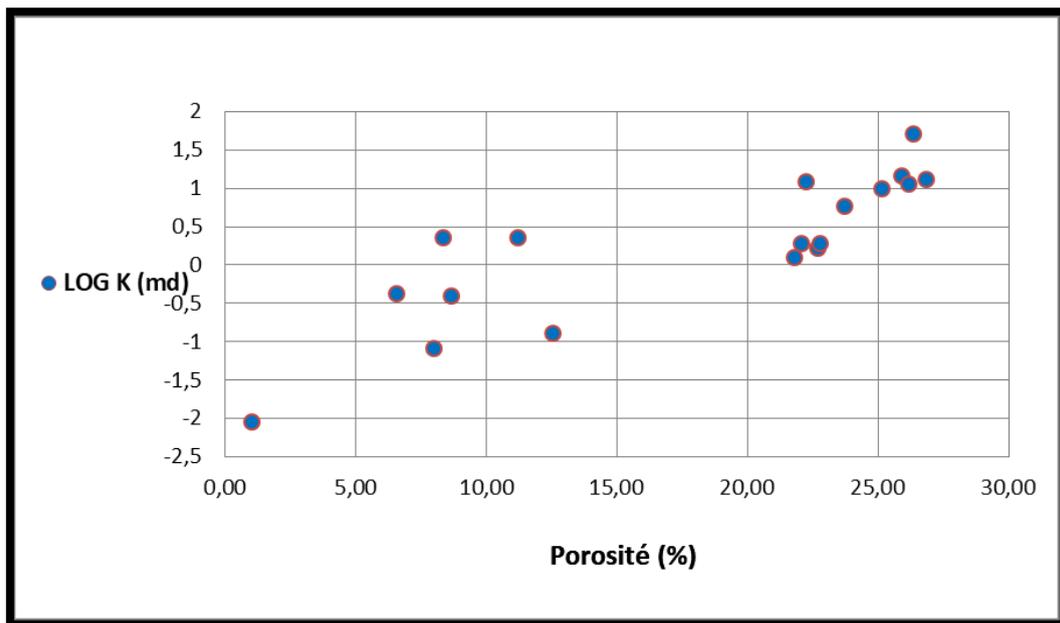


Figure 56: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir **Emsien** Puits E.

- **Le Siégenien :**

La courbe de corrélation en échelle semi-logarithmique contient 05 parmi 20 points de l'échelle décimale, la courbe de corrélation en échelle décimale montre que la majorité des valeurs de la perméabilité sont inférieures à 0,1mD (en valeur logarithmique), la majorité des valeurs de la porosité s'organisent dans l'intervalle de valeurs supérieures à 5%, donc il s'agit un réservoir cimenté.

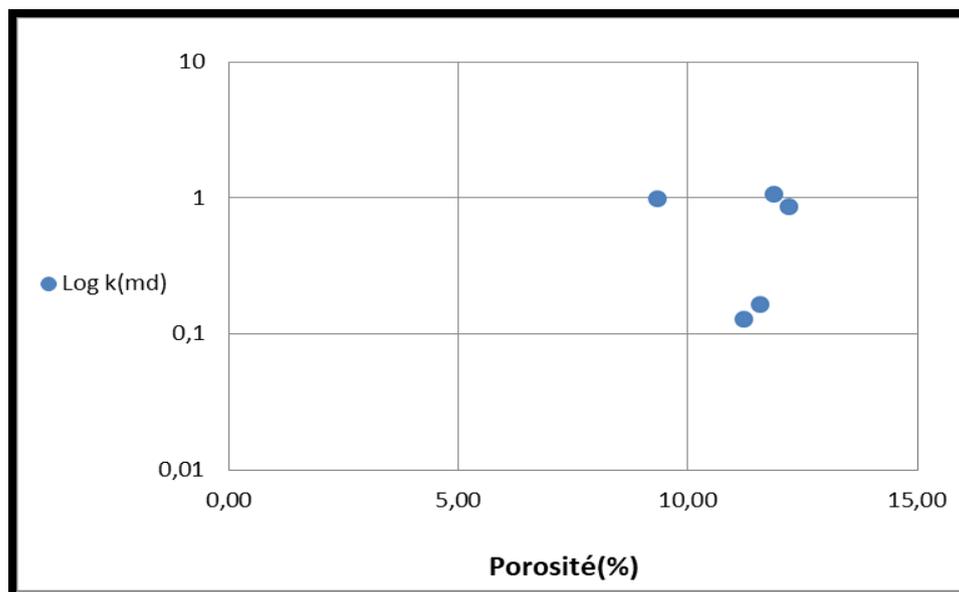


Figure 57: Courbe de corrélation en échelle semi logarithmique du réservoir **Siégenien**, Puits E.

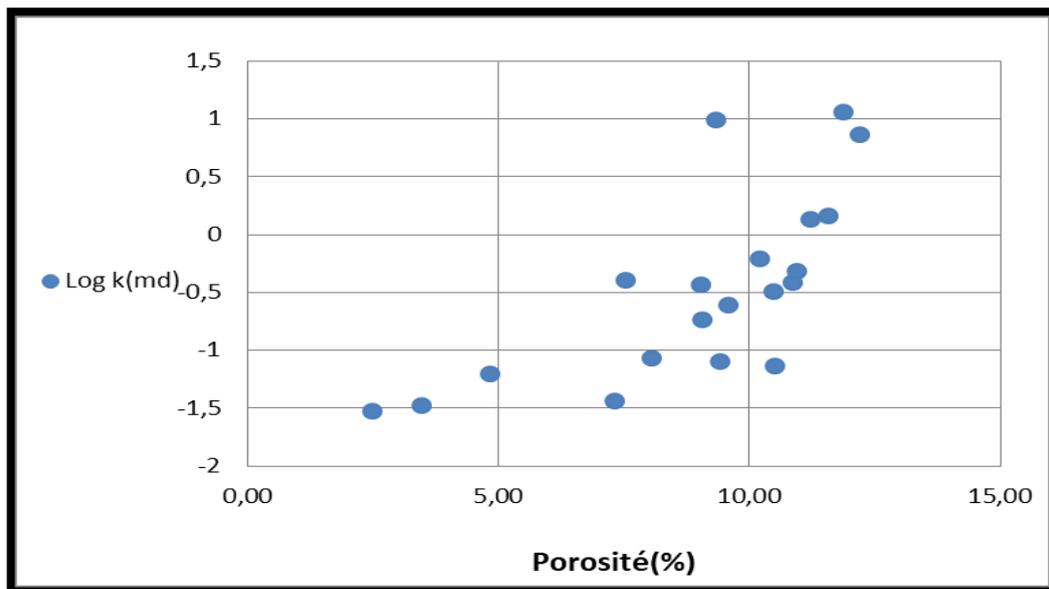


Figure 58: Courbe de corrélation en échelle décimale du réservoir **Siégenien**, Puits E.

III. Evolution verticale de la porosité et de la perméabilité :

La porosité a été calculée à partir des courbes de Neutron-Densité. Les valeurs de perméabilité ne peuvent pas être déduites directement à partir des courbes diagraphiques, par contre elles peuvent être calculées à partir des formules mathématiques, notamment l'équation Timur:

$$K_{log} = (100 * PHIE^{2.25} / swi)^2$$

Avec :

PHIE : Porosité effective.

Swi : Saturation en eau irréductible.

Klog : La perméabilité de Timur.

Le résultat de la perméabilité obtenu de l'équation Timur a été calibré avec la perméabilité horizontale de carotte.

III.1.Puits A:

- **L'Emsien :**

L'épaisseur de ce réservoir est de 10 m, il a une porosité varie en général de 8,36 à 22,17%, la porosité est intense sauf que dans l'intervalle [3648-3650 (m)] où elle est pauvre 8%.

La perméabilité dans ce réservoir varie entre 0,008 à 107 mD. Dans l'intervalle [3640-3644(m)], il y a une bonne perméabilité, ensuite elle diminue dans l'intervalle [3644-3650(m)].

- **Le Siégenien** : dans ce niveau on a deux carottes:

- **Carotte 1 : [3737-3754(m)]**

L'épaisseur de ce réservoir est de 17 m, il a une pauvre porosité varie en général de 1,17 à 12,63%.

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs faibles, qui varient entre 0,017 à 4,07mD.

- **Carotte 2 : [3788-3802(m)]**

L'épaisseur de ce réservoir est de 14m, il a une intense porosité qui varie en général de 6,11 à 25,70%.

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs faibles qui varient entre 0,032 à 3,03mD avec deux pics atteignant 89,98 et 188,87 mD dans les profondeurs 3792,23m et 3795m.

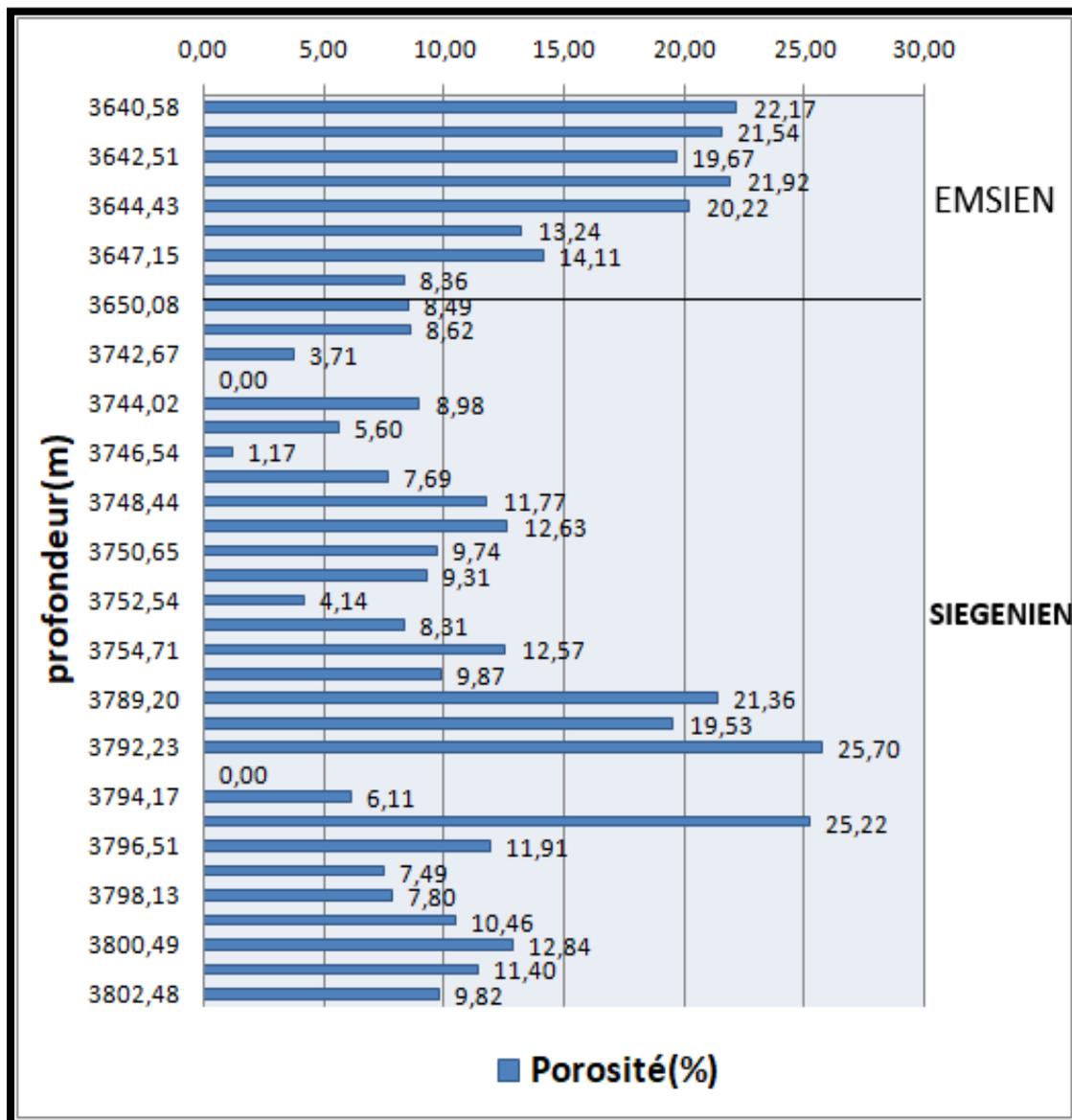


Figure 59: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits A.

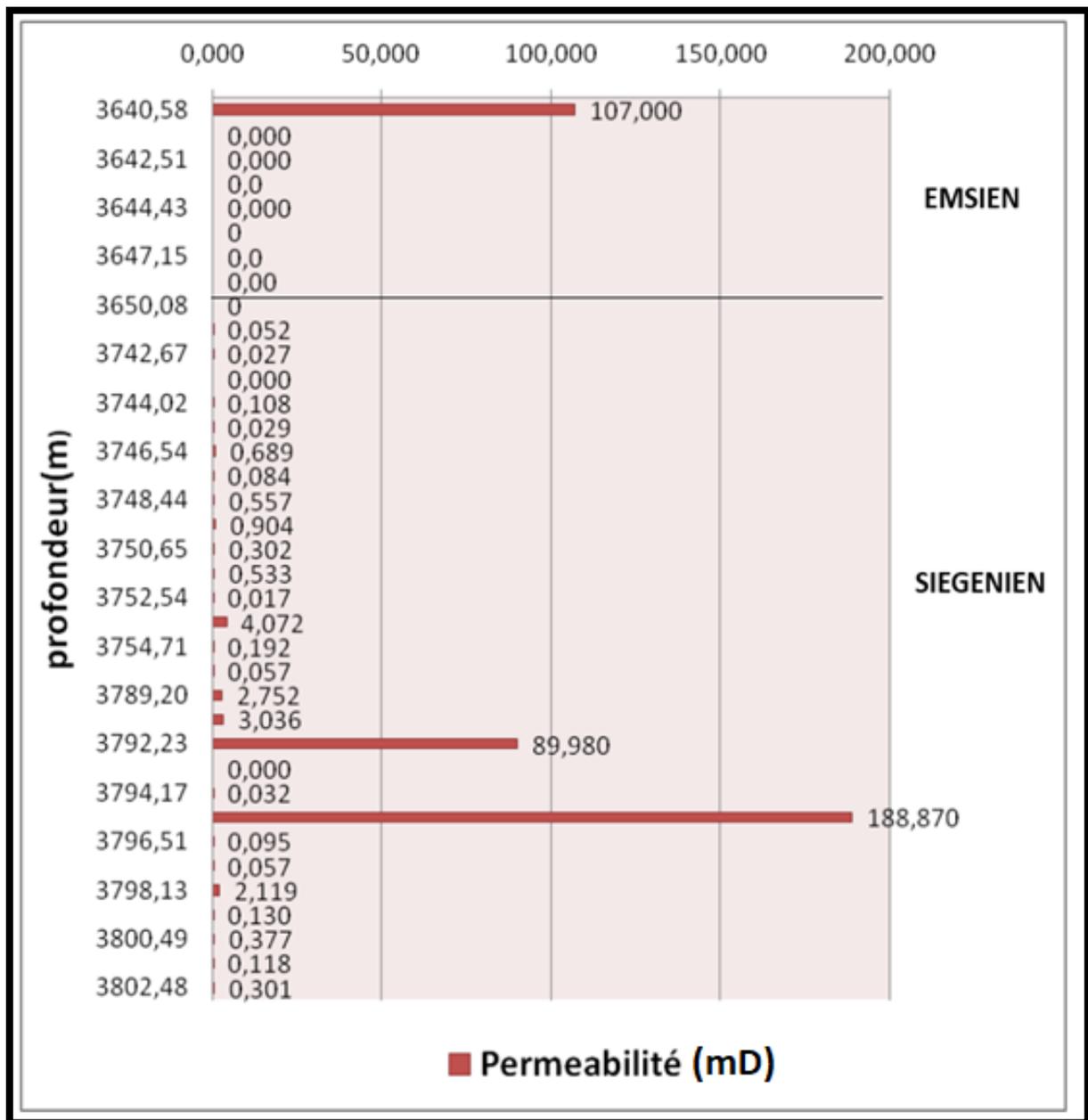


Figure 60: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits A.

III.2.Puits B :

- Le TAGI :

L'épaisseur de ce réservoir est de 26 m, il a une intense porosité varie en général de 6,60 à 19,34 %, dans l'intervalle [3322-3325 (m)] elle atteind 18 et 19%.

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs faibles à très bonnes, elle varie entre 0,6et 355mD dans l'intervalle [3322-3324(m)] la perméabilité est très bonne s'améliore jusqu'à 355 mD.

- **L'Emsien :**

L'épaisseur de ce réservoir est de 14 m, une porosité varie en général de 3,28 à 28,24 %, la porosité est toujours faible sauf que dans l'intervalle [3685-3687(m)] elle atteint 20 et 25%.

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs très faibles variant entre 0,018 à 6 md, sauf dans la profondeur 3677,52(m), on a une moyenne perméabilité de 20 mD.

- **Le Siégenien :**

L'épaisseur de ce réservoir est de 12 m, il a une pauvre porosité varie en général de 4,59 à 8,70 % dans l'intervalle [3783-3788(m)], Ensuite elle s'améliore dans l'intervalle [3789-3796(m)] avec un passage négligeable de 2,27 % dans la profondeur 3794(m).

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs très faibles variant entre 0,013 à 1,17 md, sauf dans la profondeur 3789,47 (m), on a une moyenne perméabilité de 40 mD.

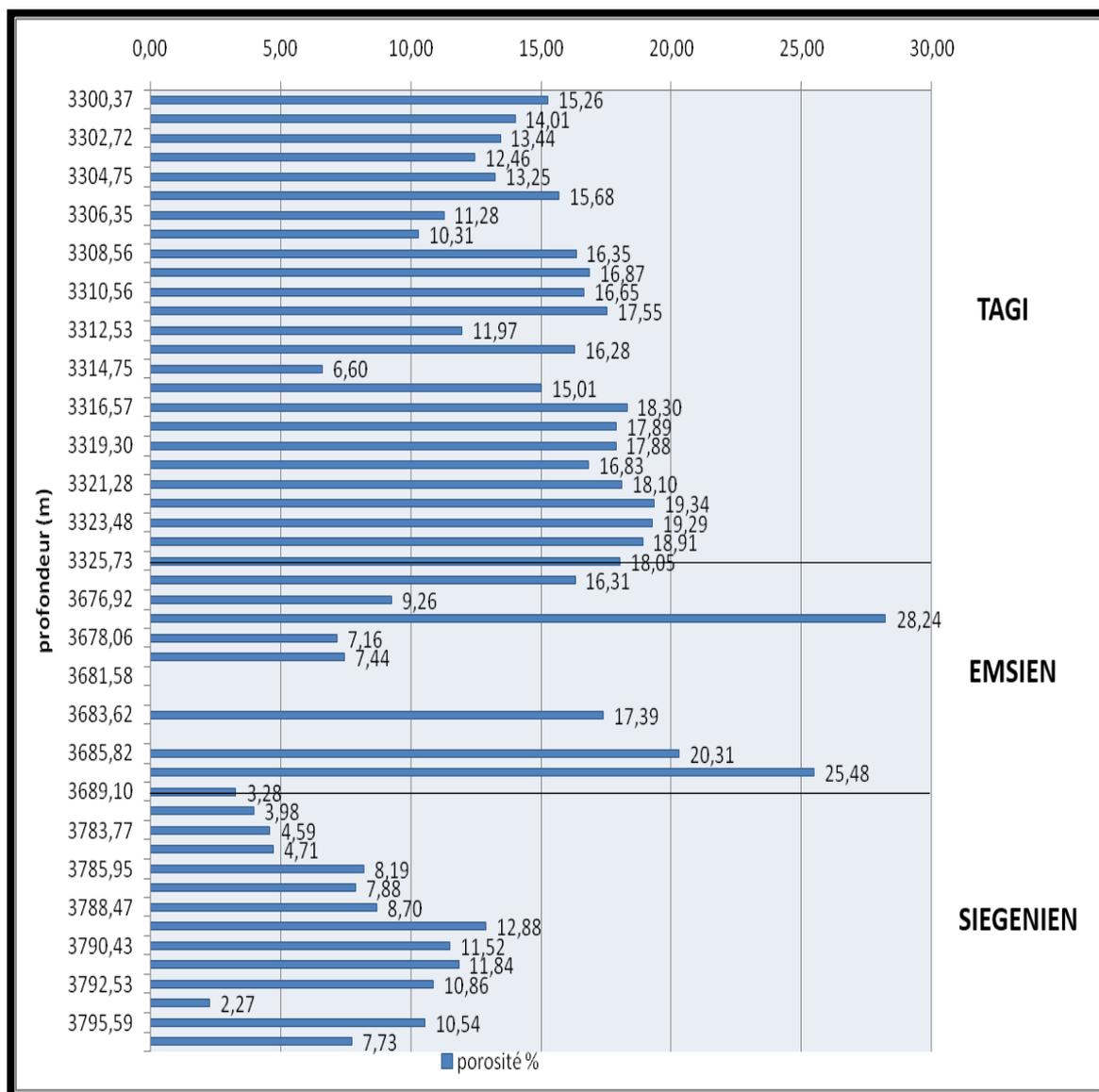


Figure 61: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits B.

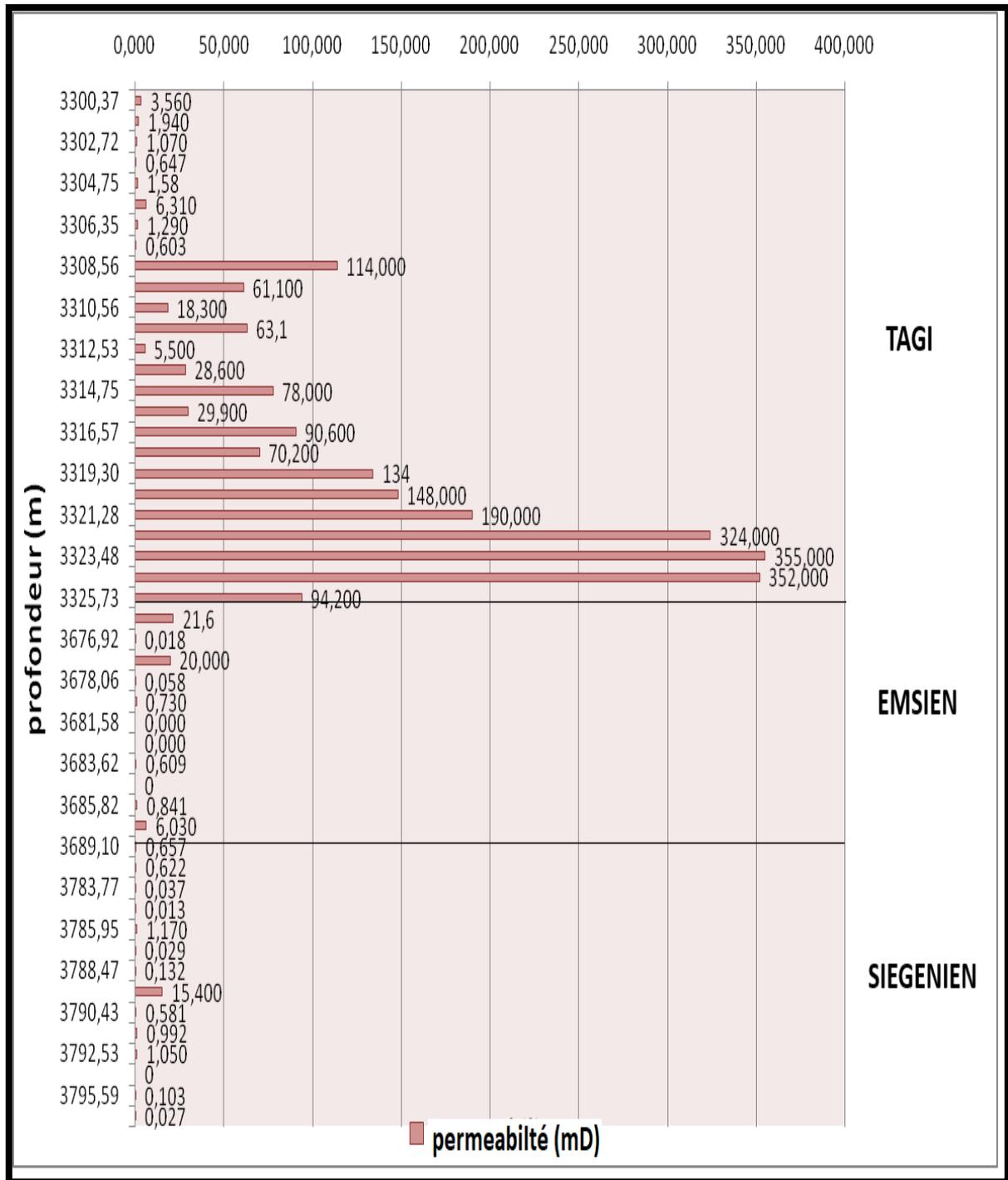


Figure 62: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits B.

III.3.Puits E :

- **Le TAGI :**

L'épaisseur de ce réservoir est de 24m, il a une intense porosité qui varie en général de 10,68 à 20,02 %.

La perméabilité dans ce réservoir montre une distribution hétérogène, des valeurs faibles qui varient entre 0,84 à 11,03mD, et de valeurs moyenne qui varient entre 23,78 à 37,49 mD et de bonne valeurs qui varient entre 55,09 à 200,58mD.

- **L'Emsien :**

L'épaisseur de ce réservoir est de 17 m. il à une intense porosité qui varie de 21,79 à 26,84% dans l'intervalle [3662-3673(m)], et une pauvre porosité qui varie de 1,05 à 11,20 % dans l'intervalle [3674-3679(m)].

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs faibles qui varient entre 0,009 à 14,65mD, avec un pic dans la profondeur 3670,43 (m) où la perméabilité est de 51,68 mD.

- **Le Siégenien :**

L'épaisseur de ce réservoir est de 26 m, il a une pauvre porosité qui varie de 2,48 à 12,19%.

La perméabilité dans ce réservoir montre des valeurs faibles qui varient entre 0,03 à 11,476mD.

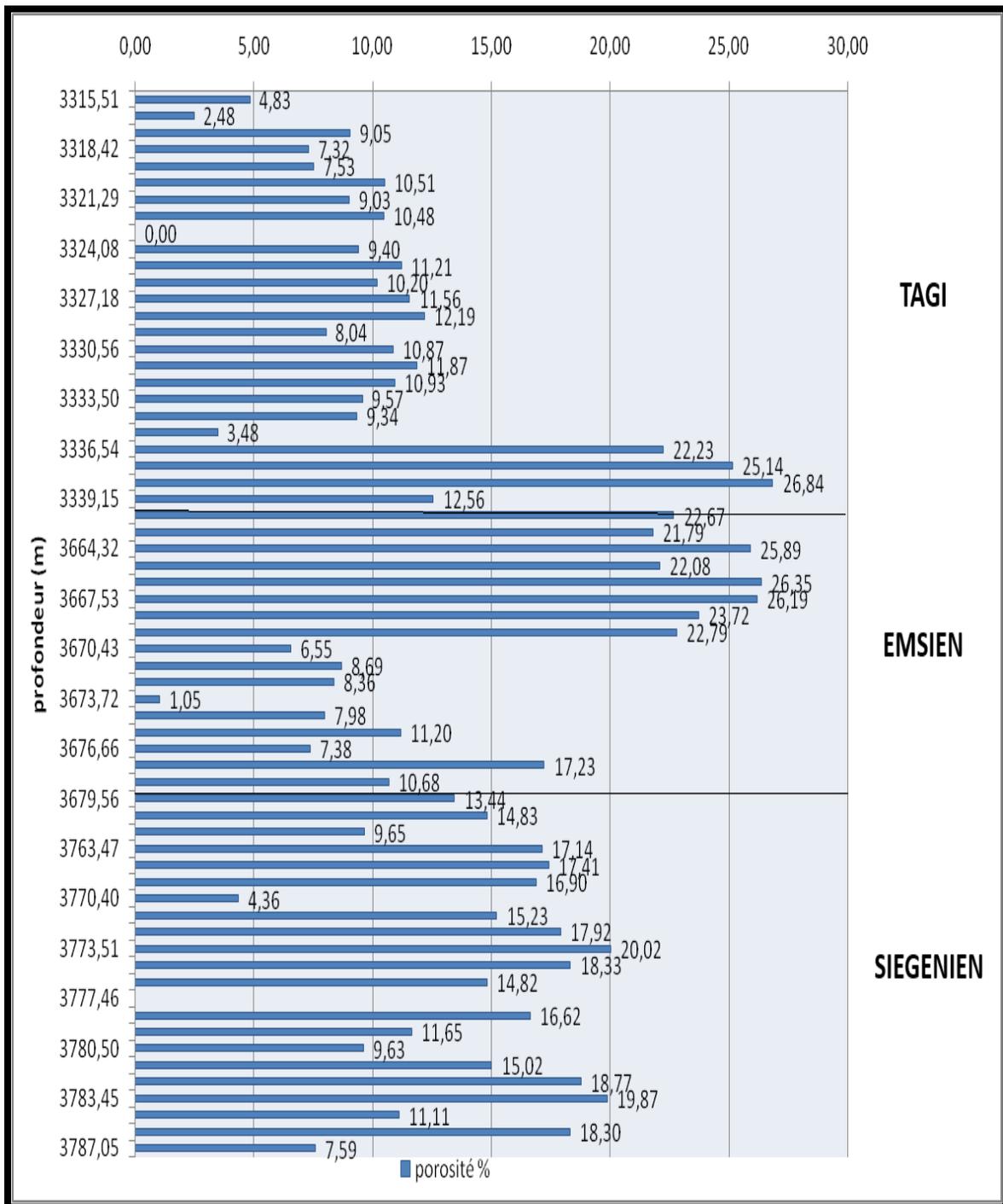


Figure 63: Evolution de la porosité en fonction de la profondeur dans le puits E.

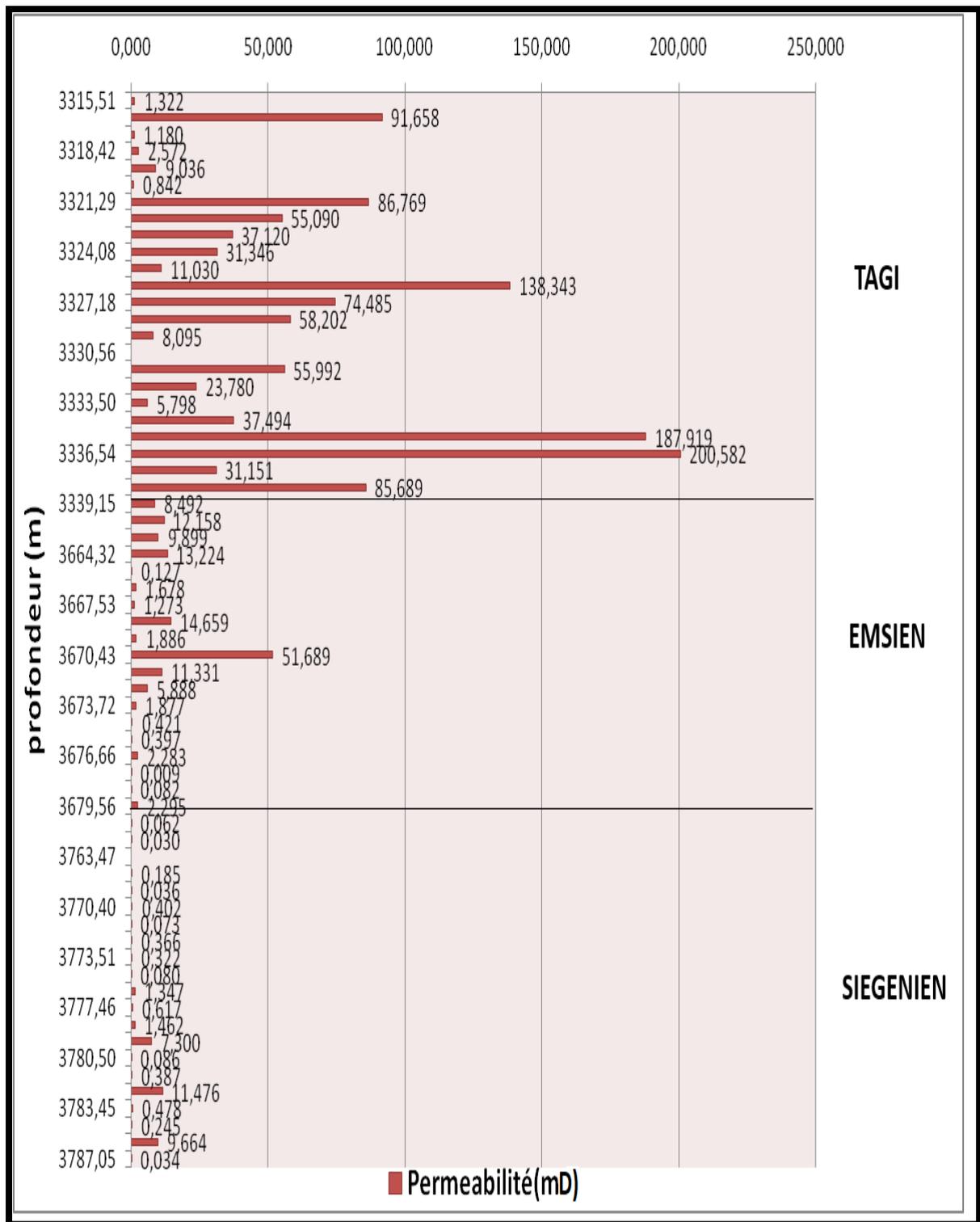


Figure 64: Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur dans le puits E.

IV. Analyse des histogrammes de la porosité et de la perméabilité :

IV.1.Puits A :

- L'Emsien :

L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d'asymétrie droite, le mode appartient à la classe [17,56-22,17] % dont la fréquence est de 55,56 %.

L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode correspond à la classe [0,008-15,293] avec une fréquence de 66,67%.

Donc, dans ce réservoir il y a une porosité primaire et une perméabilité primaires.

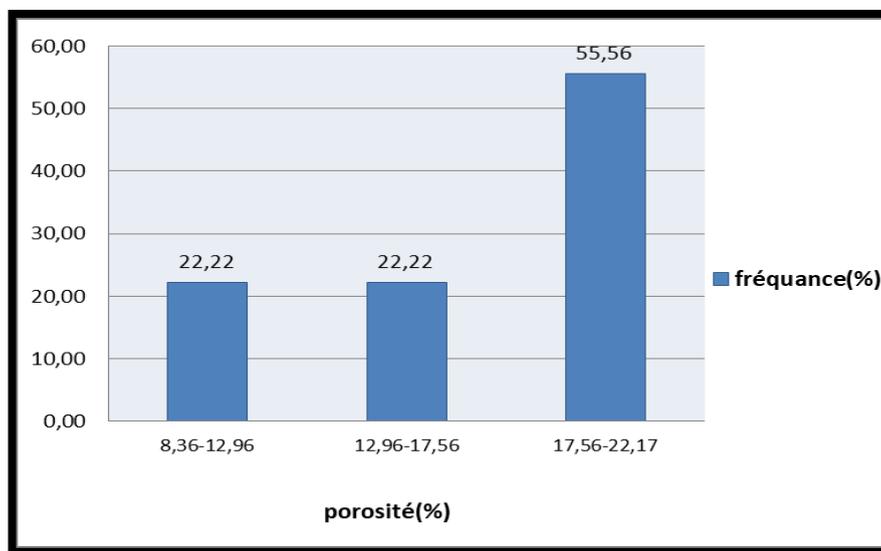


Figure 65: Histogramme de la porosité dans l'Emsien puits A.

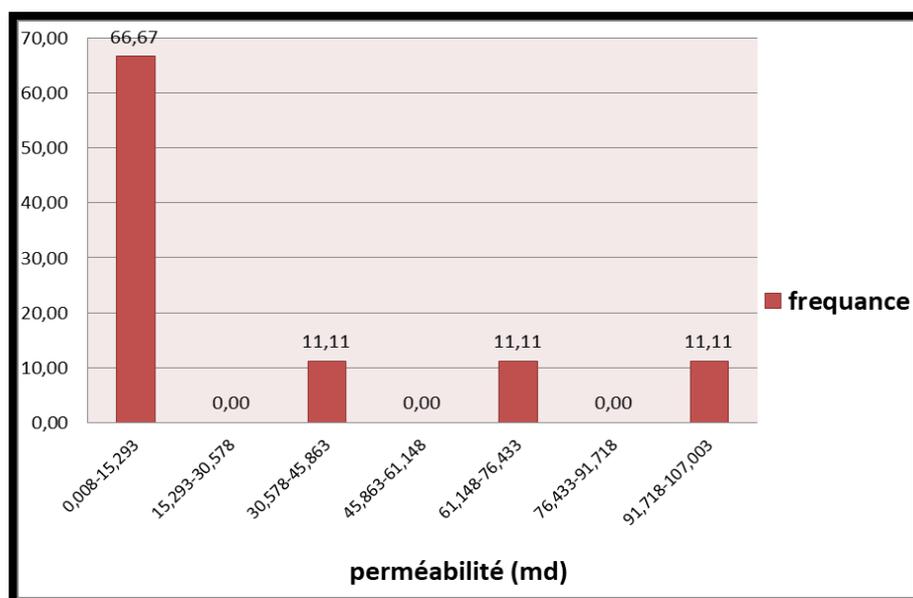


Figure 66: Histogramme de la perméabilité dans l'Emsien puits A.

- **Le Siégenien:**
- **Carotte 01 :**

L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d'asymétrie droite, le mode appartient à la classe [8,81-12,63] % dont la fréquence est de 46,15 %.

L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale d'asymétrie gauche, le premier mode correspond à la classe [0,01-1,87] avec une fréquence de 92,31 %, le deuxième mode correspond à la classe [2,736-4,096] avec une fréquence de 7,69.

Donc, dans ce réservoir on distingue une porosité primaire et deux types différents de perméabilité primaire et secondaire.

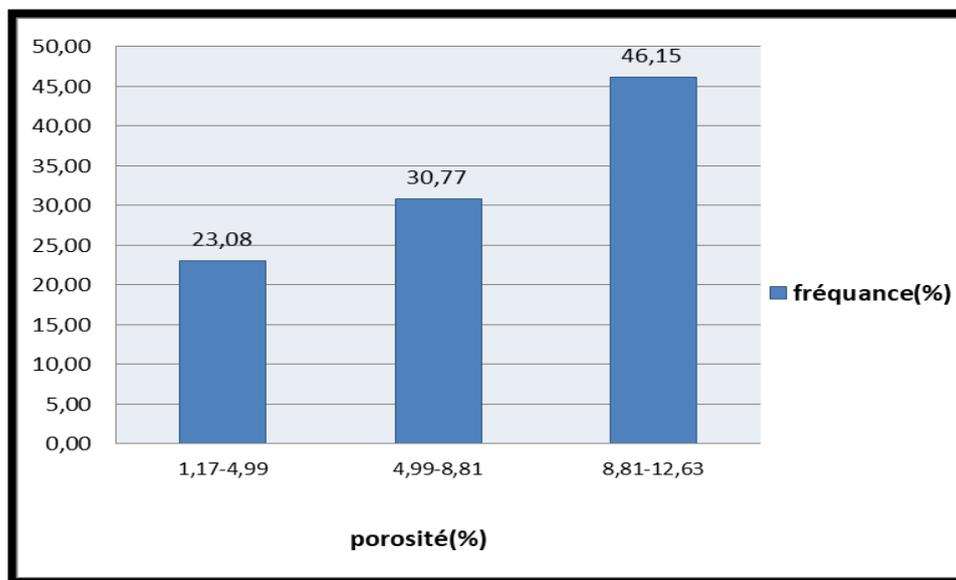


Figure 67: Histogramme de la porosité dans le Siégenien (carotte 01) puits A.

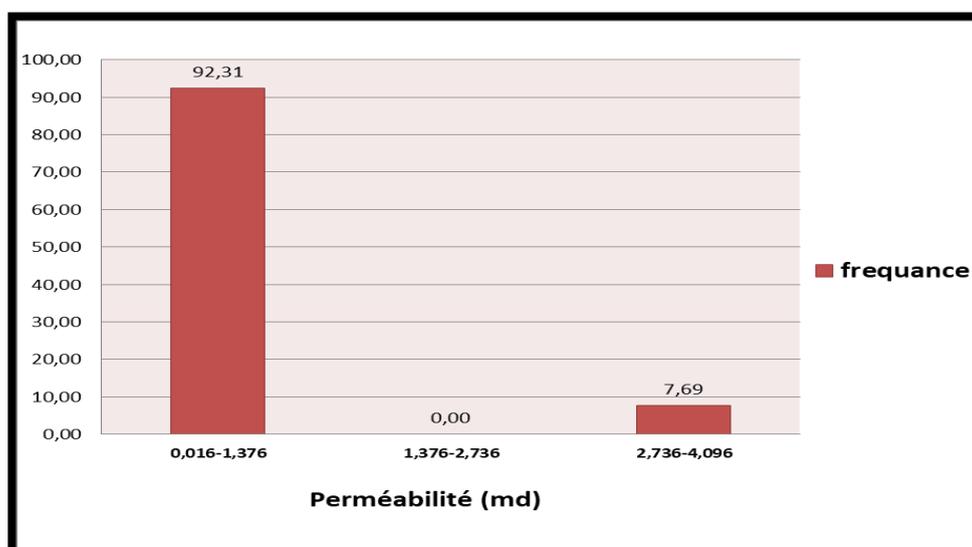


Figure 68: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien (carotte 01) puits A.

- Carotte 02 :

L’histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d’asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [6,11-10,02] % dont la fréquence est de 38,46 %.

L’histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale d’asymétrie gauche, le premier mode correspond à la classe [0,03-23,73] avec une fréquence de 84,62%, le deuxième mode appartient à la classe [165,21-188,81] avec une fréquence de 07,69 %.

Donc, dans ce réservoir on distingue une porosité primaire et deux types différents de perméabilité primaires et secondaire.

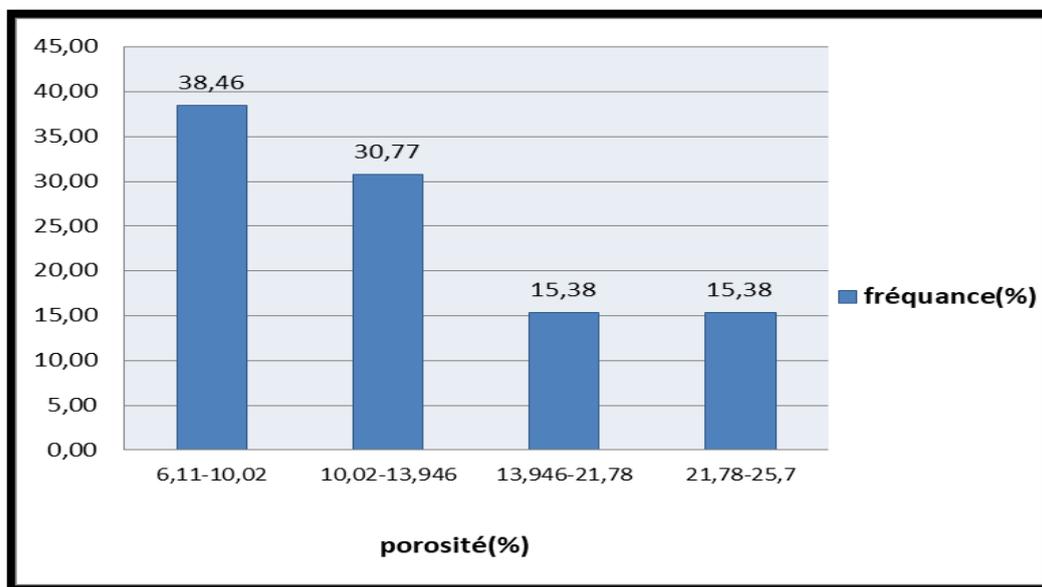


Figure 69: Histogramme de la porosité dans le Siégenien (carotte 02) puits A.

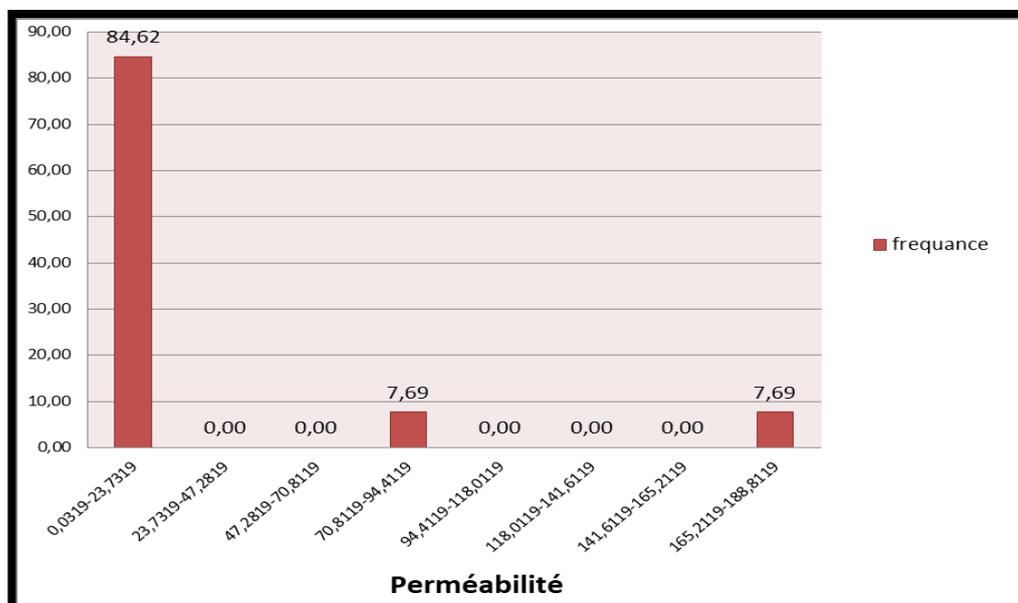


Figure 70: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien (carotte 02) puits A.

IV.2.Puits B :

- **Le TAGI :**

L’histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d’asymétrie droite, le mode appartient à la classe [16,155-19, 34] % dont la fréquence est de 61,54%.

L’histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale d’asymétrie gauche, le premier mode correspond à la classe [0,603-39,99] avec une fréquence de 50%, le deuxième mode appartient à la classe [315,62-355,00] avec une fréquence de 11,54%.

Donc, dans ce réservoir on distingue une porosité primaire et deux types différents de perméabilité primaires et secondaire.

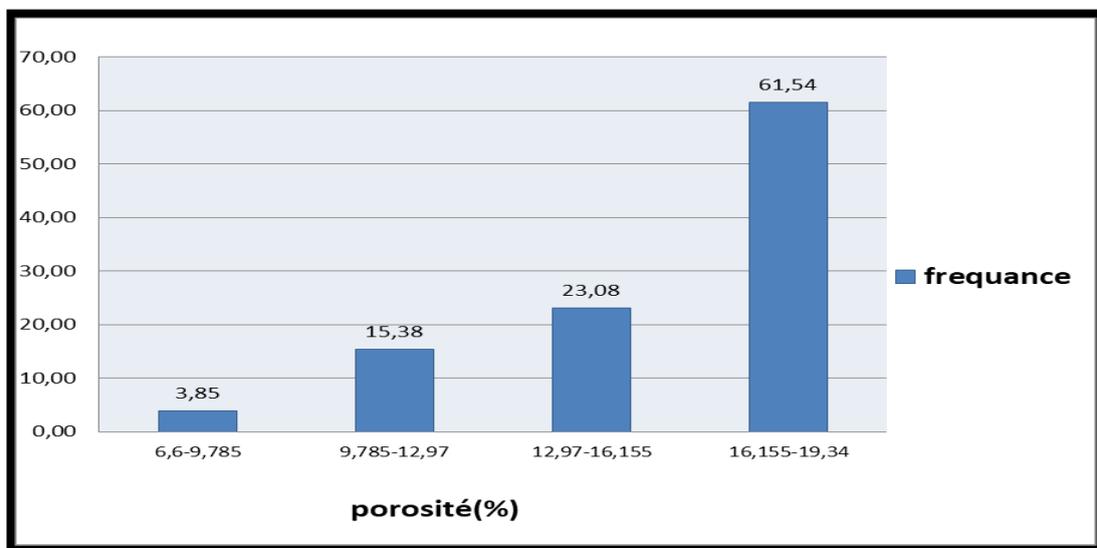


Figure 71: Histogramme de la porosité dans le TAGI puits B.

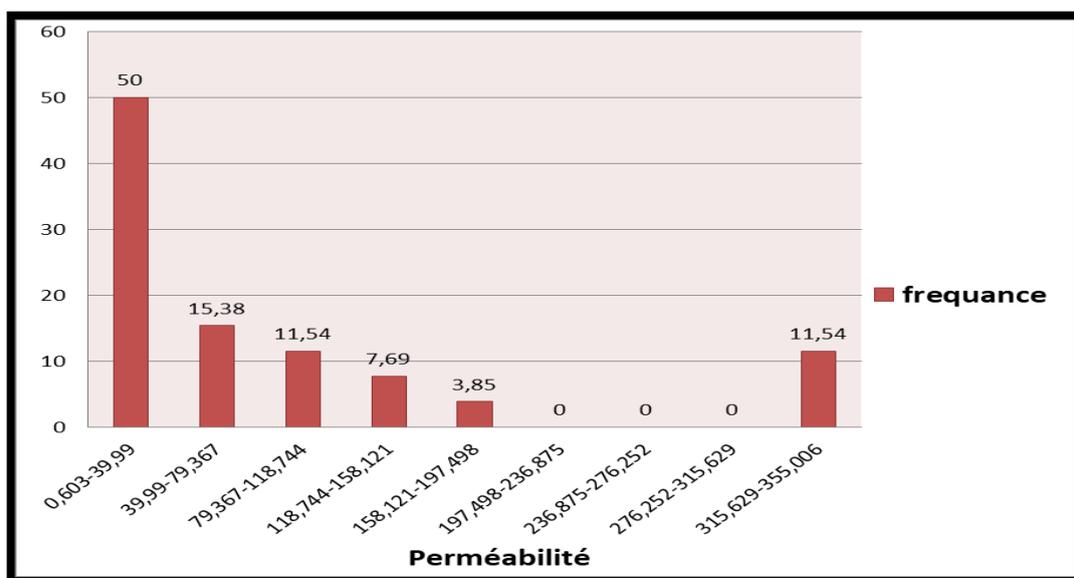


Figure 72: Histogramme de la perméabilité dans le TAGI puits B.

- **L'Emsien :**

L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution bimodale d'asymétrie gauche, le premier mode appartient à la classe [3,28-8,27] dont la fréquence est de 44,44%, le deuxième mode correspond à la classe [23,24-28,24] avec une fréquence de 22,22%.

L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode correspond à la classe [0,01-4,01] avec une fréquence de 77,78 %.

Donc, dans ce réservoir on distingue deux types de porosité primaire et secondaire et une perméabilité primaire.

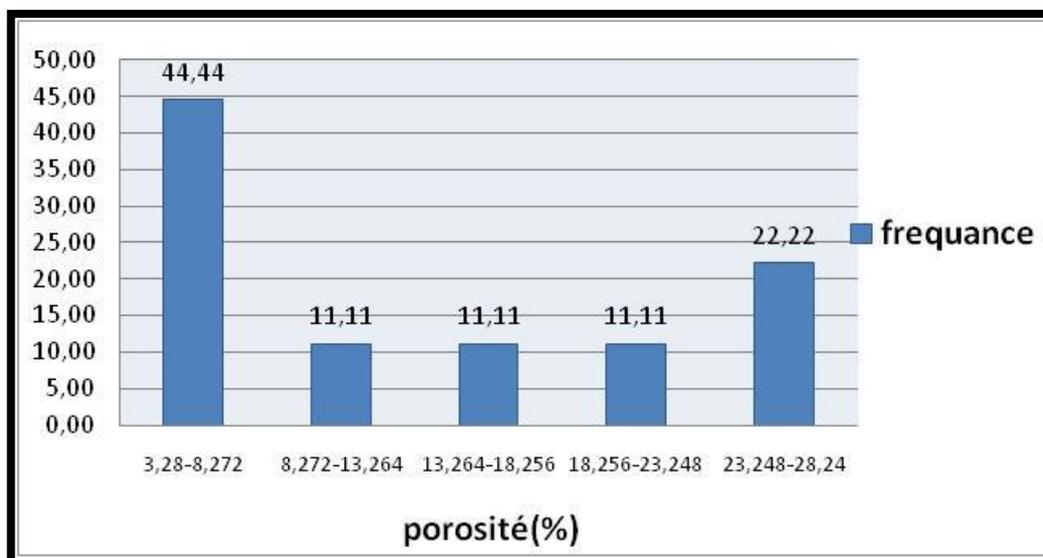


Figure 73: Histogramme de la porosité dans l'Emsien puits B.

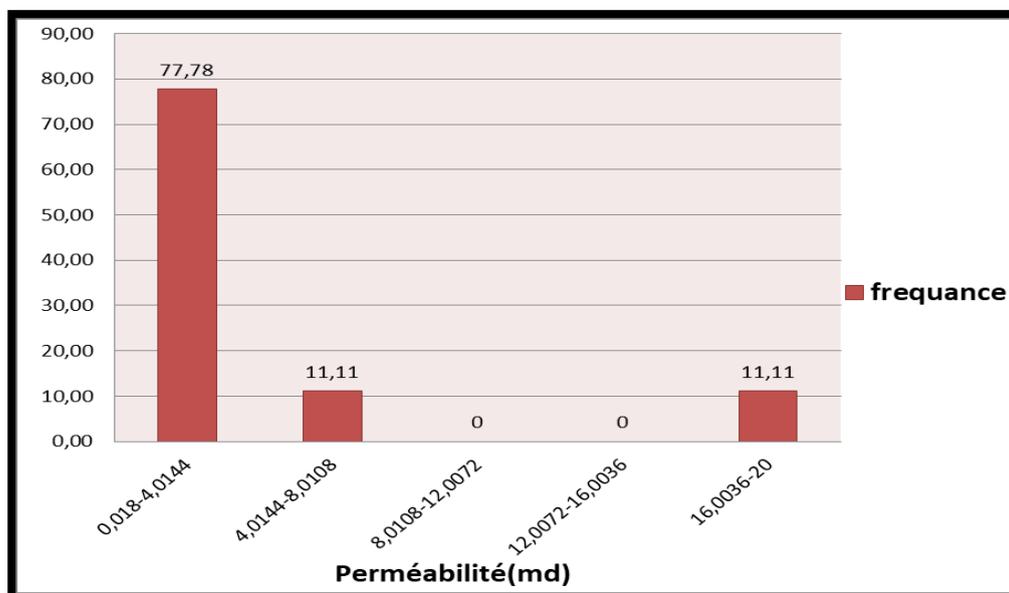


Figure 74: Histogramme de la perméabilité dans le l'Emsien puits B.

- **Le Siégenien :**

L’histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d’asymétrie droite, le mode appartient à la classe [10,22-12,87] dont la fréquence est de 41,67%.

L’histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale d’asymétrie gauche, le premier mode correspond à la classe [0,001-3,101] avec une fréquence de 91,67 %, le deuxième mode appartient à la classe [12,40 – 15,50] avec une fréquence de 8,33%.

Donc, dans ce réservoir on distingue une porosité primaire et deux types différents de perméabilité primaires et secondaire.

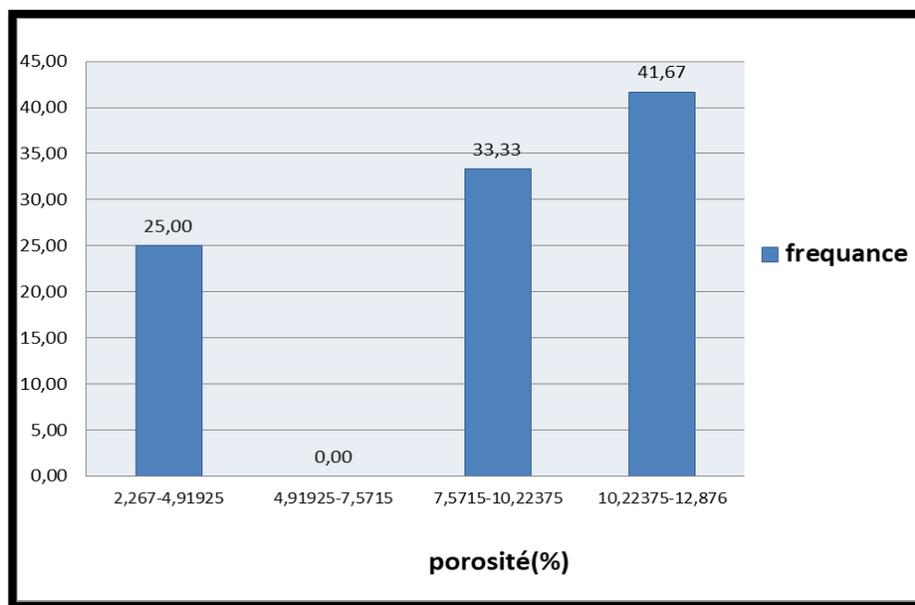


Figure 75: Histogramme de la porosité dans le Siégenien puits B.

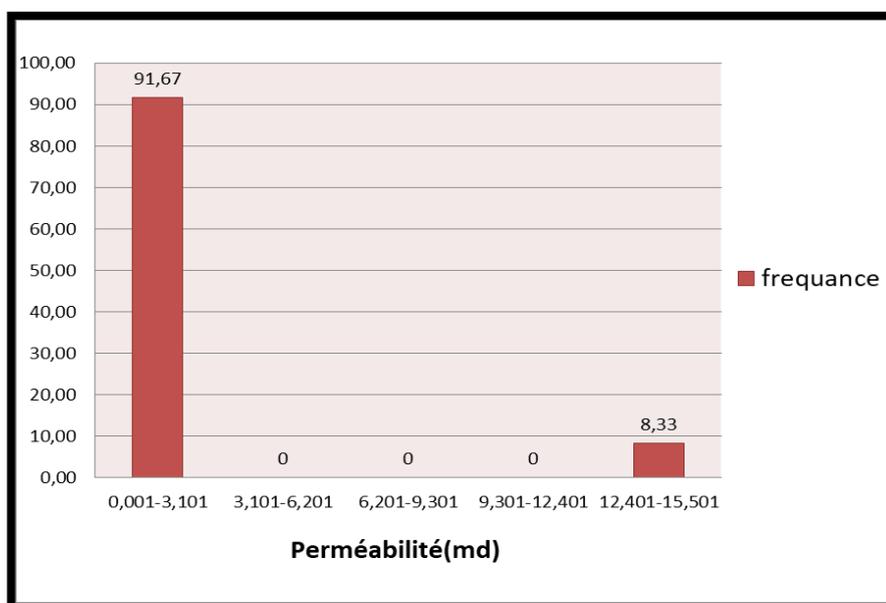


Figure 76: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien puits B.

IV.3.Puits E:

- **Le TAGI :**

L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d'asymétrie droite, le mode appartient à la classe [16,105-20,2] dont la fréquence est de 45,83%.

L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale d'asymétrie gauche, le premier mode correspond à la classe [0,603-39,99] avec une fréquence de 50%, le deuxième mode appartient à la classe [0,009-4,892] avec une fréquence de 29,41%.

Donc, dans ce réservoir on distingue une porosité primaire et deux types différents de perméabilité primaires et secondaire.

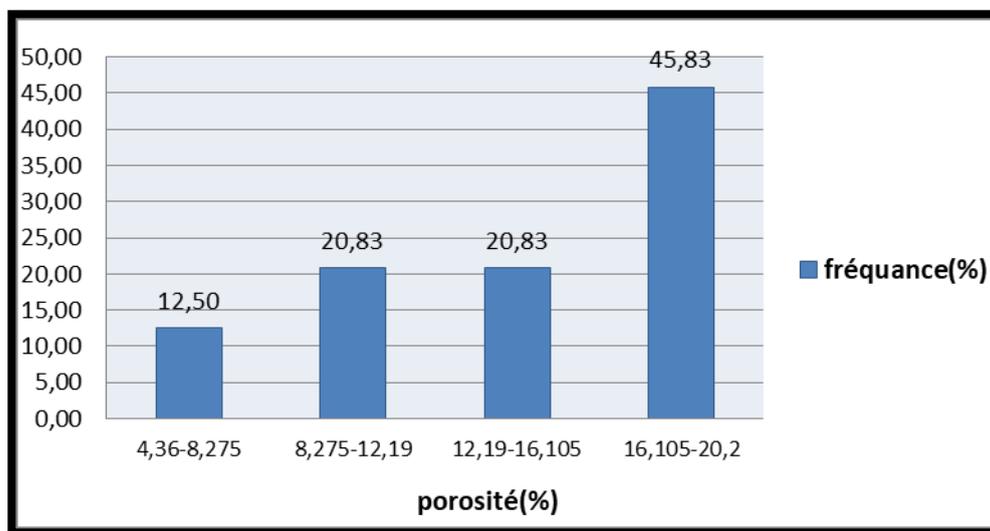


Figure 77: Histogramme de la porosité dans le TAGI puits E.

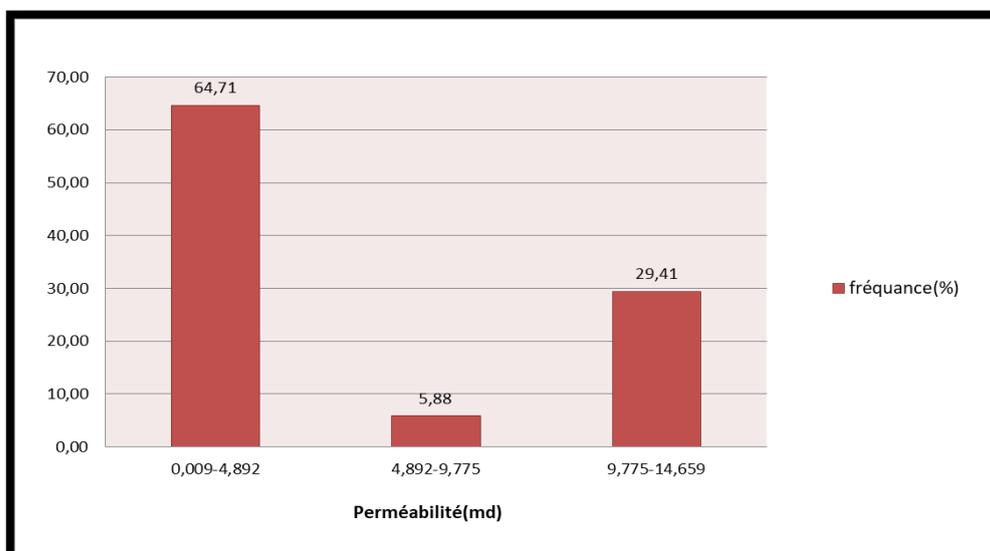


Figure 78: Histogramme de la perméabilité dans le TAGI puits E.

- **L'Emsien:**

L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale d'asymétrie droite, le mode appartient à la classe [20,39-26,84] dont la fréquence est de 61,11%.

L'histogramme de distribution des classes de la perméabilité présente une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode correspond à la classe [0,009-10,345] avec une fréquence de 70,00%.

Donc, dans ce réservoir on distingue une porosité primaire et une perméabilité primaires.

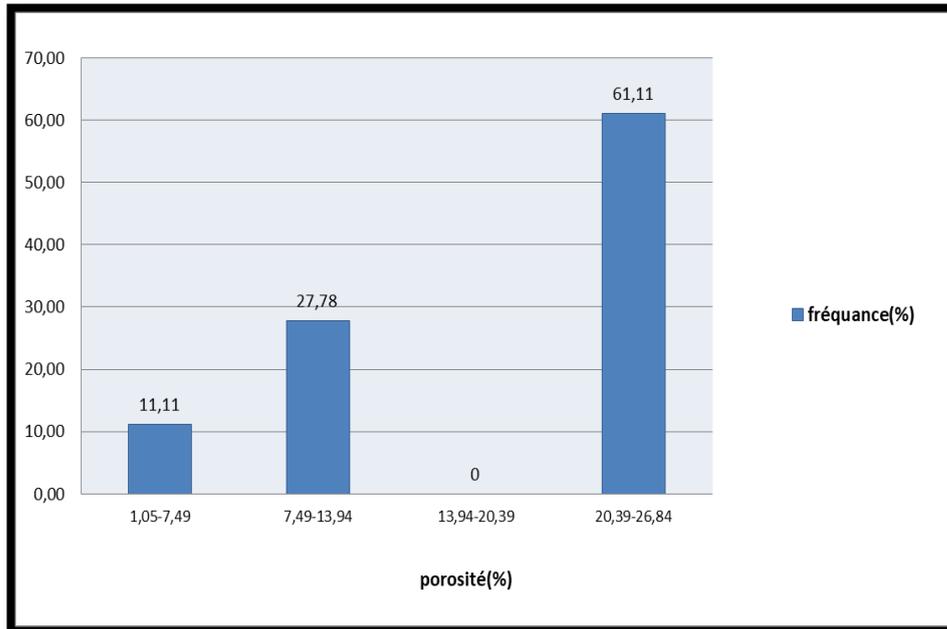


Figure 79: Histogramme de la porosité dans l'Emsien puits E.

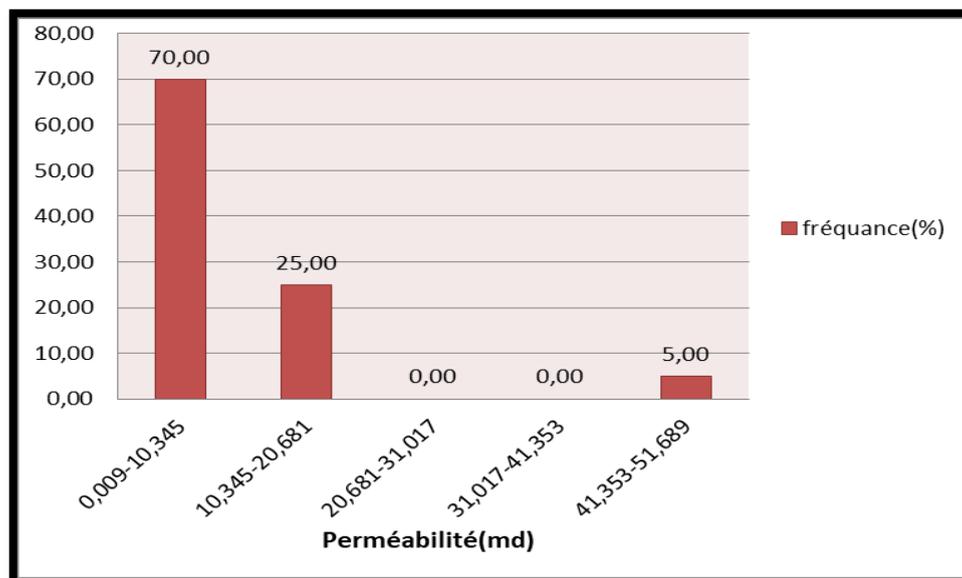


Figure 80: Histogramme de la perméabilité dans le l'Esmein puits E.

- **Le Siégenien:**

L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution Bimodale d'asymétrie droite, le premier mode appartient à la classe [2,48-4,48] avec une fréquence de 10 %, la deuxième mode appartient à la classe [10,48-12,48], avec une fréquence de 35%.

L'histogramme de la distribution des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale d'asymétrie gauche, le premier mode correspond à la classe [0,03-3,845] avec une fréquence de 85,00%, le deuxième mode appartient à la classe [7,66 – 11,476] avec une fréquence de 10,00% .

Donc, dans ce réservoir on distingue deux types différents de porosité (primaire et secondaire) et deux types différents de perméabilité (primaires et secondaire).

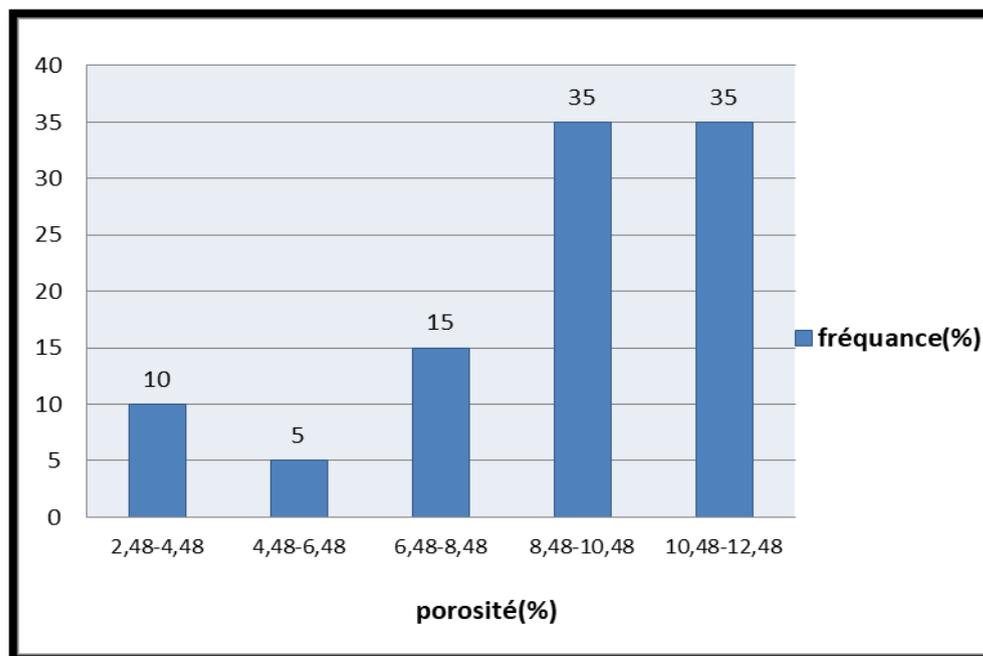


Figure 81: Histogramme de la porosité dans le Siégenien puits E.

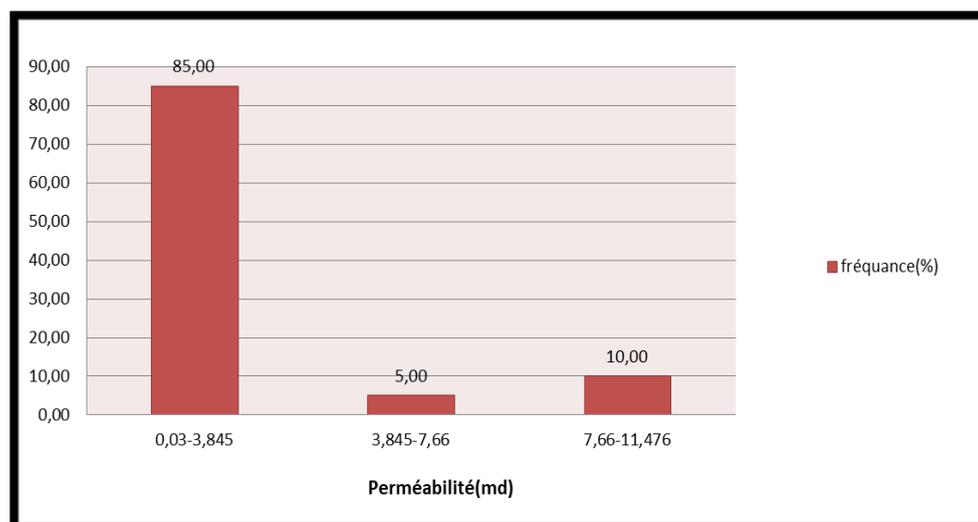


Figure 82: Histogramme de la perméabilité dans le Siégenien puits E.

Conclusion :

L'analyse des deux paramètres pétro physiques les plus importants (la porosité et la perméabilité) a permis de caractériser les réservoirs TAGI, Emsien, Siégénien de la région d'étude Bir Berkine:

- Les courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité montrent que : le réservoir TAGI est homogène et les réservoirs Emsien, Siégénien sont cimentées dans l'ensemble.
- L'analyse des histogrammes de la porosité montre la présence de :
 - Un type de porosité (primaire) dans le réservoir TAGI au niveau des trois puits (B, E).
 - Un type de porosité (primaire) dans le réservoir emsien au niveau des puits A,E et deux types de porosité (primaire et secondaire) au niveau de puits B.
 - Un type de porosité (primaire) dans le réservoir siégénien au niveau des puits B, A, et deux types de porosité (primaire et secondaire) au niveau de puits E.
- L'analyse des histogrammes de la perméabilité montre la présence de :
 - Deux types de perméabilité (primaire et secondaire) dans le réservoir TAGI au niveau des deux puits B, E.
 - Un type de perméabilité (primaire) dans le réservoir Emsien au niveau de trois puits (B, A, E).
 - Deux types de perméabilité (primaire et secondaire) dans le réservoir Siégénien au niveau des trois puits B, A, E.
- Les réservoirs de cette région sont caractérisés par une porosité primaire correspond à la porosité matricielle.
- Les réservoirs de cette région sont caractérisés par deux types de perméabilité :
 - Perméabilité primaire correspond à la perméabilité matricielle.
 - Perméabilité primaire correspond à la perméabilité de fracturation.

Chapitre V :
Essai
d'interprétation
des résultats

I- Relation entre la contrainte SH max et les fractures naturelles :

L'analyse directionnelle des fractures induites (Figure) montre que la direction de la contrainte horizontale maximale NO-SE est identique dans la région (**Figure 83**).

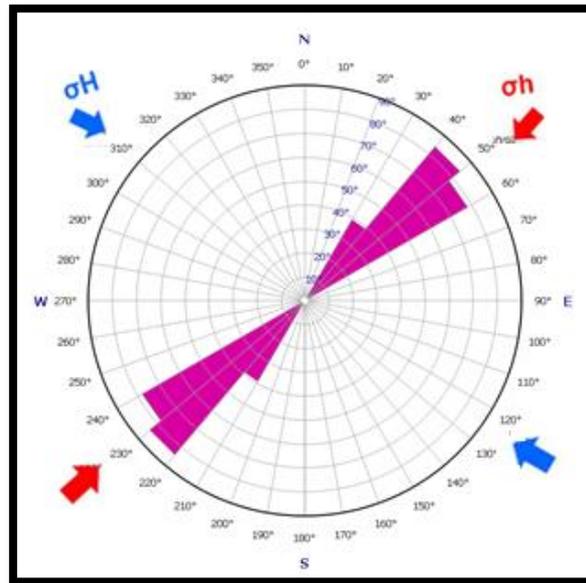


Figure 83 : Rosace des fractures induites dans la région

L'analyse des fractures naturelles a révélé la présence de trois types de fractures au niveau des deux puits A et B : ouvertes, probablement ouvertes et colmatées, elles sont organisées en trois familles de fractures N20-N50, N60-N120, N130-N190 (**Tableau 5**).

En théorie, la disposition des fractures naturelles par rapport à la direction de la contrainte horizontale maximale est comme suit :

- Les fractures ouvertes ont presque la même direction que SH max.
- Les fractures colmatées ont une direction perpendiculaire à celle de SH max.
- Les fractures probablement ouvertes sont parallèles ou obliques à SH max.

Le tableau 7 présente les différents types de fractures associées avec leurs familles de directions dominantes :

Types de fractures Puits	Ouvertes	Colmatés	probablement ouvertes	Induites (SH max)
Puits A	N60-N120	N60-N120 N130-N190	N20-N50 N60-N120 N130-N190	N60-N120
Puits B	N20-N50, N60-N120, N130-N190.	—	N60-N120, N130-N190	—

Tableau 5: Directions des types fractures relevées.

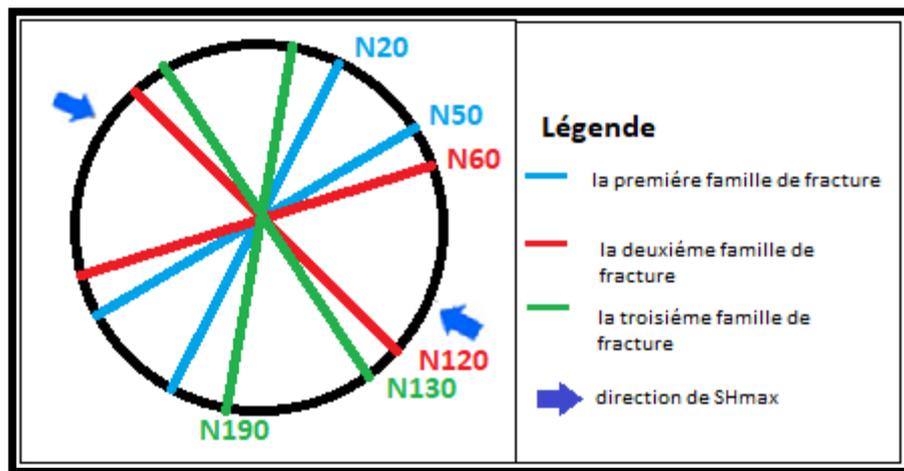


Figure 84 : Directions des familles de fractures et la direction de la contrainte maximale.

Nous avons établi une représentation schématique pour déterminer la distribution des fractures. Nous avons observé qu'il y a une grande relation avec la théorie, donc rigoureusement nous sommes parfaitement en accord avec la théorie (**Figure84**).

II- Relation entre les paramètres pétro-physiques (Φ , K) et la fracturation

Après avoir réalisé et interprété les profils et les histogrammes de la porosité et de la perméabilité dans le chapitre précédent, nous avons défini que l'origine de la porosité est de nature matricielle, et pour la perméabilité, 2 types ont été définis : perméabilité matricielle et perméabilité de fracture.

Pour cela nous avons établi des corrélations entre la perméabilité et les densités de fracturation dans chaque puits, la corrélation a révélé une implication : les zones les plus perméables sont les plus fracturées et l'inverse n'est pas toujours valide, ce qui confirme que l'influence de la fracturation sur les qualités pétro-physiques des réservoirs peut être positive (drain) comme négative (barrière) (**Figures 85-86**).

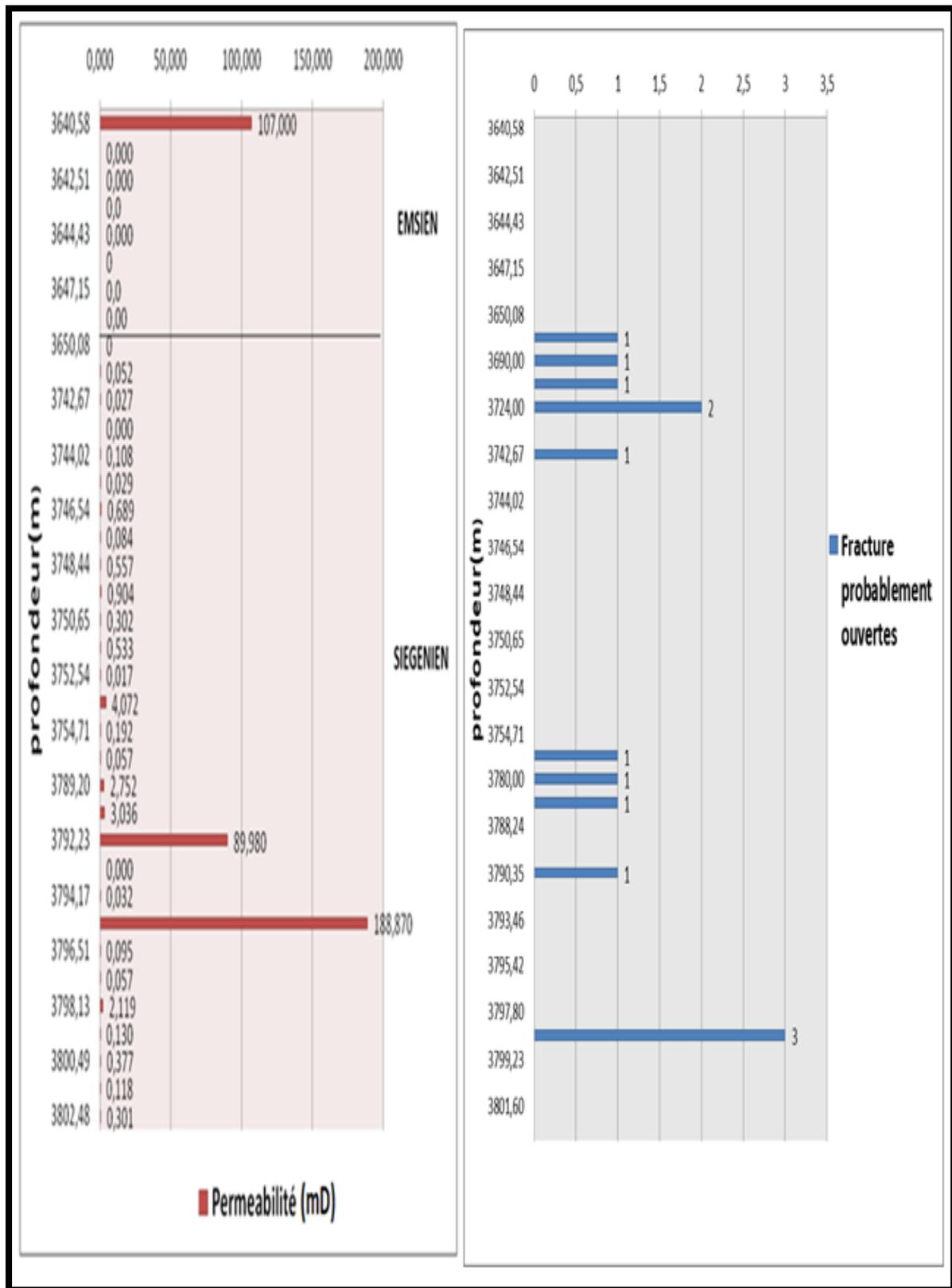


Figure 85: Evolution verticale de la perméabilité et la densité de fracturation dans le puits A

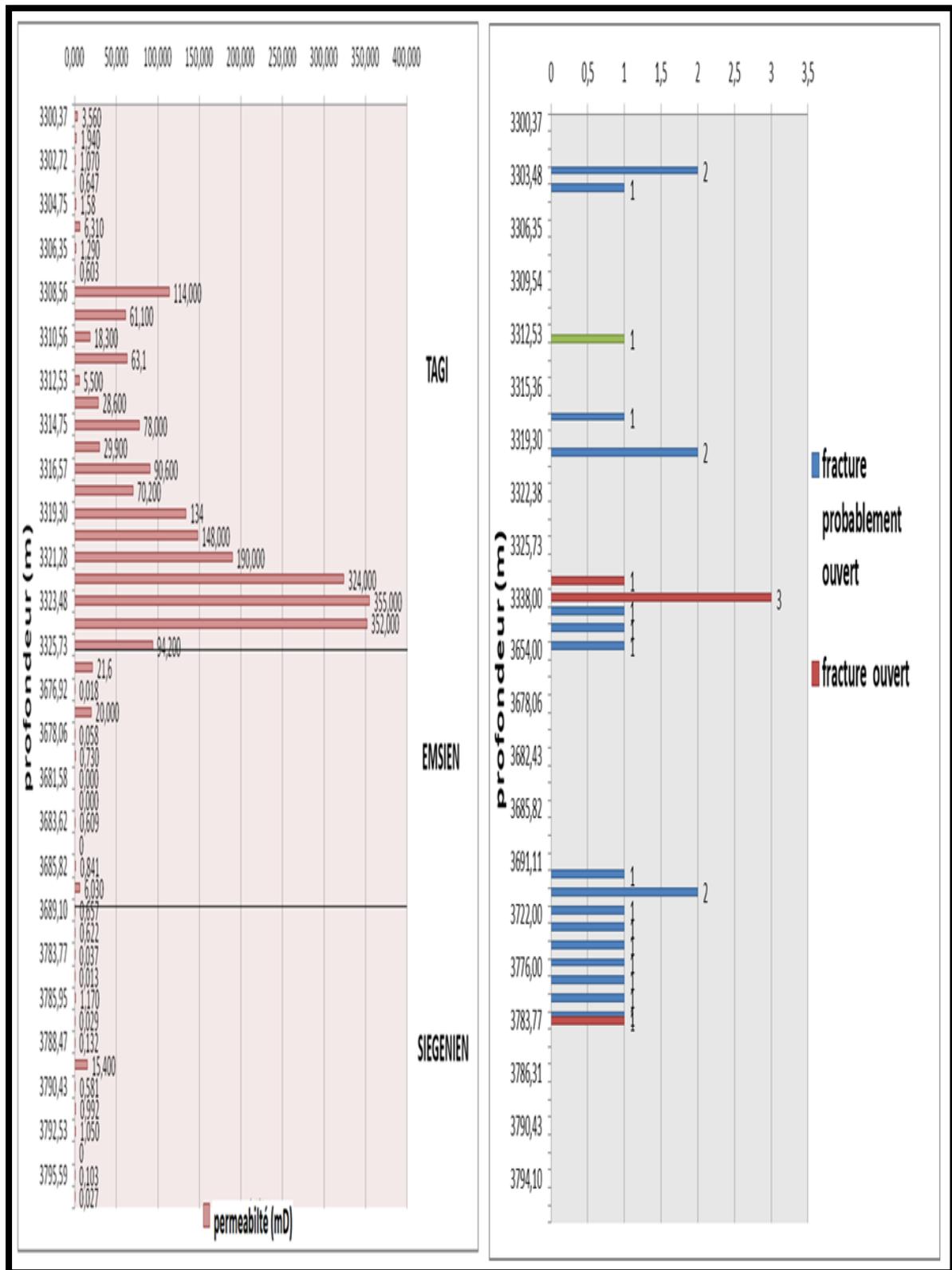


Figure 86: Evolution verticale de la perméabilité et la densité de fracturation dans le puits B.

Conclusion générale

Conclusion générale

- D'après l'analyse des profils sismiques nous avons conclu que la région a subi plusieurs phases de déformations qui ont compliqué la structure, la chronologie établie est comme suit:
 - Une première phase extensive caractérisée par le développement de trends structuraux NE-SO (première famille de failles).
 - Une deuxième phase de failles normales (deuxième famille de failles) orientées NO-SE, qui intercepte la première famille.
 - La structure de la région se caractérise par une succession de horsts et de grabens de direction NE-SO.
 - Le jeu des failles favorise la formation des structures anticlinales, appuyées contre-faille.

- L'analyse de la fracturation dans la région de Bir Berkine révèle une grande disparité structurale qui s'exprime à l'échelle du puits à travers une différence en termes de densité de fractures mais également en termes d'impact de cette fracturation sur l'écoulement des fluides.
 - La fracturation des réservoirs est organisée en trois familles de fractures : N20-N60, N60-N120, N130-N190.
 - La région peut être considérée comme globalement faiblement fracturé.
 - L'analyse des fractures induites montre que la direction de la contrainte horizontale maximum NO-SE est identique dans la région.
 - Le puits B est le plus fracturé, où nous avons enregistré 41 fractures au total.
 - Le réservoir TAGI dans le puits B est le plus fracturée
 - L'analyse des carottes est indispensable pour lever l'indétermination, car il y a des observations que ne peut fournir l'imagerie.
 - L'impact de la fracturation sur l'écoulement des fluides peut être considéré comme local.
 - L'analyse des deux paramètres pétrophysiques les plus importants (la porosité et la perméabilité) a permis de caractériser les réservoirs TAGI, emsien et siégenien de la région d'étude Bir Berkine :
 - Les courbes de corrélation entre la perméabilité et la porosité montrent que : le réservoir TAGI est homogène et les réservoirs emsien, siégenien sont cimentés dans l'ensemble.
 - L'analyse des histogrammes de la porosité montre que les réservoirs de cette région sont caractérisés par une porosité primaire correspond à la porosité matricielle.
 - L'analyse des histogrammes de la perméabilité montre que les réservoirs de cette région sont caractérisés par deux types de perméabilité :
 - Perméabilité primaire qui correspond à la perméabilité matricielle.
 - Perméabilité secondaire qui correspond à la perméabilité de fracturation.

La faible densité de fracture par unité suggère que le réseau de fracturation n'est probablement pas connecté à l'échelle du réservoir et que son impact sur les qualités réservoir et sur l'écoulement des fluides à l'échelle de la région pourrait être considéré comme négligeable.

Cependant, un impact local de la fracture est envisageable, cet impact local pourrait être contrôlé par la présence d'éléments subsismiques dans la région, pour cela il est nécessaire d'analyser les tests de puits pour mieux estimer le rôle des fractures dans l'écoulement des hydrocarbures dans les réservoirs.

Recommandations :

- Il faut affiner le modèle de faciès et l'extrapoler vers les autres zones du réservoir. Ce qui se traduirait par des économies sur le carottage et une diminution des risques de forage. Mais cette recommandation ne doit pas occulter la nécessité du carottage.
- De faire des modélisations 3D intégrées (structurale et sédimentologie) avec le logiciel Pétrel afin de construire un modèle de réservoir plus précis et plus proche de la réalité.
- De faire des interprétations structurales à partir de l'analyse de fracturations sur les carottes et logs d'imagerie afin de mieux caler le modèle structural et compléter l'interprétation sismique.
- D'implanter les futurs puits près des failles majeures qui peuvent être génératrices de couloir de fractures favorisant au maximum la productivité des réservoirs TAGI, emsien et siégenien par matrice et fracturation naturelle.
- Forer des nouveaux puits horizontaux pour recouper un maximum de fractures.
- Améliorer le débit de production en utilisant la technique de fracturation hydraulique.

Liste des Références

1. A. Boudjema, 1987, Evaluation structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie). Thèse de doctorat. Université Paris XI-Orsay et de Diffusion : SNED. Alger.
2. A. Chaouch, (1992). Genèse et mise en place des hydrocarbures dans les bassins de l'erg Oriental (Sahara Algérien) These University of Bordeaux, France.
3. Beicip Franlab ,Fractured reservoir characterization Modelling and simulation, November 2008.
4. S. Beuf, B. Biju-Duval, D. Charpal, R. Rognon, O. Gabriel, et A. Bennacef, 1971, Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuité. Évolution structurale d'un craton. Edition Technip.
5. BOOTE, D. R. D., et al; (1998). Palaeozoic petroleum systems of North Africa. In : D.S. MacGregor, R.T.J. Moody, D.D. Clark-Lowes (Eds.), Petroleum Geology of North Africa. Geol. Soc. Lond., Spec. Publ., 132, 7–68.
6. J. Fabre, (2005) Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines : La couverture phanérozoïque. Vol. 1, SNED, Alger, 422 p.
7. Naftogaz (2006). Imagerie du fond.
8. Plan de position du périmètre de recherche Bir Berkine (Bloc 404b et 403b) (Sonatrach, 2013)
9. R. Nelson, 2001. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, second edition. Gulf professional publishing.
10. R. Selly, 1988. Applied Sedimentology. Academic Press, London.
11. R. Tarek, 2010. Reservoir engineering handbook, Fourth edition. Gulf ProfessionalPublishing, Elsevier.
12. Schlumberger, 2008, rapport de carotte
13. Sonatrach, 2017 : rapport d'analyse sismique.
14. Sonatrach, 2017 : rapport de puit
15. WEC (2007), Well Evolution Conférence. Document SONATRACH/SCHLUMBERGER.