

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

**Méthodes d'étude des réservoirs pétroliers :
Cas des Quartzites de Hamra et Trias Argilo-Gréseux Inférieur du
champ de Bhiret Aissa**

Présenté par :

BENSEDDIK Mohammed Larbi

BERRI Mohammed Cherif

AHANNANI Alla Eddine

Soutenu publiquement le :

Devant le jury composé de :

Président :	DRAOUI A	M. C. A Univ. Ouargla
Promoteur :	ZATOUT Merzouk	M. C. B Univ. Ouargla
Examineur :	BENZINA M	M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

الملخص

شركة سوناطراك تبذل جهودا شاملة لتجديد احتياطات النفط والغاز في الجزائر. في "حوض" Amguid-Messaoud ، كل العقب Paleozoic و TAGI منتجة. هذه هي حالة خزانات Quartzites El Hamra و TAGI ، درست في هذا العمل المتواضع. أظهرت عدم تجانس كبير من وجهة نظر كل من الصخور البترولية والبتروفيزيائية. أنواع الطين التي تشكل الطور الملزم ، وكذلك الكسور الطبيعية هي الظواهر التي تتحكم (في أحسن الأحوال) في خصائص الخزان في هذه المنطقة. ويبدو أن هذه العوامل أن تكون حاسمة لتنفيذ الآبار تطور لاحق.

كلمات المفتاح:

خزان ، خصائص بتروفيزيائية ، توصيف الطين ، توزيع رأسي وأفقي.

RESUMÉ

L'entreprise SONATRACH déploie des efforts tous azimuts pour le renouvellement des réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Dans le « bassin » d'Amguid-Messaoud, tous les termes du paléozoïque et le TAGI sont productifs. C'est le cas des réservoirs de Quartzites de Hamra et du TAGI, étudiés dans ce modeste travail. Ils ont montré une hétérogénéité importante aussi bien du point de vue pétrographique que pétrophysique. Les types d'argile constituant la phase de liaison, ainsi que les fracturations naturelles sont les phénomènes qui contrôlent (au mieux) les propriétés réservoirs dans cette région. Ces facteurs semblent être déterminants pour l'implantation des puits de développement ultérieurs.

Mots-Clés :

Réservoir, Propriétés Pétrophysiques, Caractérisation des Argiles, Distribution Verticale et Horizontale.

ABSTRACT

SONATRACH is making an all-out effort to renew Algeria's hydrocarbon reserves. In the "basin" of Amguid-Messaoud, all Paleozoic terms and TAGI are productive. This is the case of the tanks of Quartzites Hamra and TAGI, studied in this modest work. They showed significant heterogeneity from both a petrographic and petrophysical point of view. The types of clay constituting the binding phase, as well as the natural fractures are the phenomena that control (at best) the reservoir properties in this region. These factors seem to be decisive for the implantation of the subsequent development wells.

Keywords:

Reservoir, Petrophysical Properties, Clay Characterization, Vertical and Horizontal Distribution.

Dédicace

Avec plein de joie, on dédie ce modeste travail à :

*Au DIEU de nous avoir donnée la force et la patience
aux quelle sens ces fabuleuses valeurs on n'aura puisé de
nouvelles force*

*Ceux qui ont été une source d'inspiration et de volonté,
et nos exemples de vie, nos parents pour leurs sacrifices et
encouragements durant toute période de nos études.*

Nos frères et nos sœurs et à toute la famille.

*Nos amis de filière Géologie Pétrolier qu'on a partagé
avec eux les meilleurs moments.*

*Ceux et celle qui ont contribués de près ou de lion à la
réalisation de ce mémoire.*

*Tous les enseignements de l'université d'Ouargla et
surtout les enseignants de la filière Géologie Pétrolier.*



REMERCIEMENTS



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

Nous remercions chaleureusement notre promoteur à MERZOUK Zatout , pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.

Également nous adressons un grand merci à ma cher amis ZOOUZOU Chemseddine, qui nous ont beaucoup aidés et conseils à réaliser ce travail dans des bonnes conditions.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de Géologie Pétrolier qui ont contribué à notre formation.

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

Http://mao520.yeah.net
Merci

SOMMAIRE

DEDICACES

Remerciements

Résumé

Liste des abréviations

Liste des figures

Introduction Générale 1

Chapitre I : Présentation du champ de BhiretAissa

I.1-Introduction..... 2

I.2-Cadre géographique de champ de BhiretAissa 3

I.3-Cadre géologique 3

I.4-Historique des travaux d’explorations réalisés 5

I.5-Stratigraphie du champ 6

I.5.1-Dépôts Mésozoïques 6

I.5.1.1- Sénonien Carbonaté 6

I.5.1.2- Sénonien Anhydritique 6

I.5.1.3- Sénonien salifère 6

I.5.1.4- Turonien 6

I.5.1.5- Cénomanién 6

I.5.1.6- Albien..... 6

I.5.1.7- Aptien..... 6

I.5.1.8- Barrémien..... 6

I.5.1.9- Néocomien 7

I.5.1.10- Malm 7

I.5.1.11- Dogger Argileux 7

I.5.1.12- Dogger Lagunaire 7

I.5.1.13- Lias Anhydritique	7
I.5.1.14-Lias Salifère	7
I.5.1.15- Horizon ‘ ‘ B ‘ ‘ (LD3)	7
I.5.1.16- Lias S1 + S2	7
I.5.1.17- Lias S3	7
I.5.1.18- Lias Argileux (G10).....	7
I.5.1.19- Trias S4	8
I.5.1.20- TriasArgileux (G30)	8
I.5.1.21- Trias Argilo-Gréseux Supérieure (TAGS).....	8
I.5.1.22- Trias Carbonaté.....	8
I.5.1.23- La série Andésitique	8
I.5.1.24- Trias Argilo-Gréseux Inférieure (TAGI)	8
I.5.2-Dépôts Paléozoïques	8
I.5.2 .1- Quartzites de Hamra	8
I.5.2 .2- Grés d’El – Atchane.....	8
I.5.2.3-Argiles d’El – Gassi	8
I.6-Tectonique du champ.....	10
I.6.1-Structuration du champ	10
I.6.1.1- La phase panafricaine tardive (Cambrien)	10
I.6.1.2- La phase Calédonienne (Cambro ordovicien)	10
I.6.1.3- La phase Hercynienne.....	10
I.6.2- Les déformations tectoniques	11
I.7-Aspect pétrolier	12
I.7.1-La roche mère	12
I.7.2-La roche couverture	12
I.7.3-Migration et piégeage des hydrocarbures	12
I.8- les problèmes d’exploitation.....	13
Conclusion	13

Chapitre II : Matérielles Et Méthodes

II.1- Introduction	14
II.2-Les paramètres pétrophysiques d'une roche réservoir	14
II.2.1- La porosité (Φ)	14
II.2.2- La perméabilité (K)	15
II.2.3- Volume d'argiles (Vsh)	16
II.2.4- Saturation en eau (Sw).....	17
II.2.4.1- Méthodes de calcul de la saturation en eau	17
II.3- Les logiciels utilisés	17
II.3.1- Logiciel Techlog.....	18
II.3.1.1-Présentation du Techlog	18
II.3.1.2-La base de données de Techlog « Techlog projet »	18
II.3.1.3-Importation de DATA	18
II.3.1.4-Outil Plateforme	18
II.3.2- Excel	19
II.3.3- Surfer 11	20
II.3.3.1- Présentation du Surfer 11	20
II.3.3.2- Méthode d'interpolation des cartes.....	20
Chapitre III : Résultats Et Discussion	
III.1- Introduction	21
III.2- Le réservoir Trias Argilo- Gréseux Inférieur	21
III.2.1-Evolution spatiale des épaisseurs du réservoir TAGI	21
III.2.2- Etude de la variation des paramètres pétrophysiques.....	21
III.2.2.1- Etude de la variation verticale de perméabilité (K)	21
III.2.2.2- Etude de la variation verticale de porosité (\emptyset).....	23
III.2.2.3- Etude de la variation verticale de saturations en huile(S h)	24
III.2.2.4- Etude la variation verticale de perméabilité(K)	24
III.2.2.5- Etude la variation verticale de porosité (\emptyset)	25

III.2.2.6- Etude de la variation verticale de saturations en huile(S h).....	25
III.2.3- Interprétation de la carte en isoperméabilité du réservoir TAGI	26
III.2.4- Interprétation de la carte en isoporosité du réservoir TAGI.....	28
III.3- Le réservoir du Quartzite El Hamra	29
III.3.1- Evolution spatiale des épaisseurs du réservoir QH	29
III.3.2- Etude de la variation des paramètres pétrophysiques.....	31
III.3.2.1- Etude la variation verticale de perméabilité(K)	31
III.3.2.2- Etude la variation verticale de porosité (\emptyset)	31
III.3.2.3- Etude de la variation verticale de saturations en eau(S w)	32
III.3.2.4- Etude la variation verticale de perméabilité(K)	32
III.3.2.5- Etude la variation verticale de porosité (\emptyset)	33
III.3.2.6- Etude de la variation verticale de saturations en huile(S h)	34
III.3.3- Interprétation de la carte en isoperméabilité du réservoir QH	34
III.3.4- Interprétation de la carte en isoporosité du réservoir QH	35
III.4- Corrélation entre les porosités et les perméabilités dans les réservoirs TAGI et QH ..	37
III.4.1- Réservoir de TAGI.....	37
III.4.2- Réservoir de QH.....	37
III.5- Etude et évaluation des propriétés pétro-physiques du réservoir du champs de BHIRET AISSA	38
III.5.1- Types d'argile	38
Conclusion.....	40
Conclusion générale	41

LISTE DES ABREVIATIONS

API: American petroleum Institute

BRA: Bhiret Aissa

BRA1: puits1 de Bhiret Aissa

Fig.: Figure

GEA: Grès d'El Atchane

GR: Gamma Ray

GR min: Valeur GR minimum du même banc

GR max: Valeur GR maximum du même banc

GR lue: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log

K : Perméabilité.

K : Potassium.

Ke : Perméabilité efficace.

Kr : Perméabilité relative.

md: Mili Darcy

N : Nombre d'échantillon

PED: production engineering division

Perm : perméabilité

PHIE : porosité

QH : Quartzites de Hamra

r : coefficient de corrélation

RFT : Test de formation.

RMA: Rhourde Mabrouka

RMZ : Rhourde Mouza

So: Saturation en huile.

SP : Potentiel spontané

SSP: Potentiel spontané statique.

Sw: saturation en eau.

TAGI : Trias Argilo-Gréseux Inférieure

TAGS: Trias Argilo-Gréseux Supérieure

TH : Thorium

Vcl: Volume d'argile.

Vp : Volume des pores.

V_s : Volume de l'échantillon sans sa porosité.

V_{sh} : Volume d'argile.

V_t : Volume totale.

Φ: porosité.

Φ_e : porosité efficace.

Φ_N: porosité neutronique.

Φ_s: porosité sonique.

Φ_t : porosité totale.

Δt_{log} : Temps de transition de la formation lu sur le log de densité.

Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice.

Δt_f : Temps de transition du fluide.

LISTE DES FIGURES

Fig. 1	- Situation de la structure de BhiretAissa une autre carte actuelle.....	03
Fig. 2	- Situation Géologique de la structure de BhiretAissa	04
Fig. 3	- Position des puits du périmètre deBhiretAissa	04
Fig. 4	- La colonne lithostratigraphique	09
Fig. 5	- Schéma structurale région Hassi Messaoud.....	10
Fig. 6	-la porosité.....	14
Fig. 7	- la perméabilité.....	15
Fig. 8	- la saturation.....	17
Fig.9	- carte en iso-paque du réservoir TAGI	22
Fig.10	- Histogramme de perméabilité verticale (Perm) de puits BRA06(TAGI)	23
Fig.11	- Histogramme de porosité verticale de puits BRA06(TAGI)	23
Fig.12	- Histogramme de saturation en huile verticale de puits BRA06(TAGI).....	24
Fig.13	- Histogramme de perméabilité verticale (Perm) de puits BRA08(TAGI)	24
Fig.14	- Histogramme de porosité verticale de puits BRA08(TAGI)	25
Fig.15	- Histogramme de saturation en huile verticale de puits BRA08(TAGI)	25
Fig.16	- carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI	27
Fig.17	- carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI	28
Fig.18	- carte en iso-paque du réservoir QH	30
Fig.19	- Histogramme de perméabilité verticale de puits BRAN-1(QH).....	31
Fig.20	- Histogramme de porosité verticale de puits BRAN-1(QH).....	32
Fig.21	- Histogramme de verticale saturation en eau de puits BRAN-1QH	32
Fig.22	- Histogramme de perméabilité verticale (Perm) de puits BRA08(QH).....	33
Fig.23	- Histogramme de porosité verticale de puits BRA08(QH)	33
Fig.24	- Histogramme de saturation en huile verticale de puits BRA08(QH)	34
Fig.25	- carte en iso-perméabilité du réservoir QH.....	35

Fig.26 - carte en iso-porosité du réservoir QH	36
Fig.27 - Variation de la porosité en fonction de la perméabilité du réservoir TAGI,QH	37
Fig.28 - Cross-plot thorium/potassium (Schlumberger référence) puits BRA8.....	39

Résumé

L'entreprise SONATRACH déploie des efforts tous azimuts pour le renouvellement des réserves en hydrocarbures de l'Algérie. Dans le « bassin » d'Amguid-Messaoud, tous les termes du paléozoïque et le TAGI sont productifs. C'est le cas des réservoirs de Quartzites de Hamra et du TAGI, étudiés dans ce modeste travail. Ils ont montré une hétérogénéité importante aussi bien du point de vue pétrographique que pétrophysique. Les types d'argile constituant la phase de liaison, ainsi que les fracturations naturelles sont les phénomènes qui contrôlent (au mieux) les propriétés réservoirs dans cette région. Ces facteurs semblent être déterminants pour l'implantation des puits de développement ultérieurs.

Mots-clés : Réservoir, Propriétés Pétrophysiques, Caractérisation des Argiles, Distribution Verticale et Horizontale.

ملخص

شركة سوناطراك تبذل جهودا شاملة لتجديد احتياطات النفط والغاز في الجزائر. في "حوض" Amguid-Messaoud ، كل العقب TAGI و Paleozoic منتجة. هذه هي حالة خزانات Quartzites El Hamra و TAGI ، درست في هذا العمل المتواضع. أظهروا عدم تجانس كبير من وجهة نظر كل من الصخور البترولية والبتروفيزيائية. أنواع الطين التي تشكل الطور الملزم ، وكذلك الكسور الطبيعية هي الظواهر التي تتحكم (في أحسن الأحوال) في خصائص الخزان في هذه المنطقة. ويبدو أن هذه العوامل أن تكون حاسمة لتنفيذ الآبار تطور لاحق.

الكلمات الرئيسية : خزان ، خصائص بتروفيزيائية ، توصيف الطين ، توزيع عمودي وأفقي.

ABSTRACT

SONATRACH is making an all-out effort to renew Algeria's hydrocarbon reserves. In the "basin" of Amguid-Messaoud, all Paleozoic terms and TAGI are productive. This is the case of the tanks of Quartzites Hamra and TAGI, studied in this modest work. They showed significant heterogeneity from both a petrographic and petrophysical point of view. The types of clay constituting the binding phase, as well as the natural fractures are the phenomena that control (at best) the reservoir properties in this region. These factors seem to be decisive for the implantation of the subsequent development wells.

Keywords: Reservoir, Petrophysical Properties, Clay Characterization, Vertical and Horizontal Distribution.



Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Les hydrocarbures ont joué et continuent de jouer un rôle prépondérant dans le financement du développement national, ils représentent une source très importante d'énergie dans l'industrie, c'est pour cela qu'il faut prendre en considération le bon fonctionnement des champs d'hydrocarbures.

Dans le cadre de la mise à jour des réserves pétrolières de l'Algérie, l'entreprise Sonatrach déploie des efforts tous azimuts pour le renouvellement de ses réserves. Dans le « bassin » d'Amguid-Messaoud, tous les termes du paléozoïque et le TAGI en sont productifs. C'est le cas du champ de Bhiret Aissa étudié dans la présente étude. En effet, pour étudier les réservoirs Quartzites de Hamra, Grès d'El Atchanes et le TAGI; les données des propriétés pétrophysiques et les types des argiles de cimentation ont été utilisées comme un exemple pour proposer une méthode d'étude d'un réservoir pétrolier. Il s'agit d'une caractérisation géologique, pétrographique et pétrophysique des réservoirs.

Les données utilisées sont celles reportées dans le rapport final de mudlogging, de rapport de fin de sondage du géologue, les loggings disponibles et les résultats de production. Après avoir choisi les puits à utiliser, une étude de la variation des tous les paramètres a été effectuée. Ensuite une discussion a été faite pour interpréter les relations bilatérales entre la pétrographie et la pétrophysique.

Dans le présent travail un aperçu sur la géologie du champ de Bhiret Aissa est présenté dans le premier chapitre.

Le deuxième chapitre contient les matériels et méthodes utilisé dans cette étude ainsi que les paramétrés pétro-physique.

Le troisième chapitre traite les résultats a la base des donnés utilisé, et voici la discussion ainsi que la corrélation entre les deux réservoirs (QH et TAGI).

Enfin, on termine notre travail par une conclusion et une recommandation.



CHAPITRE I :
Présentation Du Champ
De BHIRET AISSA

I.1- Introduction

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

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

I.2-Situation géographique de champ de BhiretAissa

Le gisement de Bhiret Aissa est situé à 17Km du gisement de Rhourde El Baguel, à 107 km, au nord-est de Hassi Messaoud, et au nord-ouest du bassin de Berkine, il s'étend sur une superficie de 239.80 Km² (Figure01).(Rapport interne Sonatrach)

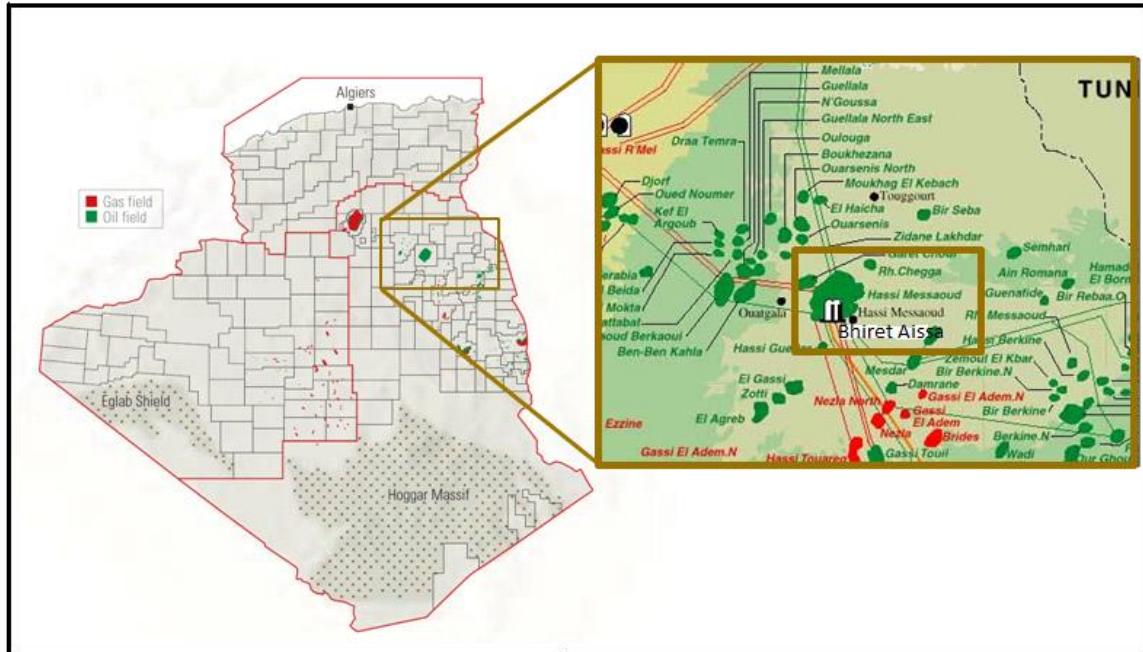


Fig.1 : Situation de la structure de Bhiret Aissa une autre carte actuelle (WEC 2007)

I.3- Cadre géologique

Le gisement de Bhiret Aissa (BRA) est situé dans le bloc 427, chevauchant sur le bloc 424b. Sa structure est complexe, elle est composée d'un système de blocs compartimenté en horsts et grabens. La faible densité des puits (nombre de puits) augmente l'incertitude au toit des réservoirs Triasique et Ordovicien, ainsi que la présence d'éventuelles failles secondaires. Référence Rapport de fin de sondage (rapport technique interne sonatrach inédit, 2015).

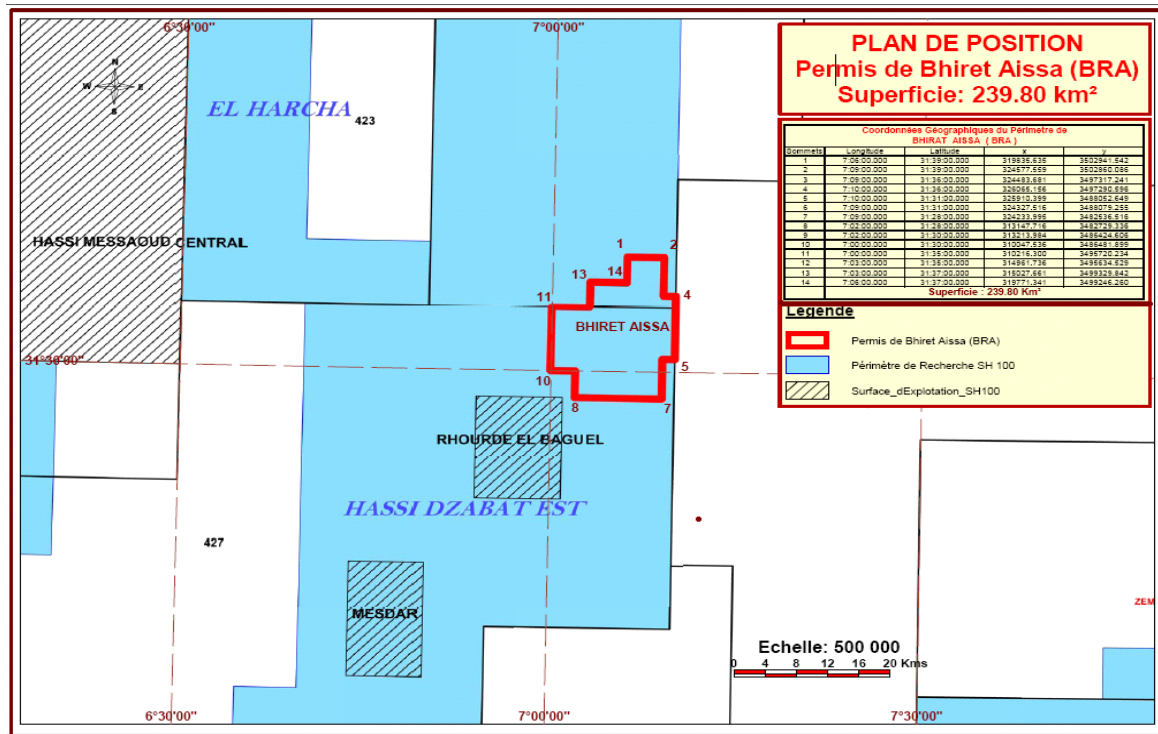


Fig.2: Situation Géologique de la structure de Bhiret Aissa (Rapport interne Sonatrach)

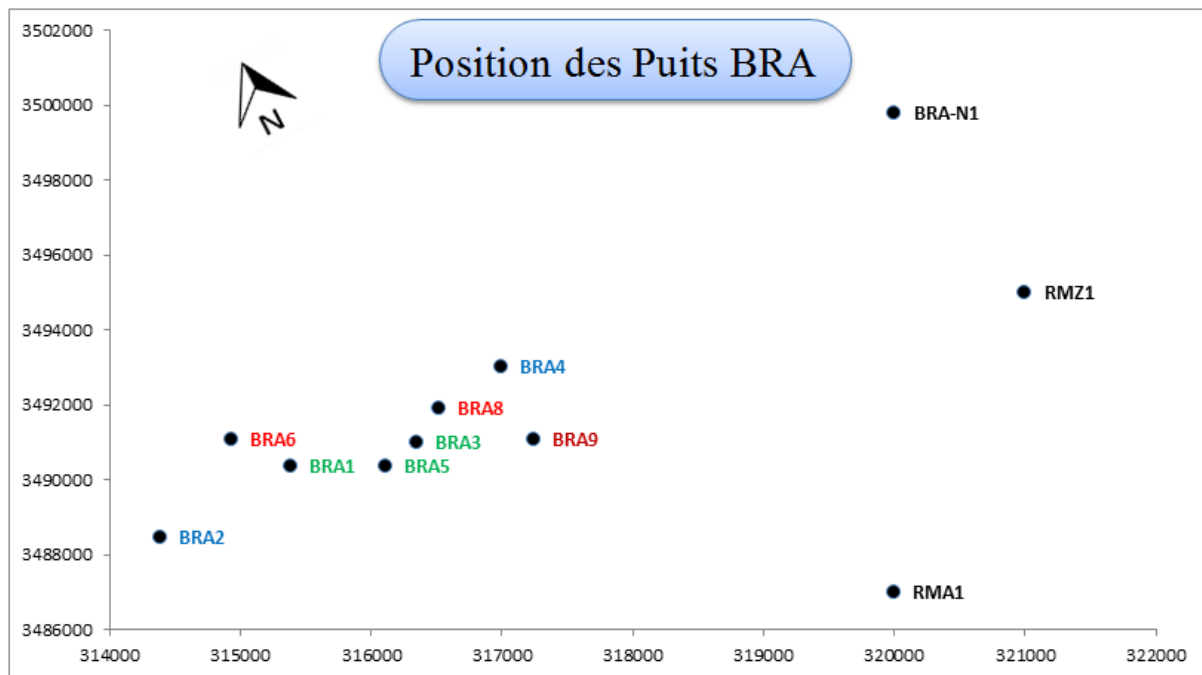


Fig.3 : Position des puits du périmètre de Bhiret Aissa

I.4-Historique des travaux d'explorations réalisés

C'est en 2003 que Sonatrach a découvert le gisement de BRA par le forage d'exploration BRA1. Ce forage vertical a atteint 3995 m de profondeur, il a été testé dans les réservoirs TAGI et QH simultanément avec un débit de 29m³/h.

L'objectif de ce forage d'exploration du secteur Nord Est de Hassi Messaoud est de reconnaître la structure, et le potentiel des réservoirs Trias Argilo- Gréseux, les Quartzites de Hamra, et le Cambrien Ri, ainsi que d'éventuels contacts.(Rapport interne Sonatrach)

Le forage BRA1 a pénétré

- 26.1m dans le TAGI
- 56.2 m dans les Quartzites de Hamra (QH).
- 29.6 m dans les Grès d'El Atchane (GEA).
- 40.7 m dans le Ri.
- 61.1 m dans le Ra.

Après le puits de découverte BRA1, un programme de 2 forages de délinéation a été établi, avec les objectifs suivants

- La définition de la géométrie des réservoirs TAGI et les Quartzites de Hamra,
- La présence d'hydrocarbures.
- L'évaluation des réserves en place.

Les puits de délinéation ont été implantés à la même période entre 2005 et 2007.

- Le puits BRA-2 foré du 08/03/2005 au 26/05/2005 ce forage vertical atteint 4 055 m.
- Le puits BRA-3 foré du 27/04/2007 au 23/07/2007 ce forage vertical atteint 3 993 m.

Par la suite des puits ont été établis pour la production

- Le puits BRA-4 foré en 2013.
- Le puits BRA5, BRA-6 et BRA8 forés en 2014.
- Le BRA-7 puits non foré (décision PED).
- Le puits BRA 9 foré en 2015.

Toutes les quantités de l'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région.

Les activités principales de la région sont

- La production de l'huile.
- La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift).

I.5-Stratigraphie du champ

La colonne sédimentaire est constituée principalement des séries Paléozoïque (Cambrien et Ordovicien), Mésozoïque qui repose en discordance sur les sédiments du Paléozoïque et qui est subdivisé en 3 séries (Triasique, jurassique, et Crétacés).

I.5.1-Dépôts Mésozoïques

I.5.1.1-Sénonien Carbonaté

Alternances de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonatée. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.

I.5.1.2-Sénonien Anhydritique

Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalations irrégulières d'anhydrite.

I.5.1.3-Sénonien salifère

Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.

I.5.1.4-Turonien

Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris vert, légèrement carbonaté.

I.5.1.5-Cénomanién

Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.

I.5.1.6-Albien

Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.

I.5.1.7-Aptien

Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, micro cristalline, dure.

I.5.1.8-Barrémien

Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

I.5.1.9-Néocomien

Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

I.5.1.10-Malm

Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite.

I.5.1.11-Dogger Argileux

Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico –carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.

I.5.1.12-Dogger Lagunaire

Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.

I.5.1.13-Lias Anhydritique

Anhydrite massive blanche avec des passées d'argile gris et gris vert à indurée, dolomitique et niveaux de dolomie grise.

I.5.1.14-Lias Salifère

Sel massif blanc à translucide avec passées d'argile grise à gris vert tendre, de la dolomie gris beige microcristalline dure et d'anhydrite blanche.

I.5.1.15-Horizon ‘ B ‘ (LD3)

Calcaire gris argileux avec intercalations d'argile gris clair.

I.5.1.16-Lias S1 + S2

Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brune – rouge plastique.

I.5.1.17-Lias S3

Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.

I.5.1.18-Lias Argileux (G10)

Argile brun rouge, gris à gris verdâtre, pâteuse salifère avec passées de sel blanc translucide.

I.5.1.19-Trias S4

Sel massif blanc à translucide avec passées d'argile brun rouge.

I.5.1.20-Trias Argileux (G30)

Argile brun rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.

I.5.1.21-Trias Argilo-Gréseux Supérieure (TAGS)

Alternance de Grés moyen et d'argiles brun rouge, silteuse

I.5.1.22-Trias Carbonaté

Alternance de dolomie blanche et gris cristalline et d'argile brun rouge légèrement silteuse,

I.5.1.23-La série Andésitique

Roches éruptives gris – brun et gris – vert, intercalé d'argile brune – rouge à brune et de gris blanc fin à très fin.

I.5.1.24-Trias Argilo-Gréseux Inférieure (TAGI)

Grés gris blanc fin à moyen, dur, compact, silico-argileux micacé légèrement dolomitique avec passées d'argiles grise.

I.5.2 -Dépôts Paléozoïques

La surface de discordance peut être marquée par la présence d'argile micro conglomératiques, ce sont des argiles noire, indurée, micacée avec traces de quartz subarrondi, translucide.

I.5.2 .1-Quartzites de Hamra

Grés gris – clair à gris –blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur. Passées d'argile –noir indurée silteuse.

I.5.2 .2-Grés d'El – Atchane

Grés gris –blanc, fin à moyen silico – quartzitiques localement glauconieux, intercalé d'argile grise indurée, silteuse.

I.5.2.3-Argiles d'El – Gassi

Argile grise à gris – foncé, induré, silteuse, micacée. (Rapport interne Sonatrach)

		AGES	Lithologie	Ep	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
MESOZOIQUE	Cén	MIO - PLOCENE		160	sable silico-carbonaté	
	CRÉTACE	SENONIEN	Carbonaté		65	Calcaire dolomitique, passées anhydrites
			Anhydritique		200	Dolomie, anhydrite et calcaire blanc
			Salifère		70	Sel massif avec passées argiles dolomitiques
		TURONIEN		116	Calcaire avec passées d'argiles à la base	
		OMANIEN		110	Anhydrite, dolomie parfois argileuse	
		ALBIEN		280	Grès argileux à silico-argileux	
		APTIEN		32	Dolomie calcaire avec passées de marnes	
		BARREMIEN		260	Grès, argile silto-sableuse et dolomie	
	NEOCOMIEN		330	Argile carbonatée avec passées de grès		
	JURASSIQUE	MALM			230	Argile silteuse, grès argileux et anhydrite
		DOGGER	Argileux		130	Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
			Lagunaire		210	Anhydrite, passées d'argile et dolomie
		LIAS	Anhydritique		260	Anhydrite passées d'argile dolomitique
			Salifère		80	Sel massif, anhydrite, passées d'argile
			Horizon B		30	Calcaire argileux, argile et anhydrite
			LS1 + LS2		320	Sel massif avec passées d'argiles
			LS3		290	Sel massif, anhydrite, passées d'argile
		Argileux		180	Argile, grès argileux et anhydrite	
		TRIAS	S4			100
	Argileux			70	Argile silteuse à passées de sel	
	TAGS			50	Altérence de grès fins et d'argiles	
	Carbonaté			50	Argile carbonatée, dolomie et marnes	
	Andésite			0-120	Roches éruptives à passées d'argile	
	TAGI			25	Grès fin à grossier à intercallations d'argiles	
	CAMBRIAN	Quartzites Hamra			75	Grès silico-argileux à quartzitique
		Grès d'El Atchane			50	Grès glauconieux, passées d'argile
		Argiles d'El Gassi			120	Argile à passées de grès
		Zone Des Alternances			23	Alternance d'argile et grès.
		Ri			40	Grès Isométriques avec pyrite et lignite
Ra			100	Grès anisométrique avec joints d'argile		
R2			100	Grès microconglomératique		
R3			370	Grès grossier, conglomératique		
INFRA-CAMBRIAN			45	Grès Argileux rouge		
SOCLE			-	Granite porphyroïde rose		

Fig.4 : La colonne lithostratigraphique, (Rapport interne Sonatrach)

I.6-Tectonique du champ

I.6.1-Structuration du champ

I.6.1.1-La phase panafricaine tardive (Cambrien)

A initié une tectonique cassante qui a engendré un réseau de faille relativement dense de direction NE SW et NW SE.

I.6.1.2-La phase Calédonienne (Cambro ordovicien)

Elle a donné naissance à des linéaments et des failles normales d'orientation Nord-Sud.

I.6.1.3-La phase Hercynienne

Est responsable de la structuration et de l'évolution géologique des édifices structuraux, elle a joué aussi un rôle prépondérant dans la fracturation (failles de direction globale NW-SE)

Au cours de la phase autrichienne, les zones subsidentes ont subi une inversion structurale et il y'a eu surrection des structures locales, comme celles de Rhourde El Baguel, Mesdar et Damrane. (Rapport interne Sonatrach)

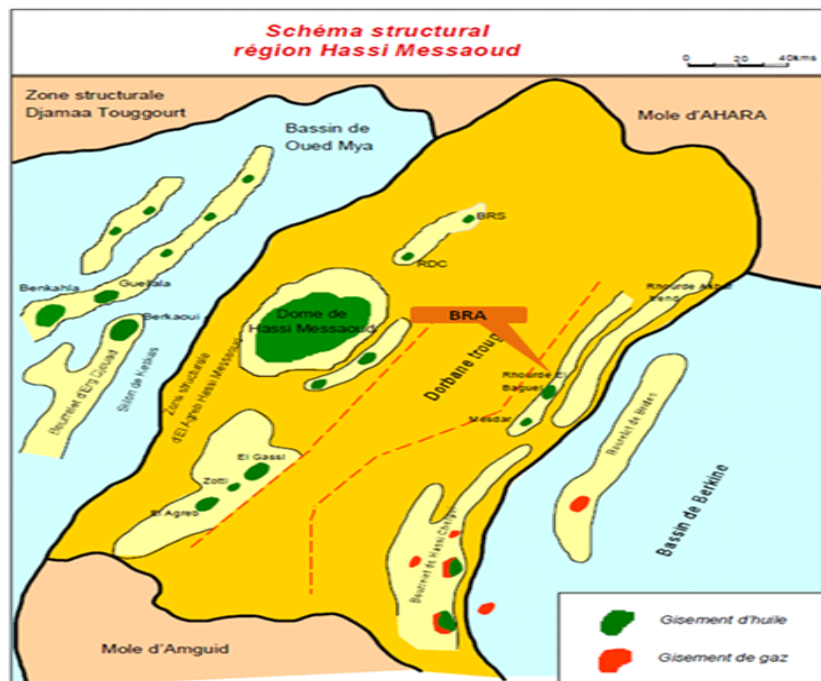


Fig.5 : Schéma structurale région Hassi Messaoud, (Rapport interne Sonatrach)

La structure de Bhiret Aissa (BRA) est complexe, elle est composée d'un système de blocs compartimenté en horsts et grabens.

Les résultats de l'interprétation de la nouvelle sismique 3D de la structure de Bhiret Aissa montrent l'extension de trois structures très proches, d'extension Nord Est – Sud-Ouest jalonnées de part et d'autre par des accidents de même direction

La structure de Rhourde Mabrouka (RMA) est située au sud-est de la structure haute de Bhiret Aissa (BRA), elle représente un anticlinal allongé de direction NE-SW, s'appuyant contre une faille de la même direction.

La structure de Rhourde Mouza (RMZ) est située au Nord Est du gisement de Bhiret Aissa (BRA), dans cette zone complexe se dessine un ensemble de structures indépendantes rarement associées, définissant des structures allongées Nord-Est Sud-Ouest

I.6.2-Les déformations tectoniques

A Bhiret Aissa il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins. Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches tel que

- Les brèches elles correspondent au remplissage d'espaces vides créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés Généralement un puits caractérisé par une forte densité de brèches est faillé ou situé à proximité d'une faille (MASSA ,1971), Cas de puits **BRA8**.
- Les fissures elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles.
- Les stylolithes ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre. Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes. Cas de puits **BRA8** (Rapport interne Sonatrach)

I.7-Aspect pétrolier

I.7.1-La roche mère

Silurien Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m. La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident. Actuellement, on peut dire qu'après la dis-migration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

I.7.2-La roche couverture

La couverture des réservoirs de trias est assurée par l'épanchement des roches éruptives, elle constitue une barrière pour le déplacement des hydrocarbures.

I.7.3-Migration et piégeage des hydrocarbures

Les différentes études géochimiques et géodynamiques dans les bassins de la plateforme saharienne ont conduit à des explications sur la genèse, l'expulsion et la migration des hydrocarbures de la roche mère constituée par les argiles noires du Silurien vers les différentes accumulations et réservoirs d'hydrocarbures.

La richesse des argiles siluriennes en matière organique et la géodynamique qu'a connu le bassin de Oued Mya à savoir la forte subsidence qu'a connu ce dernier durant la phase hercynienne, ont constitué en grande partie des conditions favorables et majeures à la maturation de la matière organique, à la genèse des hydrocarbures ainsi qu'à leur expulsion du bassin de Oued Mya vers les différentes accumulations d'huile situées sur l'axe Amguid-El Biod-Hassi Messaoud où se trouvent alignées sur un trend Nord-Sud toutes les structures. Ceci renforce l'hypothèse d'une migration d'huile sur une longue distance suivant cette orientation.

Plusieurs arguments militent en faveur de cette hypothèse à commencer par la position structurale favorable de cet axe méridionale Nord – Sud qui est associé à une importante densité d'accidents et de réseaux de failles le long de cette direction. Ces accidents sont bien les voies de migration des hydrocarbures de la roche mère silurienne vers les différents réservoirs. (Rapport interne Sonatrach)

I.8- les problèmes d'exploitation

Le champ de BRA pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement. Ces problèmes font réduire la production ; pour les éliminer, il faut des procédés et des opérations spéciales dans certains cas. Ces opérations consomment beaucoup d'investissement (d'argent), qui fait diminuer le prix de revient au point de vue économique.

Conclusion

Le gisement de Bhiret Aissa se localise au nord-est de Hassi Messaoud et au nord-ouest du bassin de Berkine.

Les réservoirs paléozoïque et mésozoïque représentent l'horizon de la présence des hydrocarbures. Ce réservoir a fait l'objet de plusieurs subdivisions. Ces subdivisions ont été effectuées sur la base de l'étude sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie).

C'est en 2003 que Sonatrach a découvert le gisement de BRA par le forage d'exploration BRA1.



CHAPITRE II :
Matériels Et Méthodes

II- Matériel et méthodes

II.1- Introduction

En géologie pétrolière, chaque couche réservoir, en plus de ses propriétés pétrographiques, comme la granulométrie et le volume et le type d'argile ; elle doit être caractérisée aussi par les propriétés cardinales d'un réservoir pétrolier qui sont : la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides que renferme sa porosité. Ces propriétés pétrophysiques sont encore appelées propriétés réservoirs. Elles seront développées ci-après.

II.2-Les paramètres pétrophysiques d'une roche réservoir

II.2.1- La porosité (Φ)

A/ Notion de la porosité (Φ)

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Elle est exprimée en % par rapport au volume totale de la roche. Dans l'interprétation de la diagraphie, deux définitions différentes de la porosité sont utilisées :

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

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

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

Où le V_{sh} est volume des argiles.

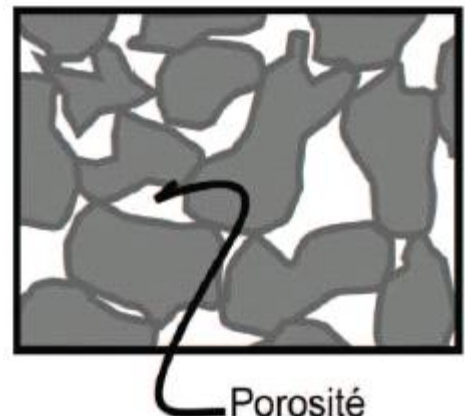


Fig.6 : la porosité

B/ Méthodes de mesures et de calcul de la porosité (Φ)

➤ Méthodes directes

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

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} \cdot 100 (\%)$$

- V_t : volume total de l'échantillon ;

- V_s : volume solide de l'échantillon ;

- V_p : volume des pores.

➤ Méthodes indirectes

Ce sont les méthodes diagraphiques comme :

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

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

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

Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice, ex. $\Delta t_{calcaire} = 156 \mu s/m$ ($\mu s/m$) ; Δt_f : Temps de transition du fluide, ex. $\Delta t_{huile} = 755 \mu s/m$ ($\mu s/m$).

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

II.2.2- La perméabilité (K)

A/ Notion de perméabilité (K)

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

$$K = Q \frac{\mu}{S} \cdot \frac{\Delta_x}{\Delta_p}$$

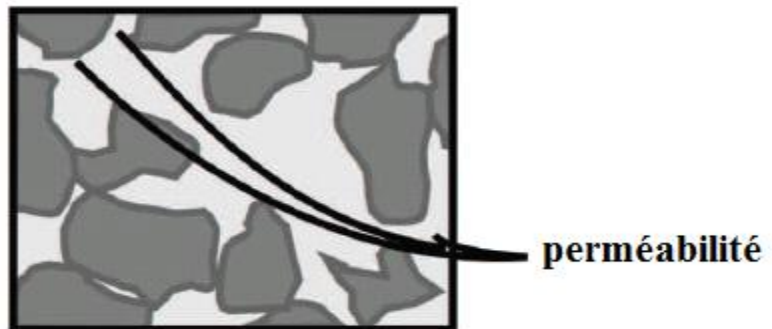


Fig. 7 : La perméabilité

-la perméabilité relative (K_r);

-la perméabilité efficace (K_e) ;

-la perméabilité absolue ou intrinsèque (K) ;

B/ Méthodes de mesures de la perméabilité (K)**➤ Méthodes directes**

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

➤ Méthodes indirectes

A/ D'après les essais de puits au cours de forage.

B/ En utilisant les données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et autres.

II.2.3- Volume d'argiles (Vsh)

C'est le pourcentage volumique d'argile dans la roche.

A/ Méthodes de calcul de l'argilosité

Le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$\mathbf{V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]}$$

A noter :

-**GR_{lue}** : Valeur GR du banc donné lue directement sur le log (IAP) ;

-**GR_{min}** : Valeur GR minimum du même banc (IAP),

-**GR_{max}** : Valeur GR maximum du même banc (IAP).

Pour les puits anciens, l'argilosité peut être également déterminée à l'aide des réponses de la courbe de Potentiel Spontané (SP), en utilisant la relation ci-après :

$$\mathbf{V_{shale} = 1 - [PSP / SSP]}$$

SP : Potentiel spontané pseudo statique (Valeur maximum du SP);

SSP : Potentiel spontané statique.

II.2.4- Saturation en eau (S_w)

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

I.4.1- Méthodes de calcul de la saturation en eau

Deux principales sont utilisées :

A/ Méthode du rapport de résistivité : (loi d'Archi)

C'est une combinaison de la porosité et des résistivités de la formation avec la précision de la tortuosité et la compaction de la lithologie.

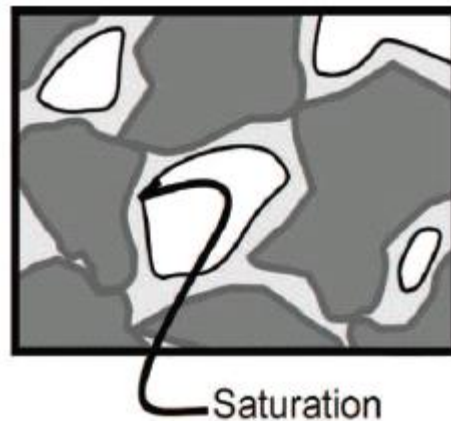


Fig.8 : la saturation

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

II.3- Les logiciels utilisés

Le traitement de données statistiques manuellement est difficile ou pratiquement impossible dans certains cas, vu le nombre de données. Ceci exige l'utilisation de l'outil informatique pour toutes les étapes de l'étude statistique depuis élaboration des fichiers jusqu'à la cartographie et visualisation des résultats. Plusieurs logiciels ont été utilisés pour cette étude.

II.3.1- Logiciel Techlog

II.3.1.1-Présentation du Techlog

Est un logiciel de géosciences pour l'interprétation géologique des diagraphies conçu par la société TECHSIA et développé après par la société SCHLUMBERGER. C'est un outil qui permet une exploitation différente et optimisée des informations contenues dans les enregistrements diagraphiques.

Il est doté d'une structure permettant ainsi d'utiliser plusieurs applications de traitement appelées couramment "modules", ces derniers sont reliés entre eux, et constituent ainsi une chaîne de traitement de manière à avoir les données d'un module comme résultats du précédent.

Sa base de données constitue une banque de données où sont stockés tous les résultats des puits interprétés.

Le logiciel Techlog comporte plusieurs outils de mesure et d'interprétation qui sont :

- Carotte
- Diagraphie
- Géologie
- Forage
- Réservoir
- Géophysique

II.3.1.2-La base de données de Techlog « Techlog projet »

La base de données de Techlog est la façon d'organiser un groupe de puits dans un projet.

II.3.1.3-Importation de DATA

On peut charger plusieurs types de données selon leur formats tels que LAS, DLIS, LIS, ASCII, CSV et XML.

II.3.1.4-Outil Plateforme

Cet outil comporte deux ensembles de modules qui sont Techdata et Techplot.

- **Techdata** : Ses principaux modules sont :
 - **Editeur des données** : Feuille de calcul et édition des données.
 - **Editeur des zones** : Découpage du réservoir.

- **Outil de réchantillonnage :** Harmonisation le taux d'échantillonnage entre les différents ensembles de données.

➤ **Techplot**

- **Log View :** c'est la principale interface pour afficher les données numériques sous forme de courbes appelées "Log". On peut afficher plusieurs logs de différents puits dans la même fenêtre.
- **Cross plot :** Une fois le log composite est affiché l'utilisation du cross plot module est possible afin de visualiser graphiquement les rapports entre les données, soit en échelle linéaire ou logarithmique selon le choix de l'utilisateur.

Ce module fournit non seulement la fonction de régression mais également la possibilité de travailler par zone ceci après le découpage du réservoir, et par la suite il suffit de sélectionner les zones à intérêt afin d'avoir leur cross plot.

- **Histogramme :** c'est un outil de l'analyse statistique de la distribution d'une variable.
- **Multi-puits :** pour aider l'utilisateur à gérer et interpréter plusieurs puits a la fois, Techlog dispose du Multi-puits module ce dernier met a sa disposition plusieurs modules qui facilitent la tache de traitement, de corrélation et d'interprétation de ces puits.

II.3.2- Excel

Ce logiciel qui est un tableau a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des fichiers des données. Les fichiers des données des paramètres pétrophysiques de tout le réservoir et des unités de réservoir Cambrien séparément, de Gassi El Agreb ont été faits ou préalable à l'aide de ce logiciel. En générale, il a été utilisé pour certains calculs est aussi pour qu'ils soient bien adapté à tout traitement statique.

II.3.3- Surfer 11

II.3.3.1- Présentation du Surfer 11

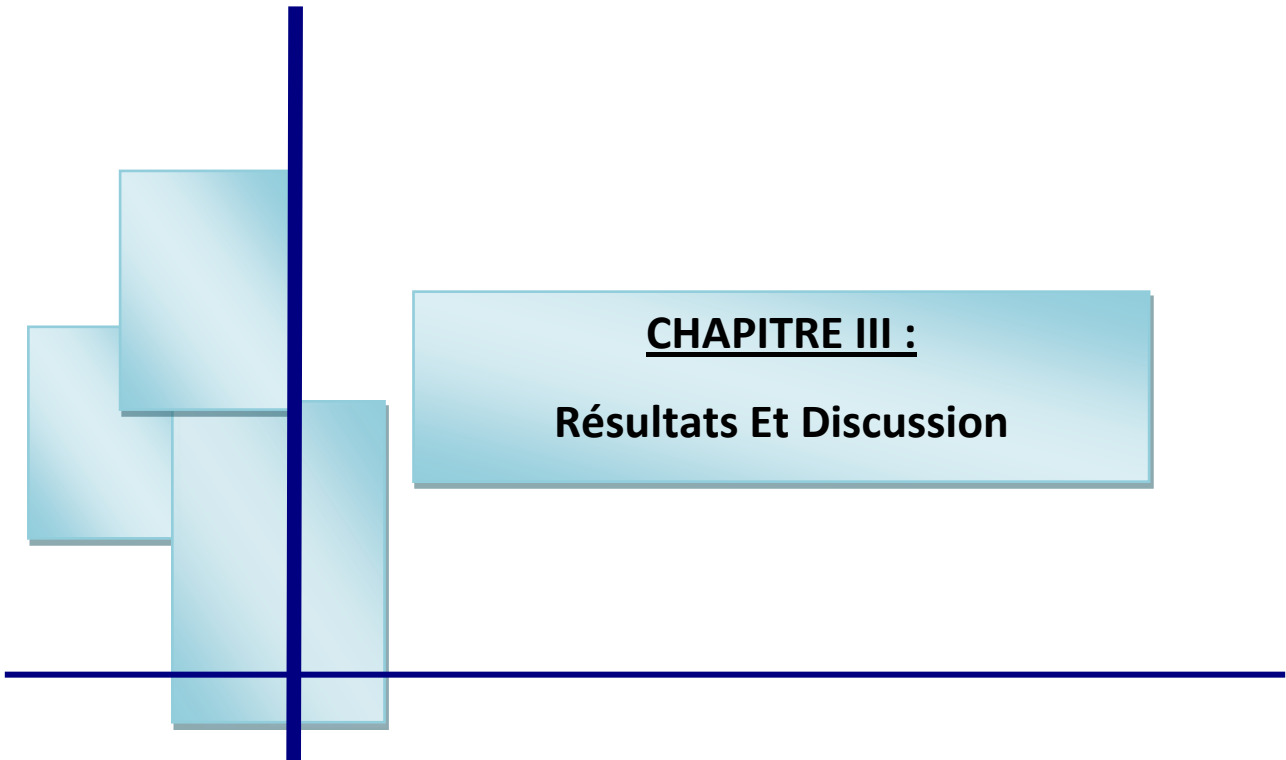
C'est un logiciel de multiple utilisation, il a été utilisé pour des cartes d'isovaleurs, la visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique des paramètres pétrophysiques de chaque drain.

Le principe De Surfer est le suivant : le logiciel permet de créer des Grilles qui vont interpoler les données irrégulières de nos points x , y , z afin de les ordonner. C'est à partir de ces grilles que l'on pourra créer plusieurs types de cartes : Base map, contour map, 3D surface, vecteur et bien d'autres.

II.3.3.2- Méthode d'interpolation des cartes

Le "minimum curvature" ou la courbure minimale est largement utilisée dans les sciences de la terre. La surface interpolée générée par la courbure minimale est analogue à une plaque mince, linéairement élastique passant par chacune des valeurs de données avec un minimum de flexion. Courbure minimum génère la surface la plus lisse possible tout en essayant d'honorer vos données aussi étroitement que possible. Cependant, la courbure minimale n'est pas un interpolateur exact. Cela signifie que vos données ne sont pas toujours respectées.

Courbure minimale produit une grille en appliquant de façon répétée une équation sur la grille dans le but de lisser la grille. Chaque passage sur la grille est compté comme une itération. Les valeurs de nœud de grille sont recalculées jusqu'à ce que les modifications successives des valeurs soient inférieures à la valeur Maximum Residuals ou que le nombre maximal d'itérations soit atteint (champ Itération maximale). (Briggs, I, 1974).



CHAPITRE III :
Résultats Et Discussion

III- Résultats et discussion

III.1- Introduction

Le traitement des données des puits étudiés a consisté en l'établissement des cartes en isobathes, cartes en isopaques, cartes en isoparamètre pétrographique et pétrophysiques, d'une part. D'autre part, l'analyse de sa variation verticale a été bordée avec les histogrammes des paramètres pétrographiques et pétrophysiques. Les résultats obtenus sont présentés pour chaque réservoir, à savoir le Trias Argilo-Gréseux Inférieur et les Quartzites de Hamra.

III.2- Le réservoir Trias Argilo- Gréseux Inférieur

Le réservoir TAGI est peu épais par rapport au réservoir QH, ce qui empêche toute caractérisation précise. En effet ce niveau participe que très faiblement à l'accumulation des réserves en hydrocarbures.

III.2.1-Evolution spatiale des épaisseurs du réservoir TAGI

La carte en isopaques du réservoir TAGI (Fig. 9) montre des épaisseurs élevées dans la partie NW de la structure et qui diminuent progressivement en allant vers le SW. L'épaisseur la plus élevée dans la partie NW a été enregistrée en valeur 65m. Les épaisseurs minimales sont rencontrées dans la partie SW avec des valeurs de 0 à 5m, avec un gradient de variation plus ou moins élevé.

III.2.2- Etude de la variation des paramètres pétrophysiques

L'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI a été effectuée à l'aide des histogrammes de fréquences relatives.

III.2.2.1- Etude de la variation verticale de perméabilité (K)

Le traitement de 203 échantillons sur le réservoir TAGI montre une distribution unimodale (Fig.7). La classe la plus dominante comprise entre 0,01 et 1 présente 48,76%. Les valeurs des classes très faibles et faibles présentent des fréquences 61,59% et 34,97% et la classe médiocre et moyenne présente 6,89%.

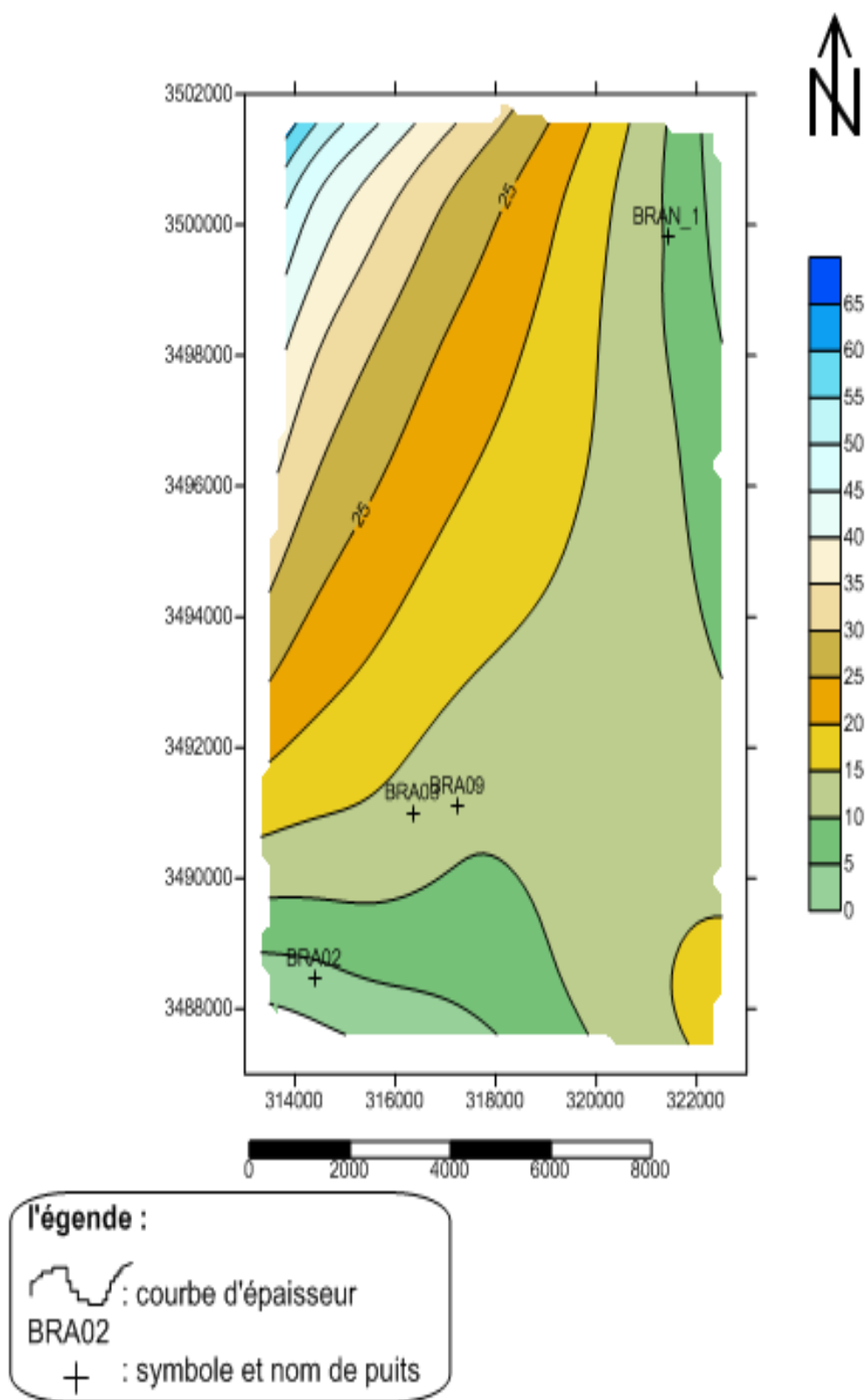


Fig.9 : Carte isopaches du TAGI.

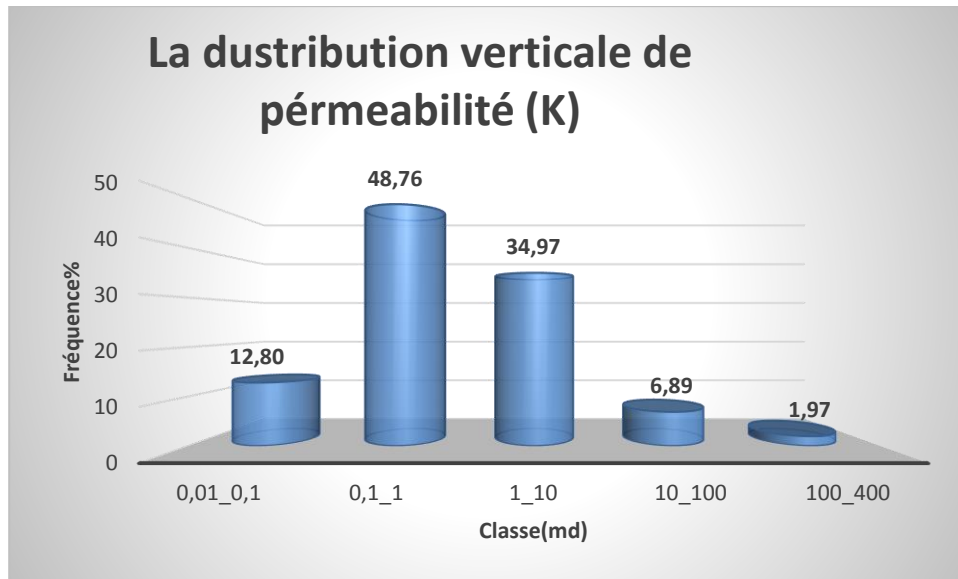


Fig .10 : Histogramme de perméabilité verticale (Perm) de puits BRA06(TAGI)

III.2.2.2- Etude de la variation verticale de porosité (\emptyset)

Le traitement de 203 échantillons montre une distribution uni modale (Fig.8). La classe la plus fréquente comprise entre 6 et 8 qui présente 41,37%. Les valeurs des classes très faibles et faibles présentent des fréquences 5,91%, et la classe médiocre et moyenne présente 18,22%.

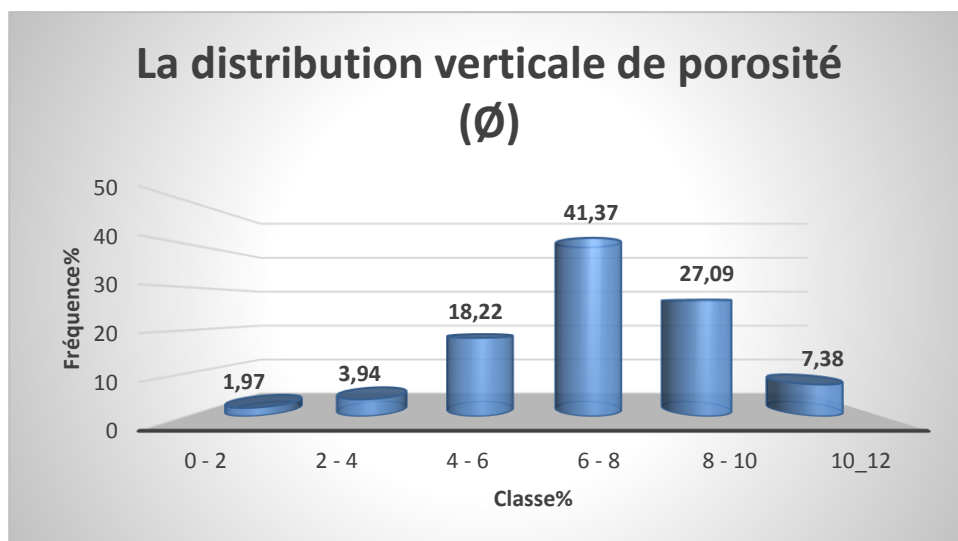


Fig.11 : Histogramme de porosité verticale de puits BRA06(TAGI)

III.2.2.3- Etude de la variation verticale de saturations en huile(S h)

Le traitement de 203 échantillons montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente compris entre 0 et 10 qui présente 45,45%, Les valeurs des classes très faibles et faible présentent des fréquences 9,09%, et la classe médiocre et moyenne présentent 13,54%.

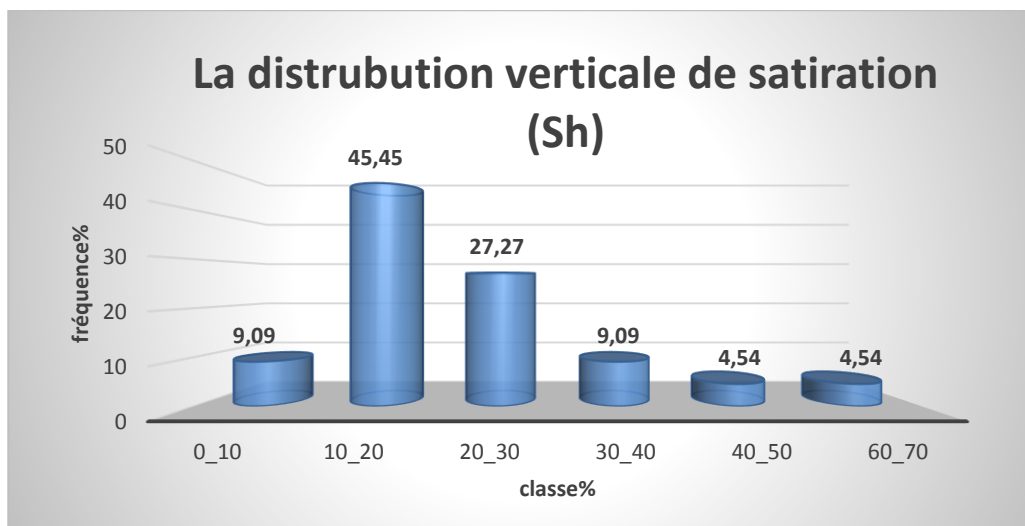


Fig.12 : Histogramme de saturation en huile verticale de puits BRA06(TAGI)

III.2.2.4- Etude la variation verticale de perméabilité(K)

Le traitement de 18 échantillons sur le puits BRA08 de réservoir TAGI montre une distribution uni modale.

La classe la plus dominant et très faible compris entre 0,01 et 1 présent 38,88%, et la classe médiocre et moyenne présentent 33,33%.

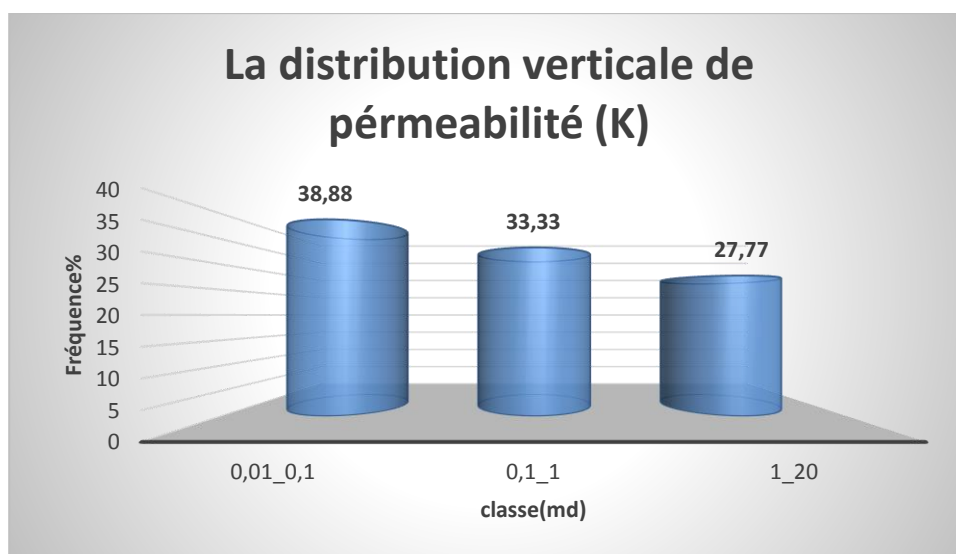


Fig.13 : Histogramme de perméabilité verticale (Perm) de puits BRA08(TAGI)

III.2.2.5- Etude la variation verticale de porosité (\emptyset)

Le traitement de 18 échantillons dans le puits BRA08 de réservoir TAGI montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente compris entre 6 et 8 qui présentent 50%, et les valeurs des classes très faibles et faible présentent des fréquences 27,77%.

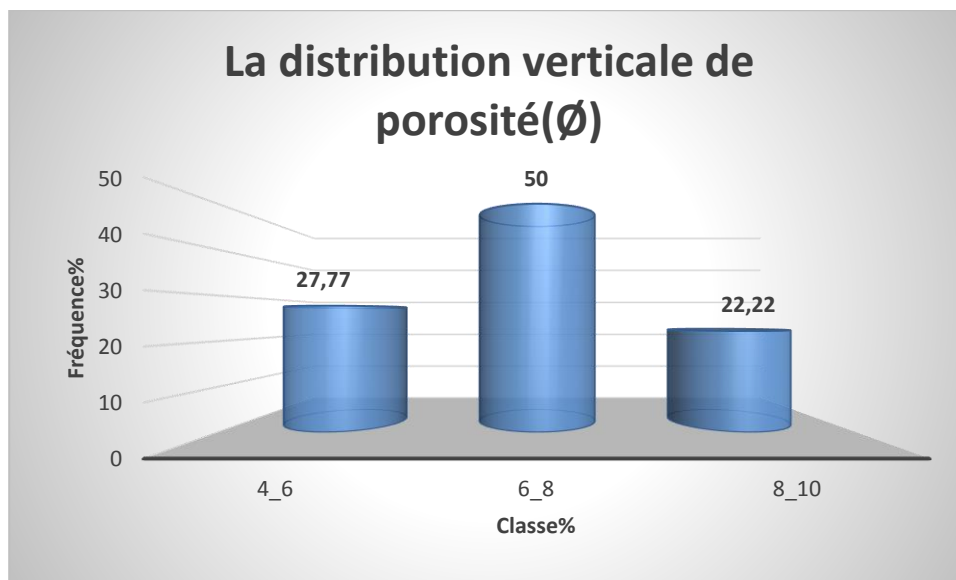


Fig.14 : Histogramme de porosité verticale de puits BRA08(TAGI)

III.2.2.6- Etude de la variation verticale de saturations en huile (S h)

Le traitement de 18 échantillons dans le puits BRA08 de réservoir TAGI montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente compris entre 0 et 40 qui présente 55,55%, et la classe médiocre et moyenne présentent 16,66% .

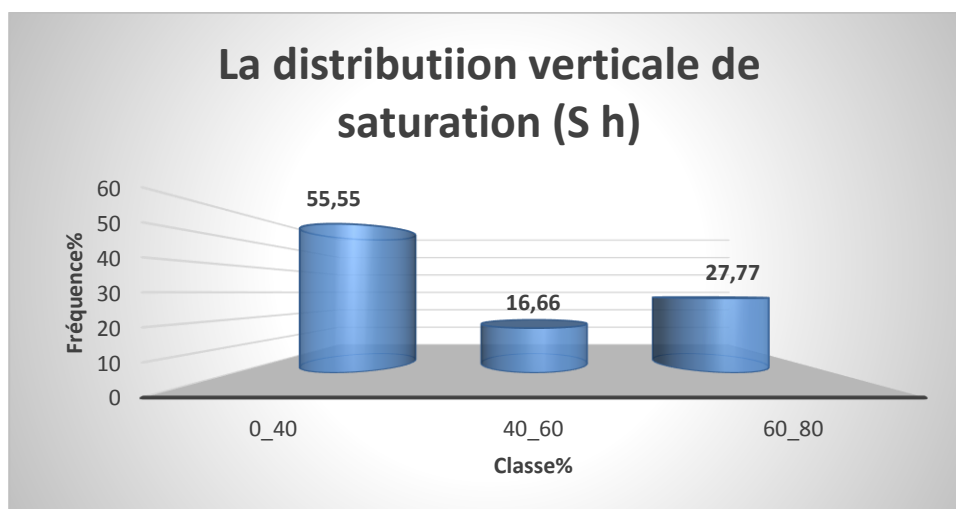


Fig.15 : Histogramme de saturation en huile verticale de puits BRA08(TAGI)

III.2.3- Interprétation de la carte en isoperméabilité du réservoir TAGI

La carte en isoperméabilité du réservoir TAGI montre des valeurs élevées dans la partie NE de la carte et qui diminuent progressivement en allant vers le Sud.

La carte en isoperméabilité montre des valeurs faibles qui ne dépassent pas (3,2md) le maximum valeur et la plus importante a été alentour de puits BRAN-1, et l'autre partie de la carte montre des valeurs moins importantes. la valeur minimale se trouve au tour de puits BRA08 (0,2md).

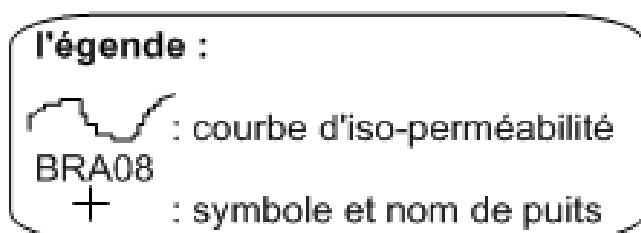
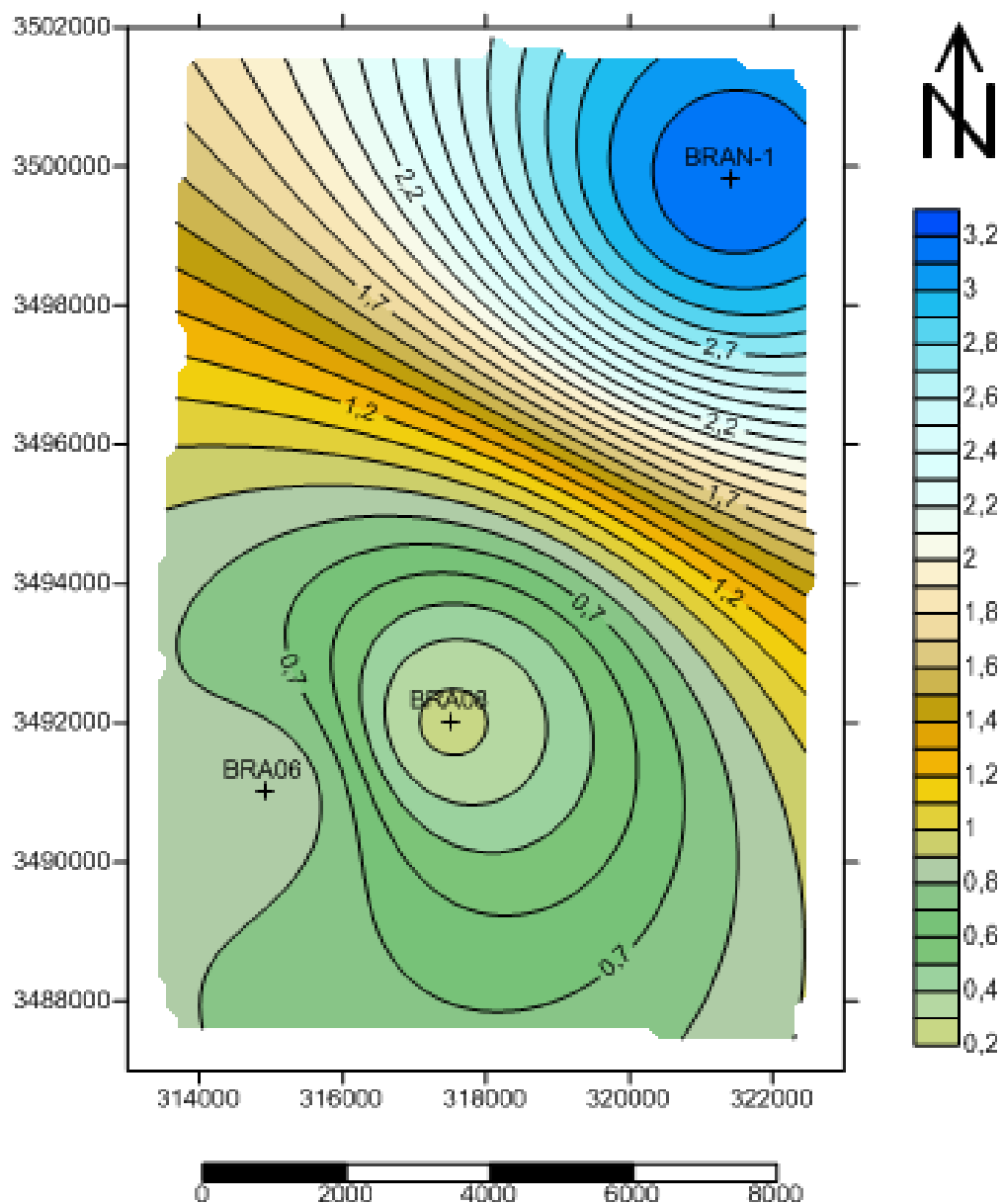


Fig.16 : carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI

III.2.4- Interprétation de la carte en isoporosité du réservoir TAGI

La carte en isoporosité du réservoir TAGI montre des valeurs faibles, ou la maximum ne dépasse pas 7,25% est enregistré au puits BRA06, la distribution de ces valeurs montre un accroissement de SW vers le NE.

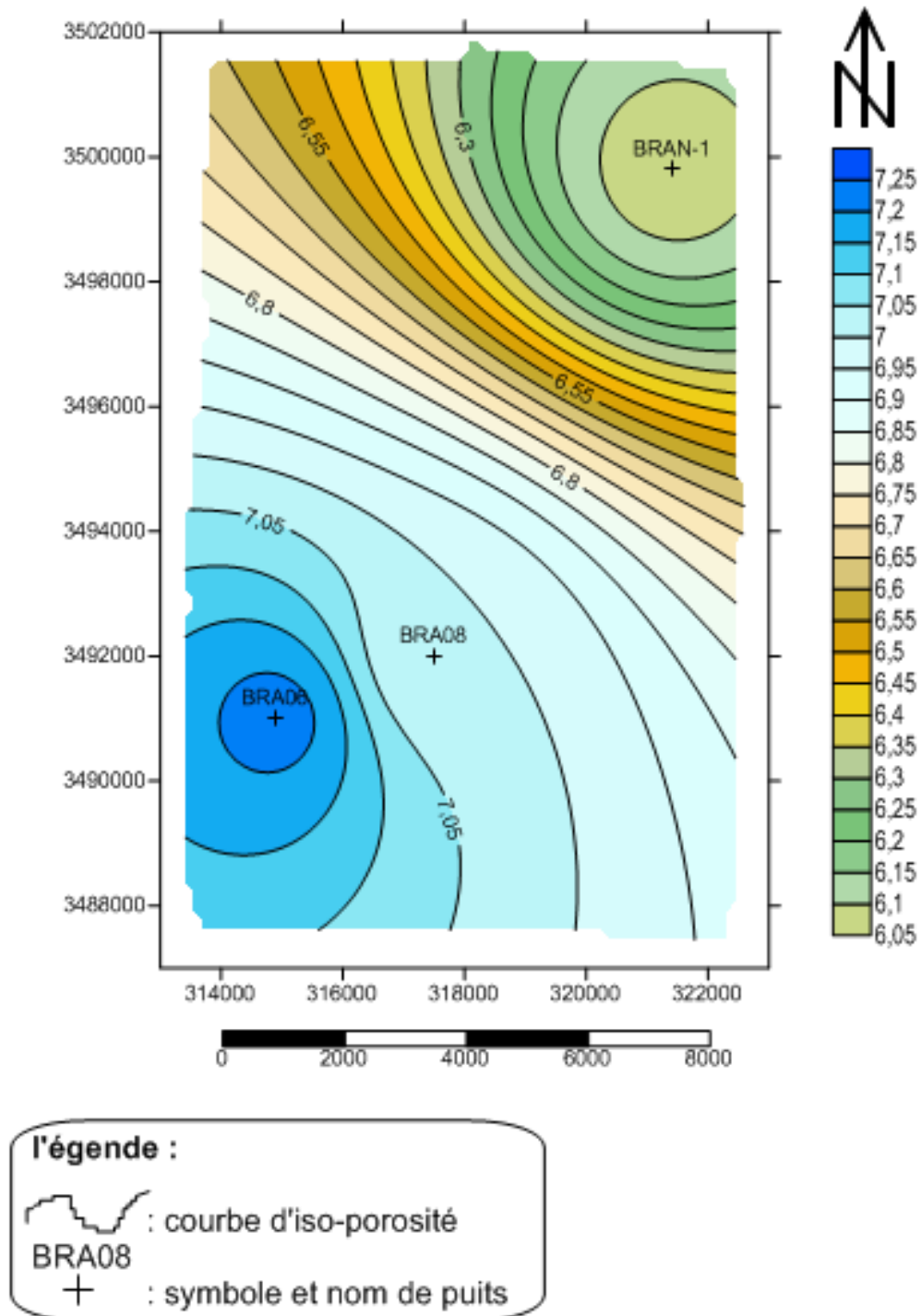


Fig.17 : carte en iso-porosité du réservoir TAGI

III.3- Le réservoir du Quartzite El Hamra

Le réservoir du QH est plus épais par rapport au TAGI et touché par l'érosion hercynienne.

III.3.1- Evolution spatiale des épaisseurs du réservoir QH

La carte en isopaque du réservoir QH montre des épaisseurs élevées dans la partie NW de la structure et qui diminuent progressivement en allant vers le SE. (Figure 18).

L'épaisseur la plus élevée dans la partie NW a été enregistrée en valeur 260m.

Les épaisseurs minimales sont rencontrées dans la partie SE avec des valeurs de 10 à 20m, avec un gradient de variation plus ou moins élevé.

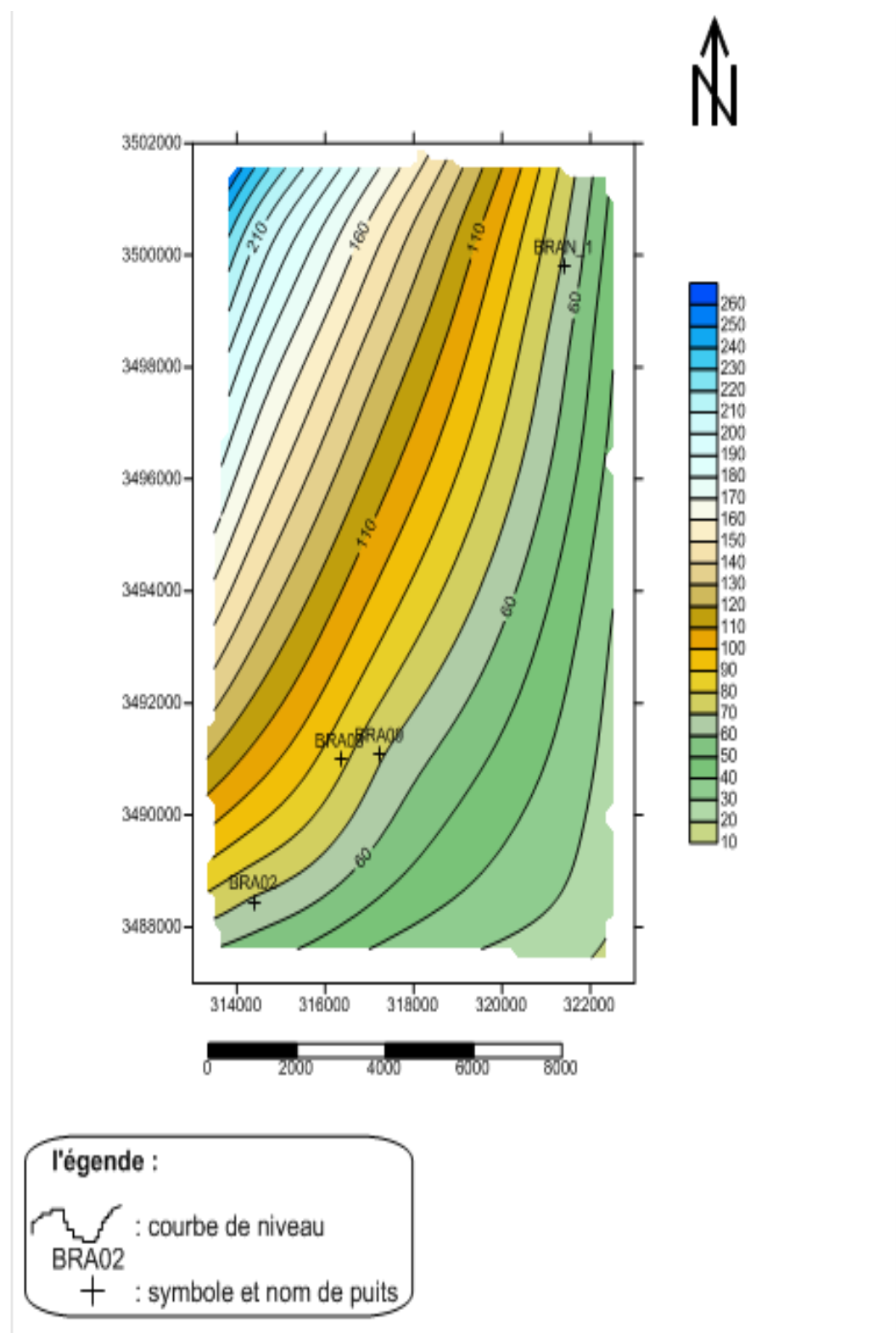


Fig.18 : carte isopaque du réservoir QH

III.3.2- Etude de la variation des paramètres pétrophysiques

L'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques du réservoir QH a été effectuée à l'aide des histogrammes de fréquences relatives.

III.3.2.1- Etude la variation verticale de perméabilité(K)

Le traitement de 28 échantillons sur le réservoir Quartzites de Hamra montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente compris entre 0,01 et 0,1 qui présente 67,85%, Les valeurs des classes médiocre et moyenne présentent 32,13% .

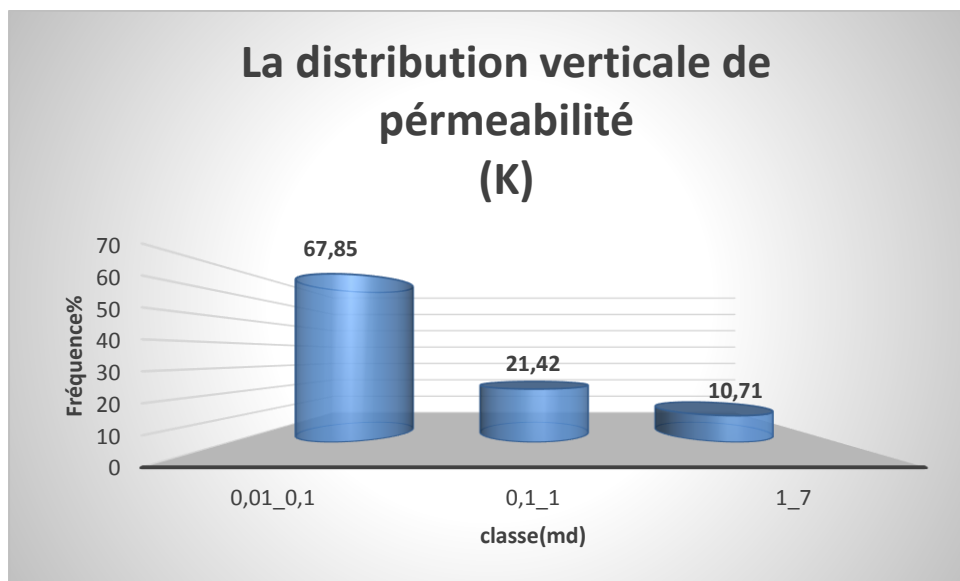


Fig.19 : Histogramme de perméabilité verticale de puits BRAN-1(QH)

III.3.2.2- Etude la variation verticale de porosité (Ø)

Le traitement de 28 échantillons sur le réservoir Quartzites de Hamra montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente compris entre 6et 8 qui présente 35,71%, Les valeurs des classes médiocre et moyenne présentent 35,71%.

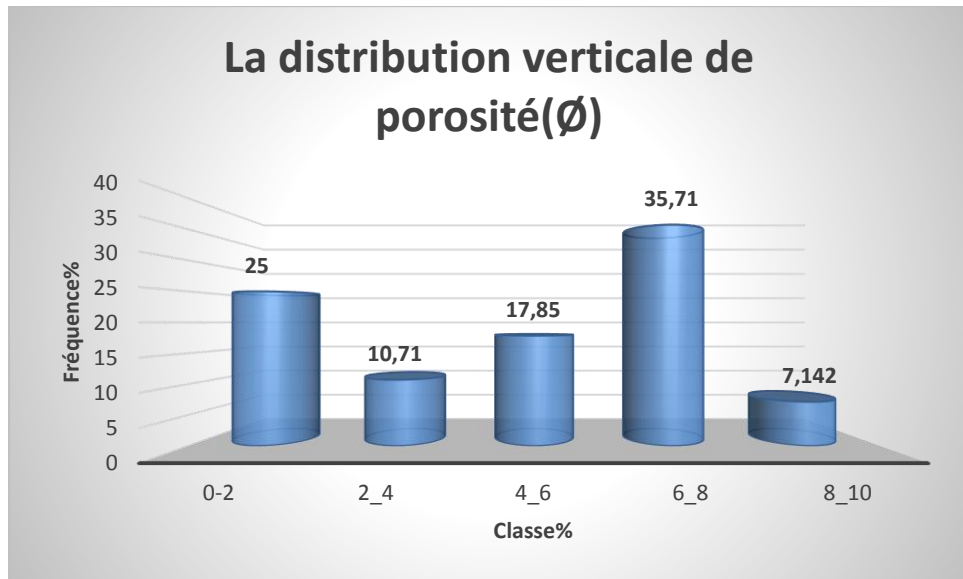


Fig.20 : Histogramme de porosité verticale de puits BRAN-1(QH)

III.3.2.3- Etude de la variation verticale de saturations en eau (S_w)

Le traitement de 28 échantillons sur le réservoir montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente comprise entre 20 et 40 qui présente 51,85%, Les valeurs des classes médiocre et moyenne présentent 22 ;22% .

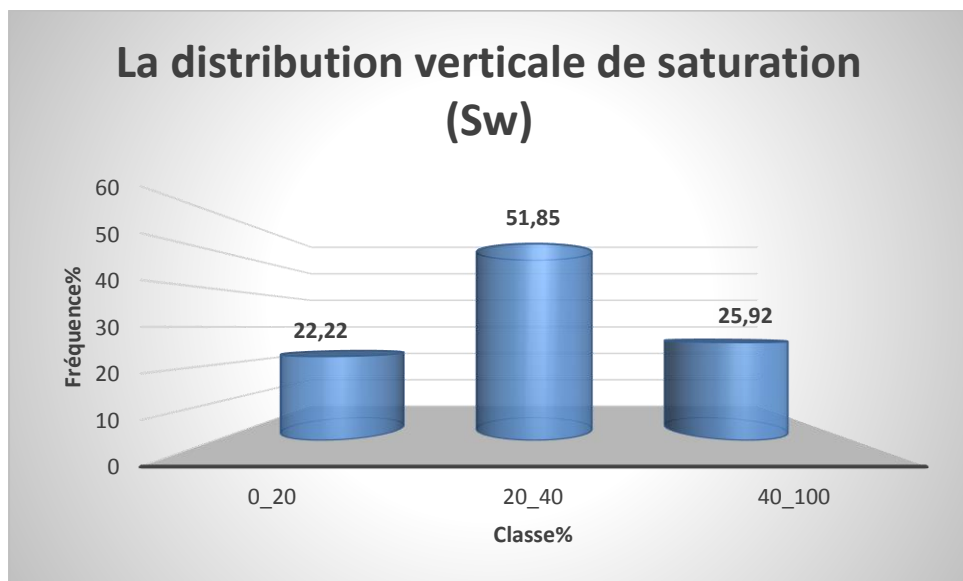


Fig.21 : Histogramme de saturation verticale en eau de puits BRAN-1QH

III.3.2.4- Etude la variation verticale de perméabilité (K)

Le traitement de 39 échantillons sur le puits BRA08 de réservoir QH montre une distribution uni modale.

La classe la plus dominant compris entre 0,01 et 1 présent 46,15%, et la classe très faible et faible présentent 23,07%.

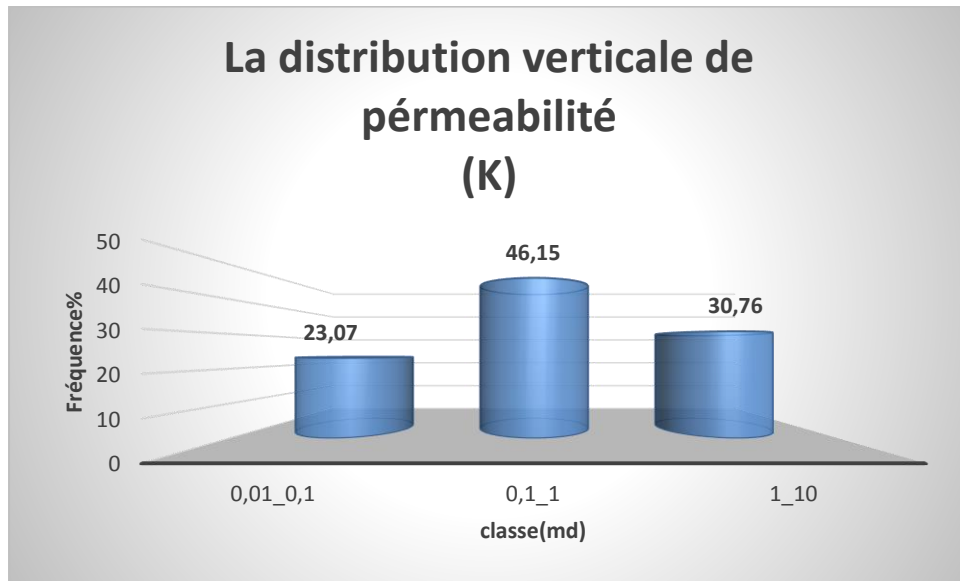


Fig.22 : Histogramme de perméabilité verticale (Perm) de puits BRA08(QH)

III.3.2.5- Etude la variation verticale de porosité (\emptyset)

Le traitement de 39 échantillons dans le puits BRA08 de réservoir QH montre une distribution uni modale.

La classe la plus fréquente compris entre 6 et 8 qui présente 41,02%, les valeurs des classes très faibles et faible présentent des fréquences 17,94%.

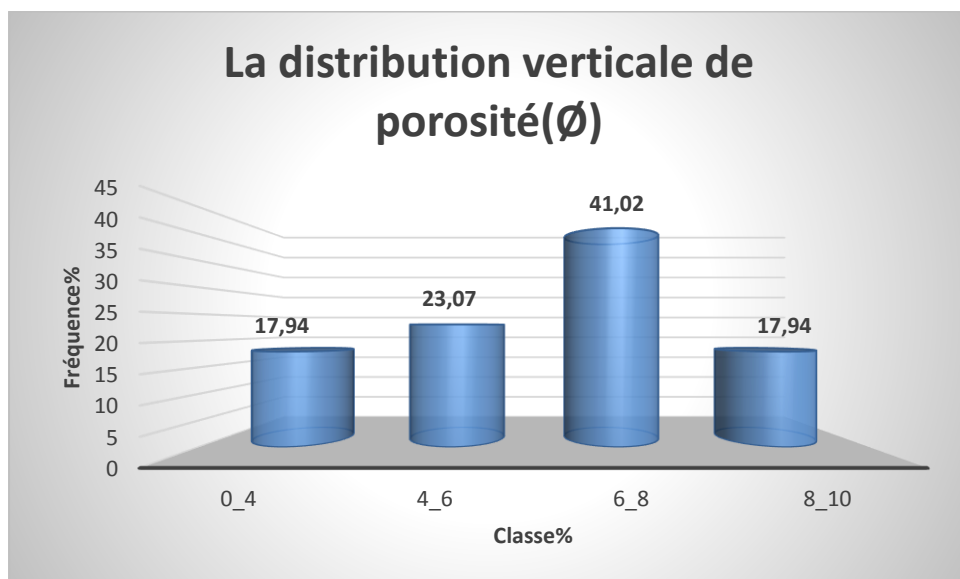


Fig.23 : Histogramme de porosité verticale de puits BRA08(QH)

III.3.2.6- Etude de la variation verticale de saturations en huile(S h)

Le traitement de 39 échantillons sur le puits BRA08 de réservoir QH montre une distribution uni modale.

La classe la plus dominant et très faible compris entre 0 et 10 présent 43,58%, et les valeurs des deux classes médiocres et moyennes présentent 56,40 %.

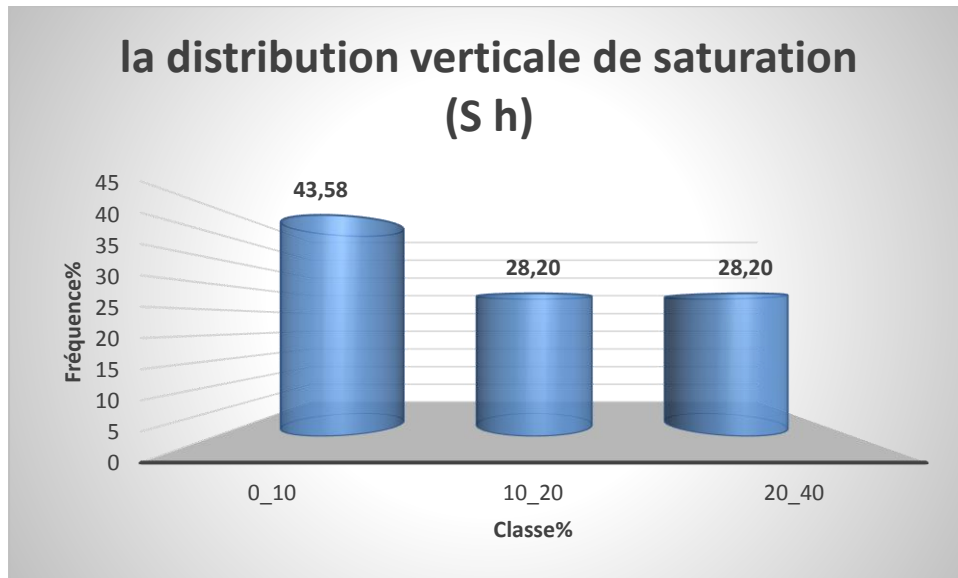


Fig.24 : Histogramme de saturation en huile verticale de puits BRA08(QH)

III.3.3- Interprétation de la carte en isoperméabilité du réservoir QH

La carte en isoperméabilité montre des valeurs très faibles qui ne dépassent pas (0,42md) le maximum valeur a été alentour de puits BRA08, et l'autre partie de la carte montre des valeurs moins importantes. la valeur minimale se trouve au tour de puits BRAN-1 (0,04md).

D'autre part on observe une distribution aléatoire des valeurs de perméabilités.

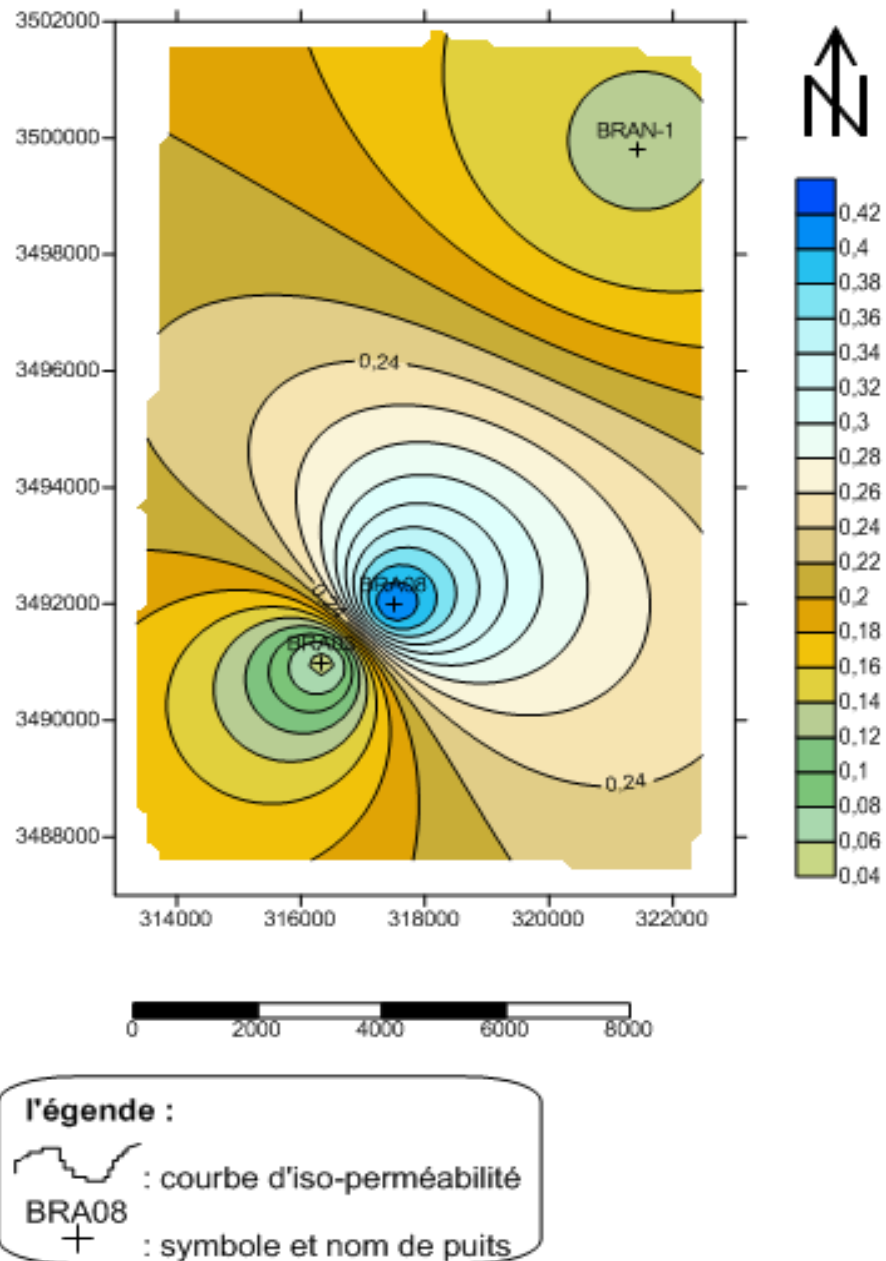


Fig.25 : carte en iso-perméabilité du réservoir QH

III.3.4- Interprétation de la carte en isoporosité du réservoir QH

La carte en isoporosité du réservoir QH montre des valeurs faibles, ou la maximum ne dépasse pas 8% est enregistré au puits BRA03, la distribution de ces valeurs montre un accroissement de SW vres le NE .

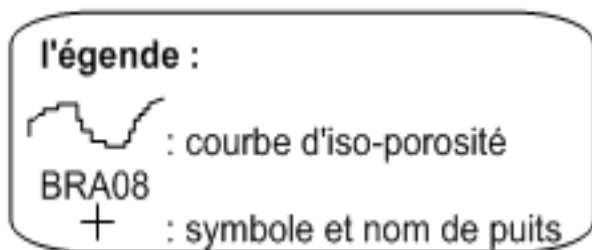
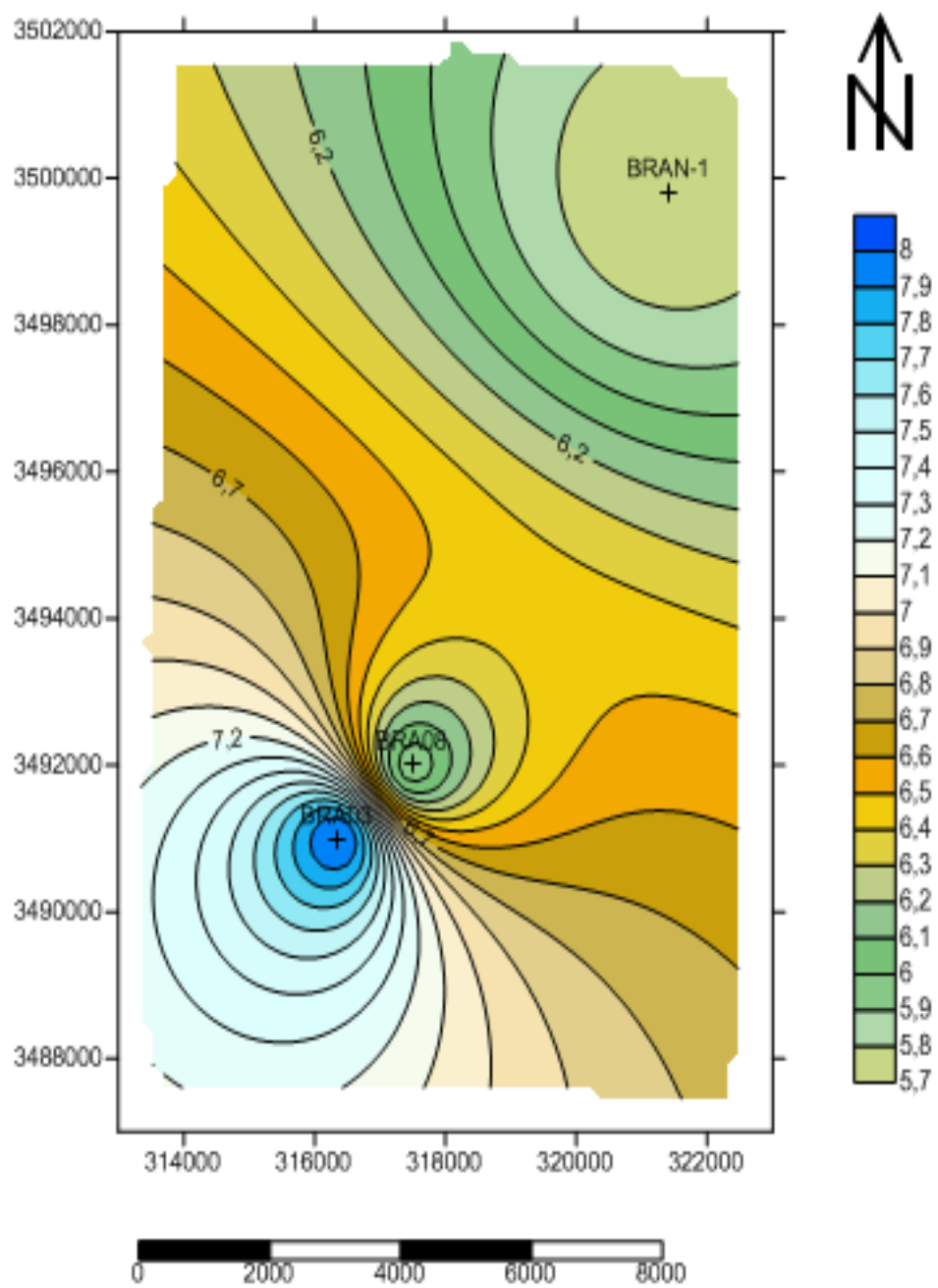


Fig.26 : carte en iso-porosité du réservoir Q

III.4- Corrélation entre les porosités et les perméabilités dans les réservoirs TAGI et QH

III.4.1- Réservoir de TAGI

La variation de la porosité en fonction de la perméabilité dans le réservoir TAGI montre un coefficient de corrélation très faible ($r=0,005$) cette valeur montre la faible relation entre la porosité et la perméabilité et que la perméabilité ne dépend pas de la porosité.

III.4.2- Réservoir de QH

Le coefficient de corrélation entre la porosité et la perméabilité montre une valeur plus importante que le réservoir de TAGI ($r=0,112$), ce qui indique la faible relation entre la porosité et la perméabilité.

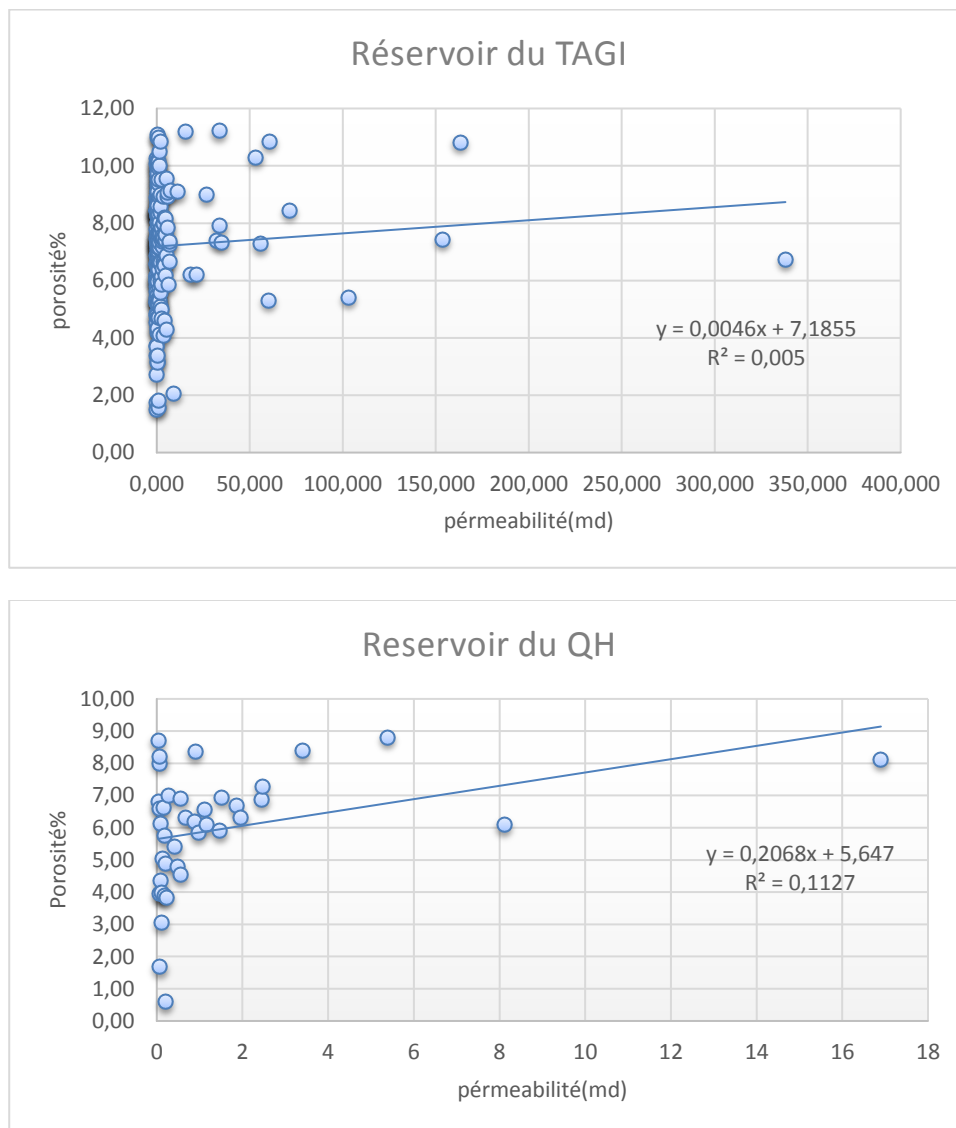


Fig.27 : Variation de la porosité en fonction de la perméabilité du réservoir TAGI,QH

III.5- Etude et évaluation des propriétés pétro-physiques du réservoir du champs de BHIRET AISSA

III.5.1- Types d'argile :

A partir de la référence Thorium/Potassium (K/TH) du cross-plot de Schlumberger (1985) et les contre-courbes on peut déterminer les types d'argiles qui existent dans le réservoir. Tenant compte que dans un intervalle donné, correspondant à un même environnement, on peut raisonnablement admettre que la nature d'argile ne va pas changer de façon très importante.

Prenons par exemple le cas du puits BRA8, d'après le graphe , le type d'argile dans le réservoir TAGI est la Kaolinite, tandis que l'argile qui se trouve dans la formation Quartzites de Hamra est la Montmorillonite plus la Kaolinite.

Comme on voit bien, ce cross-plot nous a permis d'avoir des détails sur l'origine des argiles existantes mais aucune réponse volumétrique du volume argileux de la formation n'est fournie (figure25).

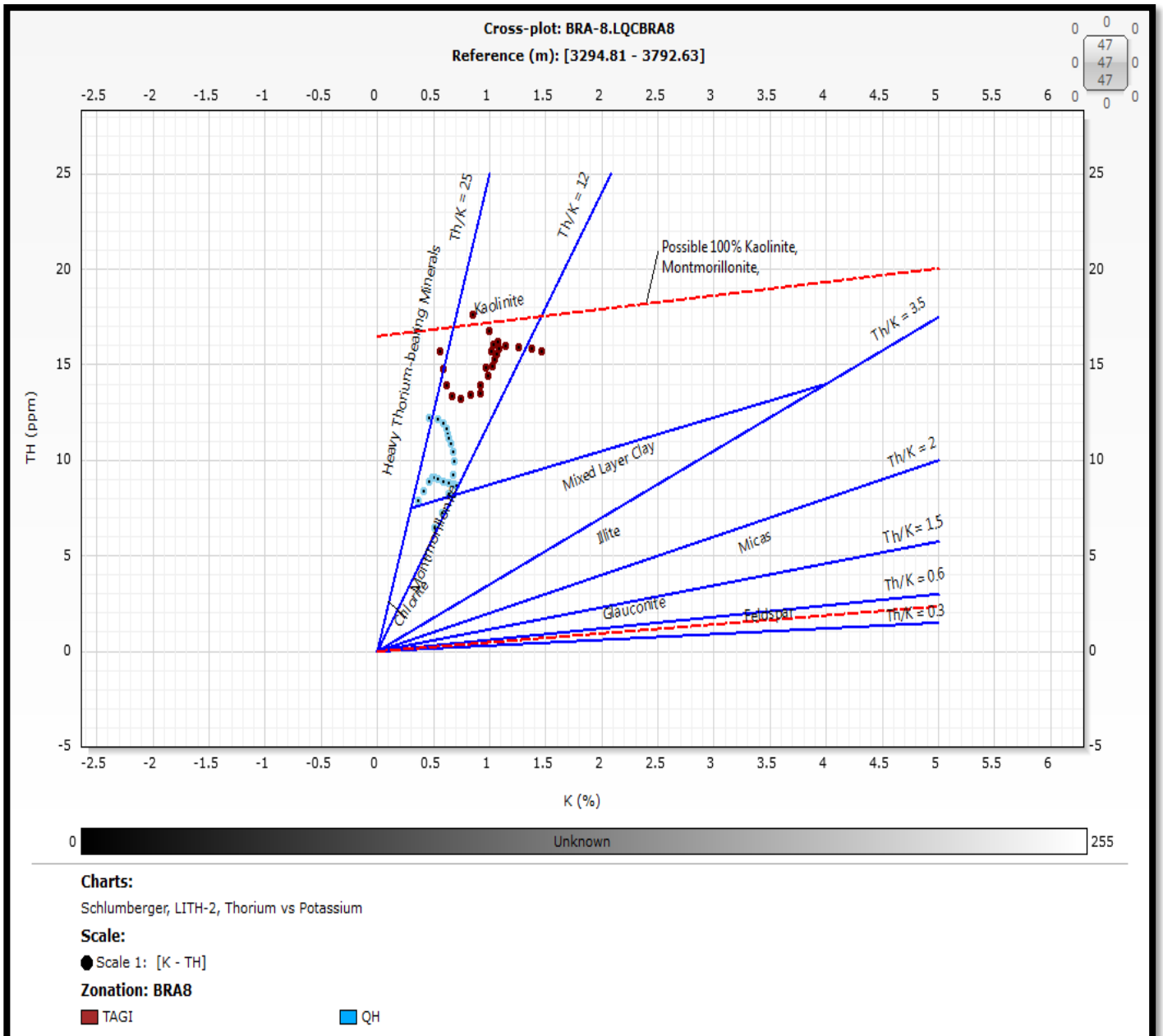


Fig.28 : Cross-plot thorium/potassium (Schlumberger référence) puits BRA8

Conclusion

D'après l'interprétation des cartes et des histogrammes de porosité et de la perméabilité, On peut conclure que le réservoir de BhiretAissa est hétérogène a cause de la faible relation entre la porosité et la perméabilité.la perméabilité n'est pas contrôlée par la porosité donc on peut dire que cette hétérogénéité a cause de la fracturation qui joue un rôle primordial dans l'amélioration ou la diminution de la qualité de réservoir (porosité, perméabilité).

L'effet de la fissuration apparait plus sur la perméabilité que la porosité on voit une amélioration au niveau de puits BRA06 du réservoir TAGI.



Conclusion Générale

CONCLUSION GENERALE

D'après cette étude, plusieurs constatations sont mises en évidence, notamment :

- La répartition des paramètres pétrophysiques au niveau des deux réservoirs est anisotrope et hétérogène.
- Le TAGI, qui possède essentiellement une série argilo-gréseuse, représente une porosité moyenne de l'ordre de 7,25% et une perméabilité faible et médiocre,
- Le Quartzite El-Hamra a été affectée par un système de fractures naturelles qui pallient aux faibles caractéristiques matricielles.

Enfin, l'interprétation des cartes et des histogrammes de porosité et de la perméabilité montre que le réservoir de BhiretAissa est hétérogène à cause de la faible relation entre la porosité et la perméabilité. la perméabilité n'est pas contrôlée par la porosité donc on peut dire que cette hétérogénéité à cause de la fracturation qui joue un rôle primordial dans l'amélioration ou la diminution de la qualité de réservoir (porosité, perméabilité).

L'effet de la fissuration apparait plus sur la perméabilité que la porosité on voit une amélioration au niveau de puits BRA06 du réservoir TAGI.

Recommandation :

En guise de recommandation, il est suggéré de :

- Faire des études détaillées en minéralogique de chaque puits pour mieux identifier les intervalles productifs.
- Compte tenu que le QH ne se produise qu'à partir de la fracture il est préférable que les prochain puits soient forés à proximité du failles pour balayer les fractures secondaires,

Fracturer les anciens puits pour améliorer les paramètres pétrophysiques



Bibliographie

Références Bibliographiques

Briggs, I. C. (1974), Machine Contouring Using Minimum Curvature, Geophysics.

Rapport fin de sondage puits BRA09, SAANATRACH 2015.

Rapport technique interne sonatrach inédit, 2015

MASSA ,1971

Sonatrach / Exploration.1995. " Géologie d'Algérie "Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement, 1995, pp. 5-11.

WEC (Sonatrach-Schlumberger). "Well evaluation conférence Algeria", 2007, pp. 12-15.