

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH-OUARGLA

FACULTE DES HYDRAUCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



MEMOIRE FIN D'ETUDES

En Vue De L'obtention Du Diplôme D'ingénieur d'Etat en Géologie

Option : Géologie de l'Ingénieur

THEME

**CARACTERISATION ET EVALUATION QUANTITATIVE
DU TRIAS ARGILO-GRESEUX INFERIEUR (TAGI) DE LA
STRUCTURE DE BASSIN DE BERKINE (RHOURE ROUBA)**

Soutenu publiquement le 12 juin 2014 par :

AHMAHMA HOUSSAM

GHARA ABD ELHAKIM

Devant le juré

Président : M^r KECHICHED. R MAA Université de Ouargla

Promoteur : M^r BOUTRIKA. R MAA Université de Ouargla

Examineur : M^r ZAATOUT. M MAB Université de Ouargla

Année 2013 / 2014

Dédicace

En cet honorable lieu, d'un simple geste tracé par écrit, mais qui jaillie du profond sentiment de reconnaissance, permettez-moi de citer les noms comme un mémorandum pour ceux qui ont une place particulière:

A mon très cher père

A ma très chère mère

A mes très chers frères et sœurs

A tous mes cousins sans exception

A toute ma famille « Ahmahma et Larouci »

Et tous les ami(e) s

A la promotion de la 5^{ème} année géologie 2013/2014

A tous mes ami(e) s sans exception.

A tous ; je dédie cet ouvrage, qui est le sens de mes études supérieurs, tel un présent du cœur, en priant ALLAH tout puissant à le mettre au service de notre nation et du bien de l'humanité, et qu'il sera une lumière sur mon parcours professionnel.

Houssam

Dédicaces

Je dédie mon travail

*A Mes parents surtout ma très chère mère
qui m'a apporté sans cesse amour, soutien et encouragement ;
et qu'elle trouve ici l'expression de mes vives reconnaissances.*

Mon fiancé MARIEM

Mes très chères frères et mes très chères sœurs;

Et

Toute la famille GHARA ;(surtout ma tante NADJMA)

Mon binôme : HOUSSAM;

Tout mes amis (es)

Et

Mon promoteur Mr R. BOU TRIKA

GHARA ABD EL HAKIM

Promotion -2014-

Remerciement

Au terme de ce travail je tiens vivement à exprimer ma gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce mémoire ; j'espère qu'ils trouveront le long de ces lignes toute notre reconnaissance.

En premier lieu, je tiens à exprimer, une profonde reconnaissance à notre promoteur, Mr. R. BOU TRIKA.

Tous mes vifs et profonds remerciements à Mr. KIDARI et Mr. BOUKAOLA .qui ont proposés et a accueillis au sein de la société SONATRACH, de plus ils ont supervisés et mis à notre dispositions le moyens et les données dont ils disposaient.

Mon immense reconnaissance à tous les enseignants du département de Géologie.

Un grand remerciement à tous les ingénieurs du département de géologie du AOPG-G.

En fin, je teins à remercier tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Résumé

Le secteur d'étude de Rhourde Rouba fait partie de périmètre de Zemoul El-Kbar, qui est situé dans la partie Nord du bassin de Berkine.

L'objectif de ce travail est basée sur l'étude des paramètres pétro-physiques et l'interprétation des travaux géophysiques (Diagraphie qui est réalisé sur les puits de sondages faites dans notre secteur), afin de caractérisé et évalué la structure Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) du RHOUBE ROUBA.

Suite a l'interprétation des cartes iso-valeurs, il se dégage des gradients transposes entre les épaisseurs utiles et les porosités et même de quelques porosités et perméabilités. La structure de TAGI du réservoir de Rhourde Rouba est constituée par des dépôts fluviatiles avec des propriétés pétro-physiques moyennes aux niveaux des puits.

L'interprétation diagraphique montre que le réservoir TAGI est complètement aquifère au niveau du puits A3, et aquifère avec quelques niveaux compacts au niveau des puits (A4, A5 et A6).

Le puits A1 fait ressortir des hydrocarbures sur une épaisseur utile de 12m, avec une porosité log moyenne de 12% et une saturation en eau de 55,36% mais le puits A2 fait ressortir des hydrocarbures sur une épaisseur utile de 26m, avec une porosité log moyenne de 11% et une saturation en eau de 42%.

Mots clés : Rhourde Rouba, pétro-physiques, porosité, perméabilité, Diagraphie, TAGI, dépôts fluviatiles, hydrocarbures.

Abstract

The study area is part Rhourde Rouba perimeter Zemoul El- Kbar, which is located in the northern part of the basin Berkine.

The objective of this work is based on the study of petrophysical parameters and interpretation of geophysical (Logging is performed on wells surveys made in our sector) to characterized and evaluated the Triassic structure Clay Lower sandstone (TAGI) of Rhourde Rouba.

From interpretation of iso- values maps, it is clear from TRANSPOSED gradients between useful thicknesses and porosities and even some porosities and permeability. The structure of TAGI of Rhourde Rouba consists fluvial deposits with average petrophysical properties to wells level.

The interpretation shows that the logging TAGI aquifer reservoir is completely in the level of wells A3 and aquifer compact with few levels to the wells (A4, A5 and A6).

The wells A1 reveals hydrocarbons on an effective thickness of 12m with a mean porosity of 12 % and log water logging of 55.36 % , but the wells A2 reveals hydrocarbons on an effective thickness of 26m , a porosity with log mean of 11% and a water saturation of 42%.

Keywords: Rhourde Rouba, petrophysical, porosity, permeability, Logging, TAGI, fluvial deposits, hydrocarbons.

المخلص

تعد منطقة الدراسة "رو دروبا" جزءا من محيط "زمول الكبار" والتي تقع في شمال حوض بركين. نعتمد في عملنا هذا على دراسة المعطيات البيتروفيزيائية وكذا تفسير الأعمال الجيوفيزيائية (التسجيل الذي أجري على مستوى الآبار المحفورة في هذه النطاق)، ثم نتطرق إلى تحديد وتقييم بنية الترياس الطين الحجري الأدنى (TAGI) في رو دروبا. تبعا لترجمة خرائط ايزو-فالور، التي يستخرج منها التدرجات المنقولة بين السمك المعنبر والمسامية وفي نفس الوقت لجزء من المسامية والنفاذية، تتكون بنية الترياس الطين الحجري الأدنى (TAGI) في مخزن رو دروبا من مستودعات نهريّة مع خصائص بيتروفيزيائية متوسطة على مستوى الآبار.

إن التفسيرات المسجلة تبين أن الطبقات الجوفية للترياس الطيني الحجري الأدنى (TAGI) تقع كليا في البئر A3، ومرورا على بعض المستويات المدمجة في الآبار (A4، A5 وA6).

يقوم البئر A1 بإعادة إخراج المحروقات على سمك معتبر يصل إلى 12م، مع مسامية متوسطة تصل نسبتها إلى 12% وكذلك نسبة تشبع مائي تقدر بـ 55,36 %، في حال أن البئر A2 يعيد إخراج المحروقات على سمك 26م، مع مسامية متوسطة تصل نسبتها 11% و تشبع مائي قدر بـ 42%.

الكلمات المفتاحية: روود روبا، بيتروفيزيائية، المسامية، النفاذية، التسجيل، الترياس الطين الحجري الأدنى (TAGI)، مستودعات نهريّة، محروقات.

LISTE DES FIGURES

N° de Figure	Le Nom	Page
Fig. N°01	Carte de situation des bassins en Algérie	02
Fig. N°02	Carte de situation du bassin de Berkine	03
Fig. N°03	Carte de situation des Blocs du bassin de Berkine	05
Fig. N°04	Coupe stratigraphique du Bassin de Berkine	12
Fig. N°05	Les principales phases tectoniques sur la plate-forme Saharienne	14
Fig. N°06	Coupe géologique du Bassin de Berkine	16
Fig. N°07	Les éléments tectoniques du bassin de Berkine	16
Fig. N°08	Position des puits au tour du secteur d'étude	17
Fig. N°09	Pièges et migration dans le bassin de BERKINE	21
Fig. N°10	Carte des épaisseurs total du réservoir TAGI de Rhourde Rouba	22
Fig. N°11	Carte des épaisseurs des grés util de réservoir de Rhourde Rouba	23
Fig. N°12	Carte en isoporosité de réservoir de Rhourde Rouba	23
Fig. N°13	Carte en isoperméabilité de réservoir de Rhourde Rouba	24
Fig. N°14	Types des réservoirs	25
Fig. N°15	La porosité des roches	28
Fig. N°16	Perméabilité des roches	28
Fig. N°17	Saturation des roches	29
Fig. N°18	Evolution verticale de la porosité (Puits A1)	32
Fig. N°19	Evolution verticale de la porosité (Puits A2)	33
Fig. N°20	Evolution verticale de la porosité (Puits A3)	33
Fig. N°21	Evolution verticale de la porosité (Puits A4)	34
Fig. N°22	Evolution verticale de la porosité (Puits A5)	34
Fig. N°23	Evolution verticale de la porosité (Puits A6)	35
Fig. N°24	Evolution verticale de la perméabilité (Puits A1)	35

Fig. N°25	Evolution verticale de la perméabilité (Puits A2)	36
Fig. N°26	Evolution verticale de la perméabilité (Puits A3)	36
Fig. N°27	Evolution verticale de la perméabilité (Puits A4)	37
Fig. N°28	Evolution verticale de la perméabilité (Puits A5)	38
Fig. N°29	Evolution verticale de la perméabilité (Puits A6)	38
Fig. N°30	Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Puits A1)	39
Fig. N°31	Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Puits A2)	40
Fig. N°32	Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Puits A3)	40
Fig. N°33	Exemple de Gamma Ray	43
Fig. N°34	Exemple de log Sonic	44
Fig. N°35	Dispositif neutron	45
Fig. N°36	Muser de la porosité et de la saturation	46
Fig. N°37	Dispositif Densité Log	47
Fig. N°38	Diagramme de pression – profondeur (Réservoir TAGI)	52
Fig. N°39	Corrélation diagraphique des puits (A2 et A3) (Réservoir TAGI)	53
Fig. N°40	Corrélations séquentielles et diachronisme des faciès	54
Fig. N°41	Corrélation diagraphique entre les puits	55

LISTE DES TABLEAUX

N° de Tab	Le Nom	Page
Tab N° 01	Les données de porosité et de perméabilité du réservoir TAGI du secteur Rhourde Rouba.	31
Tab N° 02	Les principaux résultats des diagraphies du puits-A1.	48
Tab N° 03	Les principaux résultats des diagraphies du puits-A2.	49
Tab N° 04	Les principaux résultats des diagraphies du puits-A3.	49
Tab N° 05	Les principaux résultats des diagraphies du puits-A4.	50
Tab N° 06	Les principaux résultats des diagraphies du puits-A5.	50
Tab N° 07	Les principaux résultats des diagraphies du puits-A6.	51

SOMMAIRE

Introduction générale.....	01
----------------------------	----

CHAPITRE I : GÉNÉRALITE

I.GENERALITE.....	02
I.1- Situation géographique et géologique de bassin de BERKINE :.....	02
a. Situation géographique :.....	02
b. Situation géologique :.....	03
I.2- Historique de l'Exploration dans de le bassin de BERKINE :.....	04

CHAPITRE II : GÉOLOGIE GÉNÉRALE ET LOCALE

II.GÉOLOGIE GÉNÉRALE ET LOCALE.....	06
II.1 Géologie générale :.....	06
II.1-1- Stratigraphie :.....	06
II.1-1-1- Le socle :.....	06
II.1-1-2- Le Paléozoïque :.....	06
a) Le Cambrien :.....	06
b) L'Ordovicien :.....	06
c) Le Silurien :.....	07
d) Le Dévonien :.....	07
e) Le Carbonifère :.....	08
II.1-1-3- Le Mésozoïque :.....	09
a) Le Trias :.....	09
b) Le Jurassique :.....	09
c) Le Crétacé :.....	10
II.1-1-4- Le Cénozoïque :.....	11
II.1-2- Evolution structurale et différentes phases tectoniques connues :.....	13
II.1-2-1- Aspect structural :.....	13
II.1-2-2 Les phases tectoniques :.....	14
II.1-2-2-1- Les principales phases de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne :.....	14
II.1-2-2-2- Les séries cambro-ordoviciennes présentent :.....	15
II.1-2-2-3- Les mouvements post-famenniens :.....	15

II.2. Cadre local :.....	17
II.2-1- Situation géographique du secteur d'étude :.....	17
II.2-2- Situation géologique du secteur d'étude :.....	17
II.2-3- Contexte stratigraphique :.....	18
II.2-4- Contexte structural :.....	18
II.2-5- Intérêt pétroliers :.....	19
Introduction.....	19
II.2-5-1- La roche mère :.....	19
II.2-5-2- Les hydrocarbures :.....	19
II.2-5-3- La migration des hydrocarbures :.....	19
II.2-5-4 Piège :.....	20

CHAPITRE III : DISTRIBUTION SPÉCIALE DE RÉSERVOIR

III. Interprétation des cartes iso-valeurs de Rhourde Rouba :.....	22
III.1-Interprétation des cartes en isopaques du réservoir Rhourde Rouba :.....	22
III.2-Variation latéral du réservoir de Rhourde Rouba :.....	22
III.2-1-La carte en isopaques des épaisseurs du réservoir de Rhourde Rouba :.....	22
III.2-2-La carte en isopaques des épaisseurs des grés utiles du TAGI de Rhourde Rouba :.....	22
III.2-3-La carte en iso-porosité du réservoir de Rhourde Rouba :.....	23
III.2-4-La carte en iso-perméabilité du réservoir de Rhourde Rouba :.....	24

CHAPITRE IV : CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR RÉGIONAL ET LOCAL

IV. CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR RÉGIONAL ET LOCAL.....	25
IV.1. Caractérisation du réservoir régional de trais argilo gréseux inférieur (TAGI)	25
IV.1-1- Réservoir :.....	25
IV.1-1-1- Définition du réservoir :.....	25
IV.1-1-2- Description du réservoir :.....	25
IV.1-1-3- Caractéristiques du réservoir TAGI :.....	25
IV.1-1-4- Type du réservoir (Gréseux) :.....	26
IV.1-2- Le potentiel pétrolier du réservoir TAGI :.....	26

IV.1-2-1- La roche mère :.....	26
IV.1-2-2- La roche réservoir :.....	26
IV.1-2-3- La roche couverture :.....	26
IV.1-2-4- Caractéristique du réservoir TAGI :.....	27
IV.1-2-5- Les différents niveaux et cortèges constituant le réservoir TAG.....	27
IV.2. Les caractéristiques pétro-physiques :.....	27
IV.2-1- La porosité :.....	27
a. Porosité totale :.....	27
b. Porosité utile (ou effective) :.....	27
c. Porosité restante :.....	28
IV.2-2- La perméabilité :.....	28
IV.2-3- La saturation :.....	29
IV.3. Classification des paramètres pétro-physiques :.....	29
IV.3-1- La porosité :.....	29
IV.3-2- La perméabilité :.....	30
IV.3-3- La relation porosité – perméabilité :.....	30
IV.4. Traitement statistique des paramètres pétro-physiques du secteur d'étude (Rhourde Rouba) :.....	30
IV.4-1- Evolution de la porosité :.....	32
Puits A1 :.....	32
Puits A2 :.....	32
Puits A3 :.....	33
Puits A4 :.....	33
Puits A5 :.....	34
Puits A6 :.....	34
IV.4-2- Evolution verticale de la perméabilité :.....	35
Puits A1 :.....	35
Puits A2 :.....	36
Puits A3 :.....	36
Puits A4 :.....	37
Puits A5 :.....	37
Puits A6 :.....	38
IV.4-3- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du secteur	

d'étude :.....	38
IV.4-3-1- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits A1 :.....	39
IV.4-3-2- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits A2 :.....	39
IV.4-3-3- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits A3 :.....	40
Conclusion :.....	41

CHAPITRE V : DIAGRAPHIE

V.1. Diagraphie :.....	42
Introduction.....	42
V.1-1- Les différents types de diagraphies utilisés :.....	42
V.1-1-1- Le Gamma Ray :.....	42
V.1-1-2- Le Log Sonic :.....	43
V.1-1-3- Le Log Neutron :.....	44
V.1-1-3-1- Mesure de la porosité et de la saturation :.....	45
V.1-1-4- Log Densité :.....	46
V.1-1-5- La Résistivité :.....	47
V.1-1-5-1- La résistivité électrique :.....	47
V.2 Résultats pétroliers de l'interprétation diagraphique :.....	48
V.2-1- Puits A1 :.....	48
V.2-2- Puits A2 :.....	49
V.2-3- Puits A3 :.....	49
V.2-4- Puits A4 :.....	50
V.2-5- Puits A5 :.....	50
V.2-6- Puits A6 :.....	51
V.3- Interprétation du profil d'argilosité (Vcl) :.....	51
V.1-4- Analyse des données de pression :.....	52
V.4-1- Puits A2 :.....	52
V.4-2- Puits A1 :.....	52
V.4-3- Puits A6 :.....	52

V.5- Utilisation de la corrélation litho-stratigraphique :.....	54
V.5-1- Théorie de corrélation :.....	54
V.6- Interprétation :.....	55
Conclusion sur l'interprétation diagraphique :.....	55
Conclusion générale :.....	56
Recommandation :.....	57

Introduction générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le bassin de BERKINE est devenu l'un des bassins les plus perspectifs d'hydrocarbures en Algérie, cependant ces réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères Silurienne et Franienne. Ce bassin compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant dans le cadre de l'association avec SONATRACH.

Le thème de ce mémoire de fin d'étude a été proposé au niveau de la direction de l'Assistance aux Opérations Géologiques et Géophysiques (AOPG et G) (SONATRACH - Hassi Messaoud). Ce sujet a été soumis par le chef de département géologique et le superviseur géologue au niveau du bassin de BERKINE. Il porte sur la caractérisation et l'évaluation quantitative du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) de la structure de **RHOURDE ROUBA** (Bloc 403d), qui est situé à l'Est du bassin de BERKINE.

Ce mémoire s'articule autour :

- ✚ Aspects géologique du secteur d'étude.
- ✚ Evaluation et interprétation des cartes des épaisseurs, porosité et/ou perméabilité du réservoir du secteur d'étude.
- ✚ Interprétation et synthèse des données pétro-physiques au toit du réservoir TAGI de notre secteur.
- ✚ Evaluation quantitative et qualitatif des données diagaphiques.

Chapitre I:

Généralité

I.GÉNÉRALITE

I.1- Situation géographique et géologique de bassin de BERKINE

a. Situation géographique

Le bassin de BERKINE est situé dans l'Erg oriental du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale (Fig.1).

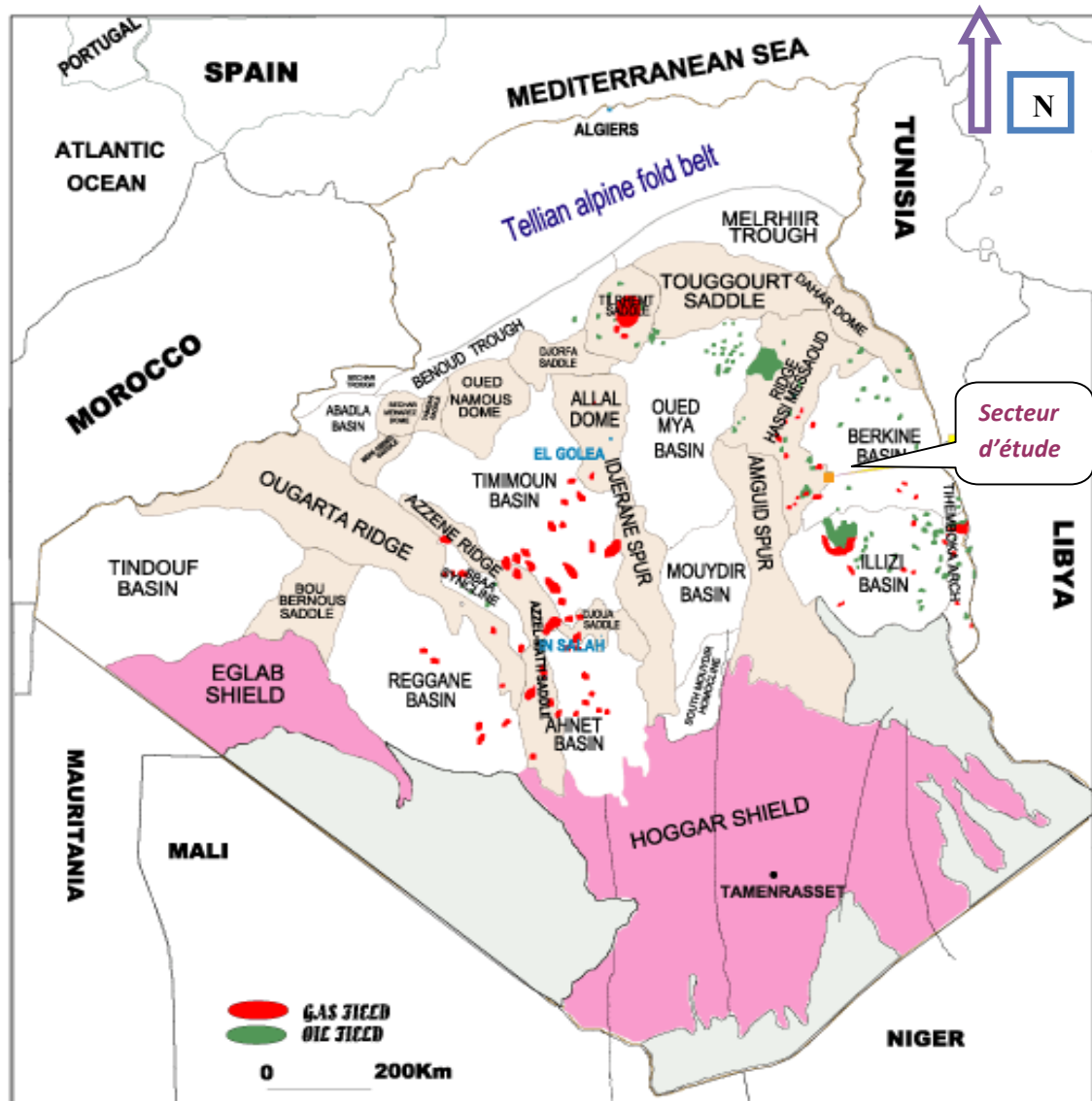


Fig. 1: Carte de situation de bassin BERKINE en Algérie (SONATRACH (PED 2003))

b. Situation géologique

De point de vue géologique, le bassin de BERKINE, est de type Intra-cratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne (Fig.2). Sa superficie globale est de 102395 km². Les limites du bassin de BERKINE sont : 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. et A l'Ouest par, le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

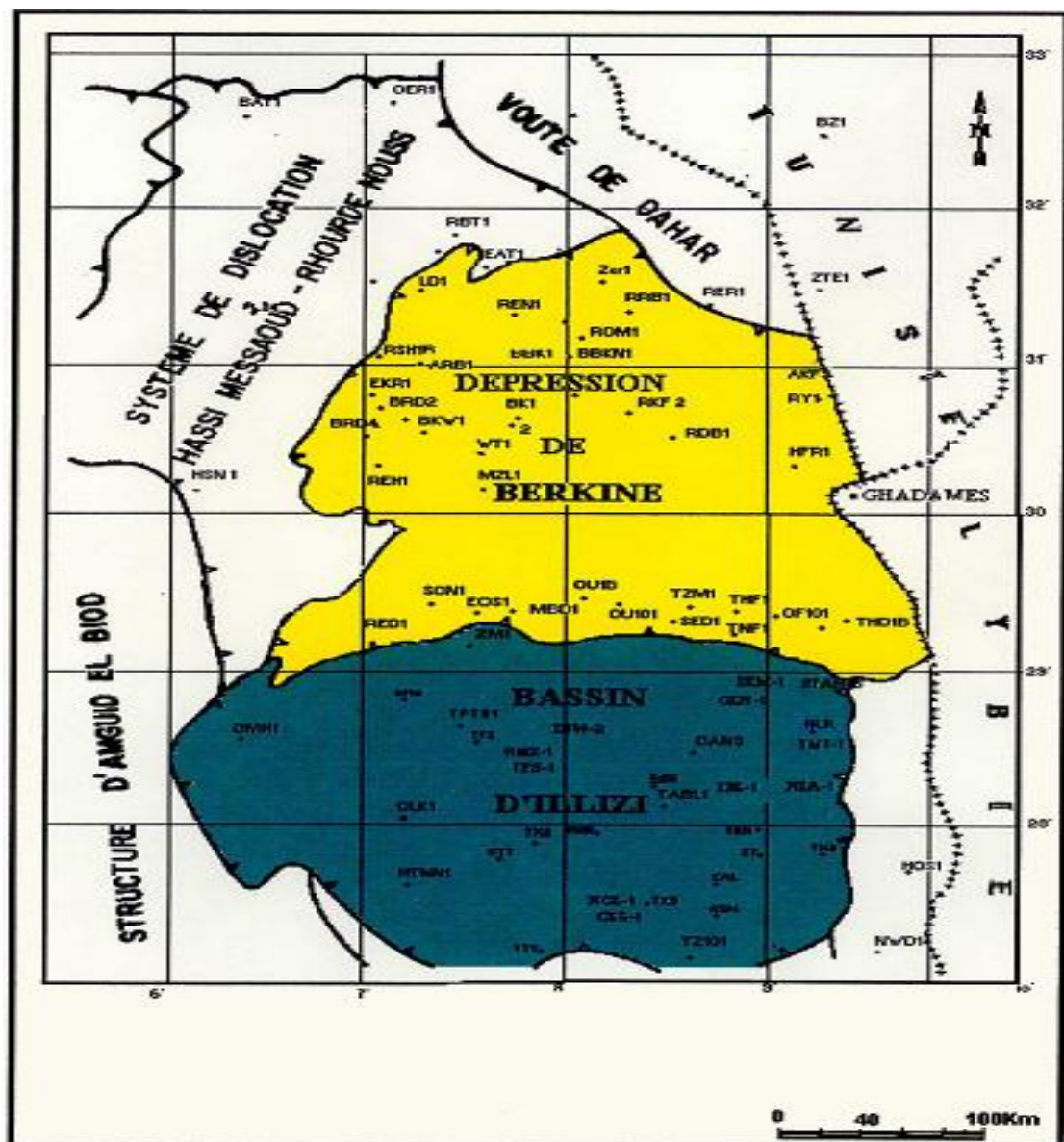


Fig. 2 : Carte de situation du bassin de BERKINE (SONATRACH 2003)

I.2- Historique de l'Exploration dans de le bassin de BERKINE

Par son importance économique, la plate forme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Après la nationalisation de 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière dans le bassin de BERKINE.

Les premières découvertes dans le Trias remontent à 1958 dans le gisement de Hamra où le Trias Argilo gréseux Supérieur (TAGS) a débité du gaz à condensât. De l'huile et du gaz à condensât ont été découverts dans les gisements de Gassi Touil et Rhourde Nous, respectivement en 1961 et 1964. Toutes ces découvertes sont situées dans la province Sud-Est triasique qui est une entité géologique comprenant le Bassin de Berkine.

Les premières découvertes d'huile dans le bassin BERKINE proprement dit 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, et Rhourde Er- Rouni, en 1987. Durant les 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 et 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.
- ✓ Hassi Berkine (HBN) et Hassi Berkine Sud en 1994 par l'association SONATRACH /ANADARKO.

Cette découverte d'huile dans le TAGI a montré un intérêt particulier du trend Sud-Ouest /Nord-est reliant Rhourde Nous à 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.
- ✓ El Merk (EMK) et El Merk Est (EMKE) par l'association. SONATRACH / ANADARKO.

D'autres résultats positifs sont aussi réalisés par l'association SONATRACH / ANADARKO et l'association SONATRACH / AGIP dans les blocs 403d. (Fig. 3).

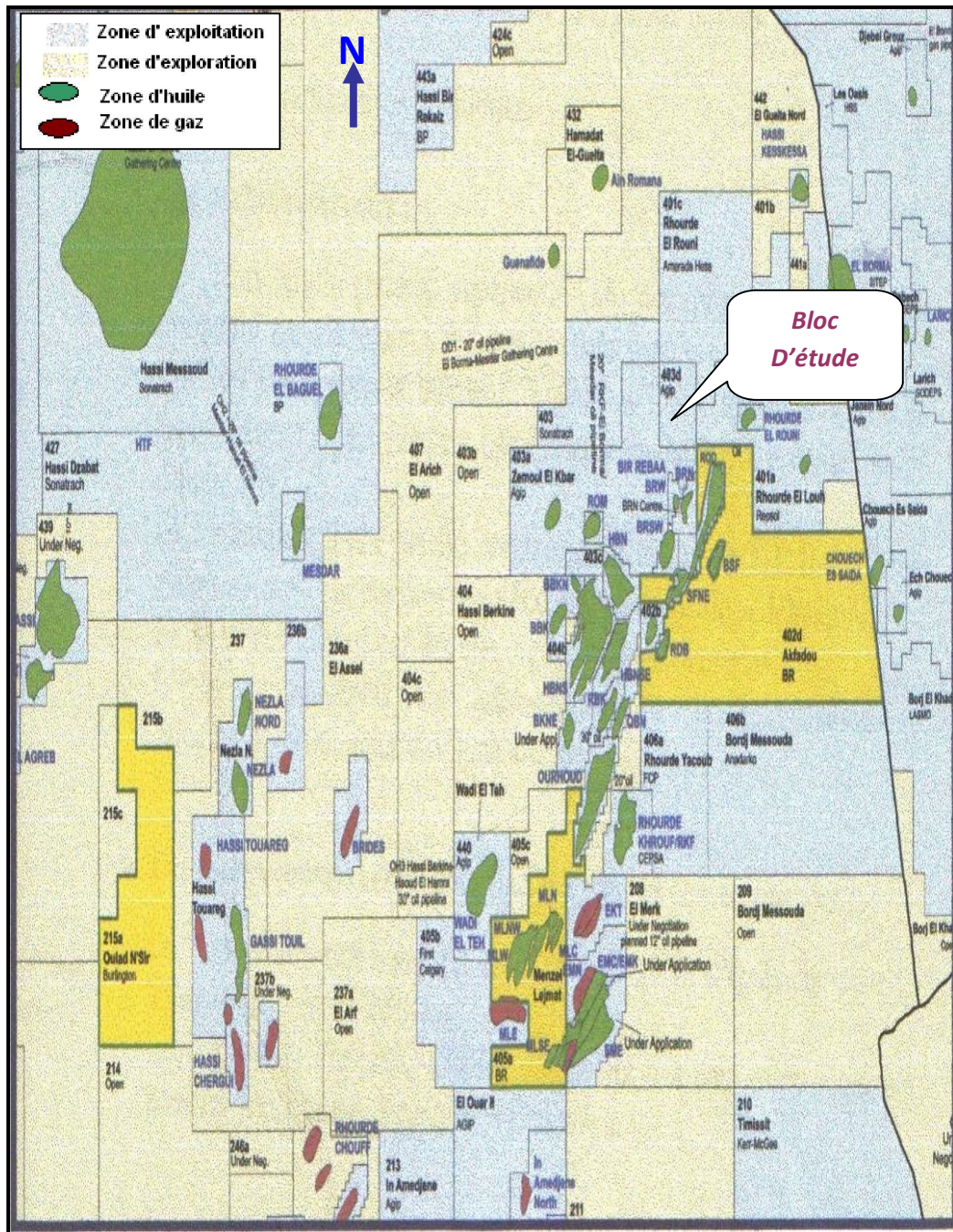


Fig. 3: Carte de situation des Blocs du bassin de BERKINE (SONATRACH (PED 2003))

Chapitre II:

Géologie régionale et locale

II. GÉOLOGIE RÉGIONALE ET LOCALE

II.1 GÉOLOGIE GÉNÉRALE

II.1-1- Stratigraphie :

La colonne litho-stratigraphique traversée par les sondages du permis de Rhourde Rouba est :

II.1-1-1- Le socle : le socle composé de roches précambriennes sur les quelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

II.1-1-2- Le Paléozoïque :

a) Le Cambrien :

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

- **La zone R3 :** grès grossiers à conglomératiques à la base, mal classés, feldspathiques et argileux.
- **La zone R2 :** grès moyens à grossiers, mal classés très argileux à passées d'argile.
- **La zone Ra :** formée de grès grossiers à fins, aniso-métriques, quartzitiques avec passées d'argile.
- **La zone Ri :** formée de grès isométriques, bien classés, glauconieux avec une présence abondante de tigillites.
- **La zone des alternances :** elle est constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grès quartzitiques blancs, fins à très fins.

b) L'Ordovicien :

Il est composé par les unités lithostratigraphiques suivantes de bas en haut de :

- 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.

c) Le Silurien :

La période géologique correspondant à ce système est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin ; son épaisseur moyenne de 600m, Ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plate forme saharienne.

d) Le Dévonien : le Dévonien est formé des étages géologiques Suivants :

- **Le Gédinnien F6-3 :** il est constitué de grès blanc à gris clair, translucide, fin à moyen parfois grossier sub-anguleux à sub-arrondi siliceux à silico-quartzitique, ferrugineux, compact, dur avec fines passées d'argile grise à gris foncé, localement brun rouge tendre à indurée silteuse. Traces de pyrite.
- **Le Siégénien F6-2 :** alternances de grès gris blanc à gris vert parfois rougeâtre et gris-sombre très fin à fin, siliceux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé et d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse.
- **Le Siégénien F6-1 :** il est constitué de grès brun à blanc beige et gris sombre très fin à fin, siliceux à silico-argileux friable à moyennement dur passant parfois à siltstone gris clair, compact, dur avec fines passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, micacée.
- **L'Emsien :** il est constitué de grès gris blanc à gris beige très fin à fin rarement moyen siliceux à silico-argileux, localement carbonaté friable à moyennement consolidé avec passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, micacée, carbonatée et de calcaire gris brun à gris blanc, argileux, tendre.
- **L'Eifélien :** il est constitué d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée silteuse, micacée et carbonatée avec fines passées de calcaire gris-clair à blanc, microcristallin parfois argileux moyennement dur.
- **Le Givétien :** alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse, micacée, carbonatée et de calcaire gris-blanc à gris-sombre, microcristallin parfois argileux moyennement dur.

- **Le Frasnien** : il est constitué d'argile gris foncée à noire tendre à indurée silteuse, légèrement micacée et feuilletée, parfois carbonatée avec présence de calcaire gris blanc à gris sombre, argileux, fossilifère, moyennement dur. Traces de pyrite.
- **Le Famennien** : il est constitué d'argile gris foncée noire, charbonneuse, tendre à indurée silteuse, micacée légèrement feuilletée, pyriteuse, fossilifère avec fines passées à traces de calcaire gris beige argileux tendre et de grès gris blanc, très fin silico-argileux, dur.
- **Le Strunien F2** : il est constitué d'argile noire, indurée, silteuse, micacée et pyriteuse avec fines intercalations de grès gris sombre à gris vert, très fin, siliceux, dur. Grès gris blanc à gris sombre très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur à friable passant parfois à siltstone gris blanc et gris vert, compact, dur.

e) Le Carbonifère :

- **Le Tournaisien F1B** : il est constitué de grès gris brun à gris beige fin à moyen, silico-argileux friable à moyennement consolidé avec fines passées d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée silteuse, feuilletée. Traces de pyrite.
- **Le Tournaisien F1A** : il est constitué de grès gris blanc à gris brun, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé à friable avec passées d'argile gris noir, indurée silteuse, micacée, légèrement feuilletée.
- **Le Viséen (Lower RKF)** : alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse, micacée et de grès gris blanc à gris brun et gris vert par endroit très fin à fin siliceux à silico-argileux, compact dur.
- **Le Viséen (Main RKF)** : il est constitué d'argiles gris foncé à noire, indurée, finement silteuse, légèrement feuilletée avec passées de grès blanc à beige fin, siliceux à silico-argileux moyennement dur à dur. Traces de pyrite.
- **Le Namurien** : il est représenté par une alternance de roches gréso-silteuses et argileuses et par des roches carbonatées dans la partie centrale de la dépression.
- **Le Westphalien** : il est représenté par une alternance de calcaires, de marnes à rares passées, d'argiles et d'évaporites.

II.1-1-3- Le Mésozoïque :

a) Le Trias :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) :** il est constitué de grès, gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier sub- arrondi à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friable à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse. Traces pyrite.
- **Le Trias carbonaté :** il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur.
- **Le Trias argilo- gréseux supérieur (TAGS) :** il est constitué de grès, gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.
- **Le Trias argileux :** il est constitué d'argile brun rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse avec traces d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente.

b) Le Jurassique :

Le Jurassique est représenté par :

- **Le Lias– S3 :** sel massif blanc parfois rosâtre, translucide avec fines passées d'argile brun rouge, tendre et grise à gris vert, tendre à plastique, finement silteuse et salifère.
- **Le Lias– S1+S2 :** sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris verdâtre et brunâtre, tendre à indurée, salifère et d'anhydrite blanche.
- **Le Lias Horizon B (HB) :** calcaire dolomitique gris à gris-bleu microcristallin dur et gris beige argileux tendre avec passées d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, carbonatée.
- **Le Lias salifère :** sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris clair et brun rouge, tendre à indurée salifère. Présence d'anhydrite massive blanche à translucide.
- **Le Lias anhydritique :** alternances d'anhydrite massive blanche à translucide, dure et d'argile grise à gris sombre, rarement brun rouge induré, silteuse, dolomitique et anhydritique par endroits.

- **Le Dogger lagunaire** : alternances d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge tendre à indurée, silteuse légèrement carbonatée avec passées de grès gris blanc à blanc, très fin à fin, argilo carbonaté, moyennement consolidé à friable. Passées de dolomie à dolomie calcaire beige, microcristalline, dure et d'anhydrite blanche à translucide massive, dure.
- **Le Dogger argileux** : il est constitué d'argile brun rouge à gris verdâtre tendre à indurée, silteuse légèrement carbonatée avec fines passées de grès gris clair fin, silico-argileux, friable et de dolomie gris beige microcristalline dure.
- **Le Malm** : il est constitué d'argile versicolore à prédominance gris vert tendre à indurée, silteuse, carbonatée, avec passées de grès gris clair à beige et gris vert, très fin à fin parfois moyen, silico-argileux, friable et de calcaire gris clair à gris, argileux tendre, présence de dolomie grise à gris beige cristallin dure.

c) Le Crétacé :

- **Le Néocomien** : il est constitué d'argile versicolore à prédominance brun rouge et gris verdâtre tendre à indurée silto-sableuse parfois carbonatée et anhydritique avec passées à intercalations de grès gris clair à beige et brun rouge fin à moyen rarement grossier sub-arrondi à sub-anguleux. Fines passées de calcaire gris clair à gris-blanc argileux, parfois dolomitique, tendre. Traces de lignite et de pyrite.
- **Le Barrémien** : grès gris blanc à beige et brun rouge fin à moyen, rarement grossier, silico-argileux sub-arrondi à sub-anguleux, moyennement consolidé à friable avec intercalations d'argile brune rouge à rouge-brique rarement gris-verdâtre tendre, silto-sableuse localement carbonatée. Alternance d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre à indurée, silteuse à silto sableuse, légèrement carbonatée et de grès gris blanc à gris brun, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable avec fine passée de dolomie beige microcristalline dure. Traces de lignite et de pyrite.
- **L'Aptien** : dolomie gris blanc à beige, parfois grise, microcristalline dure avec passées de calcaire gris clair à blanc argileux, parfois dolomitique, tendre, et de marne grise à gris-verdâtre tendre à plastique.
- **L'Albien** : argile versicolore à prédominance brun rouge à rouge-brique rarement gris verdâtre, silteuse à silto-sableuse, tendre légèrement carbonatée avec fines passées de grès gris clair à gris blanc et gris vert, très fin, parfois moyen, siliceux à silico-argileux, sub-arrondi à sub-anguleux, moyennement consolidé à friable avec fines

passées d'argile versicolore, tendre à indurée, carbonatée et de dolomie beige, microcristalline, moyennement dure. Niveaux de sable blanc, translucide, moyen à grossier.

- **Le Cénomanién** : alternances d'argile brun rouge et grise à gris-verdâtre tendre, carbonatée et de sel blanc, translucide, parfois rosâtre, massif avec passées de calcaire gris blanc à beige, microcristallin, moyennement dur avec des niveaux d'anhydrite blanche, tendre pulvérulente.
- **Le Turonien** : calcaire dolomitique gris clair à blanc et beige, crayeux parfois argileux, moyennement dur avec passées d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge, tendre légèrement carbonatée.
- **Le Sénonien salifère** : sel massif blanc, translucide à rosâtre avec fines passées d'argile brun rouge et gris verdâtre tendre, salifère.
- **Le Sénonien anhydritique** : anhydrite blanche à translucide, pulvérulente, localement cristalline, dure avec passées de dolomie à dolomie calcaire, gris blanc à beige, microcristalline moyennement dur, parfois gris clair, tendre et d'argile grise à gris verdâtre, tendre à indurée carbonatée.
- **Le Sénonien carbonaté** : il est constitué de calcaire. Gris blanc à blanc microcristallin, moyennement dur. Parfois gris verdâtre argileux tendre avec passées de dolomie gris beige à beige microcristalline dure, avec intercalations de dolomie à dolomie calcaire, gris blanc à gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'argile grise, tendre à plastique, dolomitique.

II.1-1-4- Le Cénozoïque :

- **Le Mio-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** : Ce sont des sables représentant des placages dunaires.

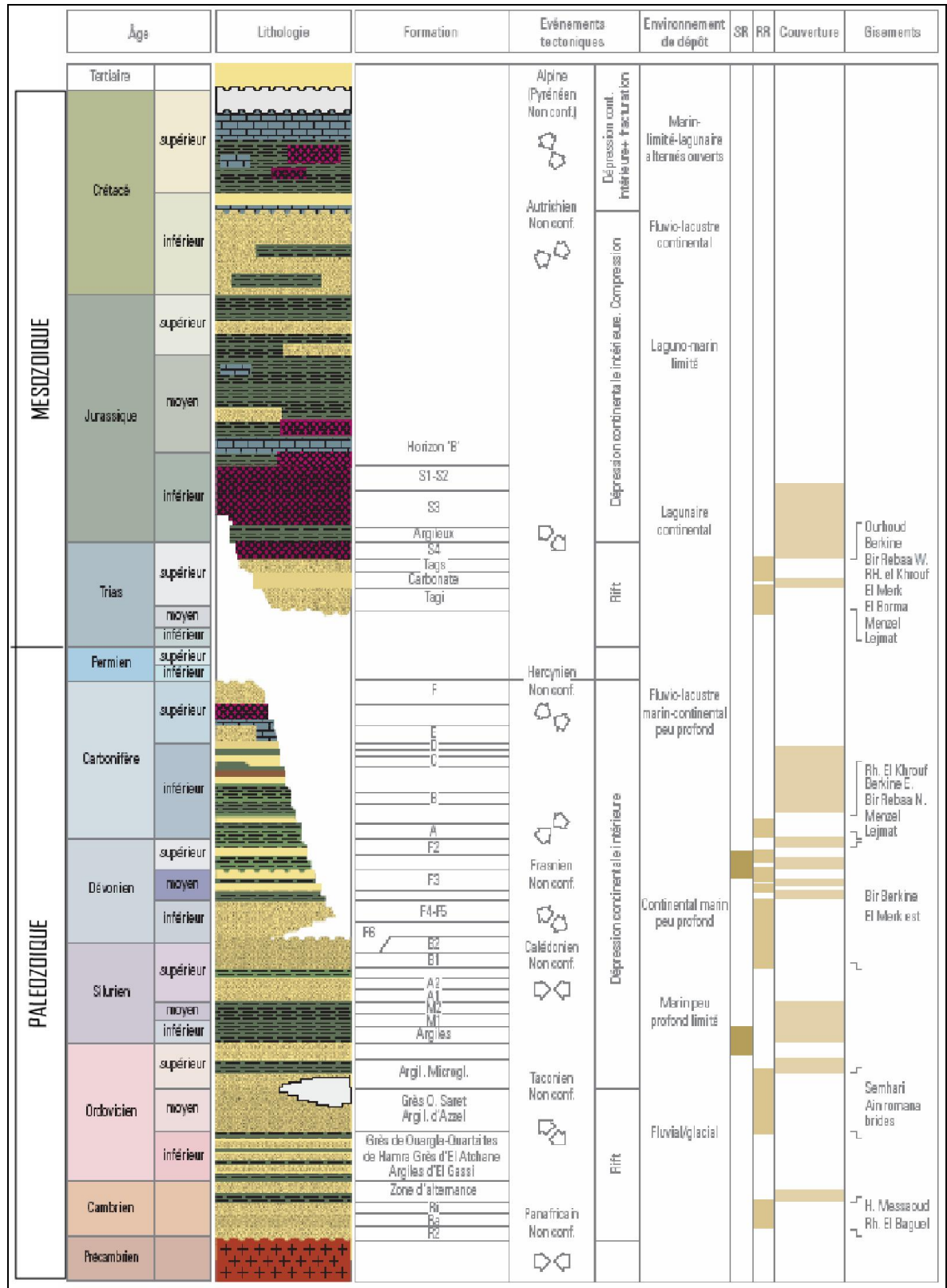


Fig. 4: Coupe stratigraphique du Bassin de BERKINE (SONATRACH / SCHLUMBERGER 2007).

II.1-2- Evolution structurale et différentes phases tectoniques connues :

II.1-2-1- Aspect structural :

Le bassin de Berkine est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- ✓ **Domaine ouest** : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude.
- ✓ **Domaine centre** : c'est un domaine, où les structures sont relativement moins prononcées avec une remontée monoclinale vers le nord au niveau de la voûte de Dahar, pour les formations paléozoïques.

Les failles qui résultent de la tectonique cassante, ayant affectée les deux domaines sont multidirectionnelles, Les études structurales ont montré que les accidents NE-SW seraient dues principalement aux mouvements distensifs à la fin Trias / début Jurassique.

Les failles régionales ont défini des trends structuraux majeurs sur lesquels viennent se greffer les pièges et gisements d'huile et de gaz dans le bassin.

Les principales orientations observées sont :

- ✓ **Direction submérienne** : les failles submériennes se caractérisent par de forts rejets, pouvant atteindre 2000m comme dans le cas de la faille de Ramade et 500m et plus dans la région de Rhourde Nouss, avec des structures de grandes amplitudes (la structure de Rhourde Nouss atteint 900m de fermeture structurale).
- ✓ **Direction Nord Est - Sud-Ouest** : les failles NE-SW sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure, les structures associées sont des blocs basculés ou des structures 'en fleur', cette direction interfère avec la direction submérienne.

Sur la majorité des rejeux tectoniques à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

En plus il y'a d'autres orientations secondaires de failles qui existent localement :

- ✓ **Direction Nord70** : elle se ressent dans la région de Rhourde Nouss, au niveau de la structure de Touil et dans la région de Menzel Lejmet.
- ✓ **Direction subéquatoriale** : au sud Est d'Ahara et à l'ouest sur le trend Tartrat.
- ✓ **Direction Nord 150** : au Nord Est du bassin au niveau des trends de Keskesa, Bir Rebâa Zemlet el-Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde en Naga.

II.1-2-2 Les phases tectoniques :

II.1-2-2-1- Les principales phases de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne : (D'après Boudjema (1987) et du Beicip (1975).

a- La phase panafricaine : c'est suite à la collision entre le craton Ouest africain rigide et le craton Est africain plus plastique, qu'apparaissent de grands accidents subméridiens verticaux observables sur tout le substratum précambrien. Ils peuvent être interprétés comme des décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres (Caby, 1968 et Vitel, 1975). A ces failles majeures, se conjugue un réseau de failles NE-SW et NW-SE, la contrainte maximale est orientée E-W.

b- La distension cambro-ordovicienne : après le nivellement des structures et reliefs antérieurs au Cambrien il se forme la pédiplaine infra-tassilienne, légèrement inclinée ver le nord (S.Beou et al. ,1971 in Boudjema 1987) (Fig. 5).

D'après BOUDJAMA et BEICIP, Modifié par B.KADI (1992).


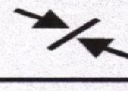



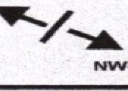

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
	PALEOGENE EOCENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPIN PRECOCE)	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90
	JURASSIQUE			
	TRIAS			
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW
		Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE
	Moyen	PHASE	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	Inferieur			
	SILURIEN	CALEDONIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")
	ORDOVIEN			
	CAMBRIEN			

Fig. 5: Les principales phases tectoniques sur la plate-forme Saharienne (Boudjema 1987 et Beicip Franlab 1975)

II.1-2-2-2- Les séries cambro-ordoviciennes présentent :

Des variations d'épaisseur et de faciès de part et d'autre des failles subméridiennes. Un fossé sur le prolongement Nord des accidents subméridiens et des intercalations volcaniques.

Cet épisode se termine par une transgression généralisée.

- **La phase tectonique** : c'est une phase, de mouvements compressifs le long des accidents subméridiens, qui provoquent des soulèvements régionaux et ensuite leur érosion.

- **Au Silurien** : C'est une phase de distension qui a suivie la fonte des calottes glaciaires et qui a engendré des dépôts d'argile noire.

- **La phase de compression calédonienne** : c'est une phase de soulèvement général suivie d'une période d'érosion, de nivellement des structures, et de dépôts détritiques, elle a eu lieu entre la fin Silurien et le début Dévonien.

- **La phase dévonienne** : elle est caractérisée :

- ✓ **Au Dévonien inférieur** : par une phase distensive qui débute au Gédinnien et se termine par la transgression généralisée au début de l'Emsien.
- ✓ **Au Dévonien moyen et supérieur** : par la discordance frasnienne.

II.1-2-2-3- Les mouvements post-famenniens : une discordance à la base du Carbonifère a été établie par le fait que les formations du Tournaisien supérieur reposent en discordance sur les formations du Dévonien.

- **La phase hercynienne** : montre l'érosion des formations carbonifères en direction de la bordure Ouest et Sud-ouest du bloc 403d, ce qui illustre le basculement du bassin vers l'Est et le Nord-est durant les mouvements hercyniens et l'exposition par conséquent des parties Ouest et Sud-ouest à l'érosion. Les mouvements hercyniens majeurs sont situés après le Namurien et avant Permien, (d'après A. Boujema 1987). (Fig.6).

- **La phase de rifting continental** : cette phase correspond aux coulées volcaniques liées aux failles majeurs NE-SW et à l'épaisse série salifère qui peut atteindre plus de 1400m dans le sillon de Durban qui bord au Sud-ouest le bassin de Berkine.

- **La phase autrichienne** : c'est une phase de compression Est Ouest qui a causé une inversion structurale. Les failles normales syn.-sédimentaires créées pendant le Trias-Lias se sont inversées durant cette phase.

- **La phase pyrénéenne (Eocène supérieur)** : cette phase compressive affecte les accidents NE-SW donnant naissance à de nombreux anticlinaux.

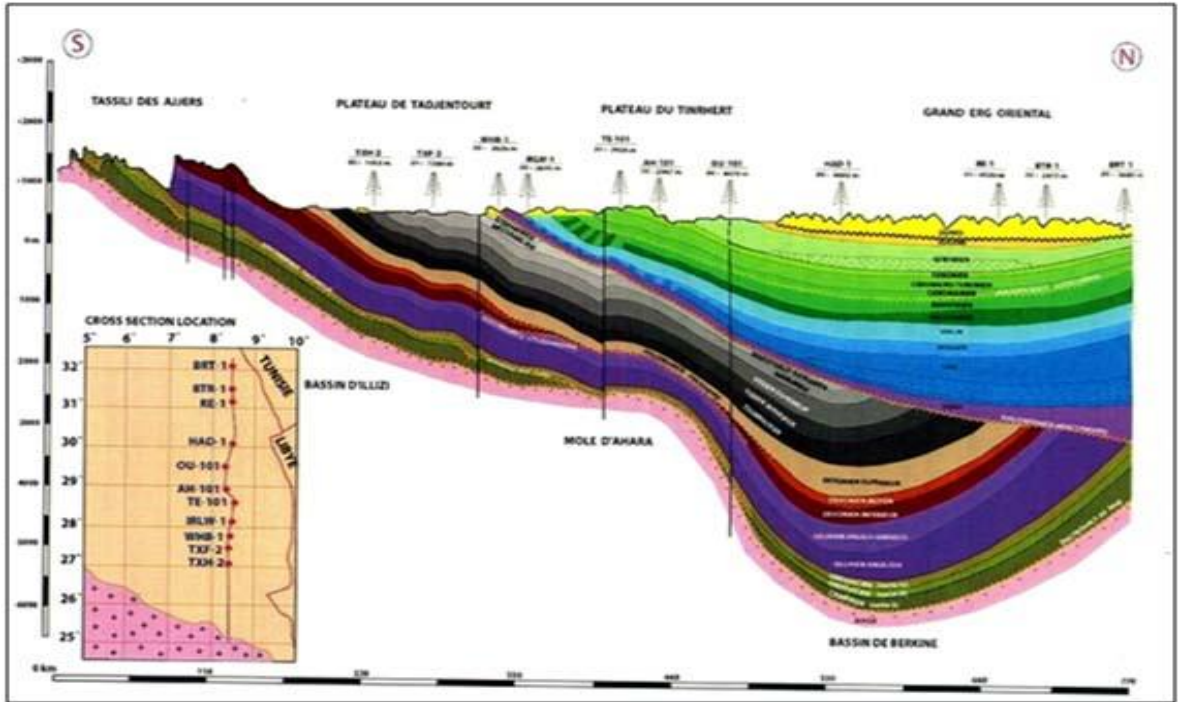


Fig. 6: Coupe géologique du Bassin de Berkine (SONATRACH/ EXPLORATION 2003).

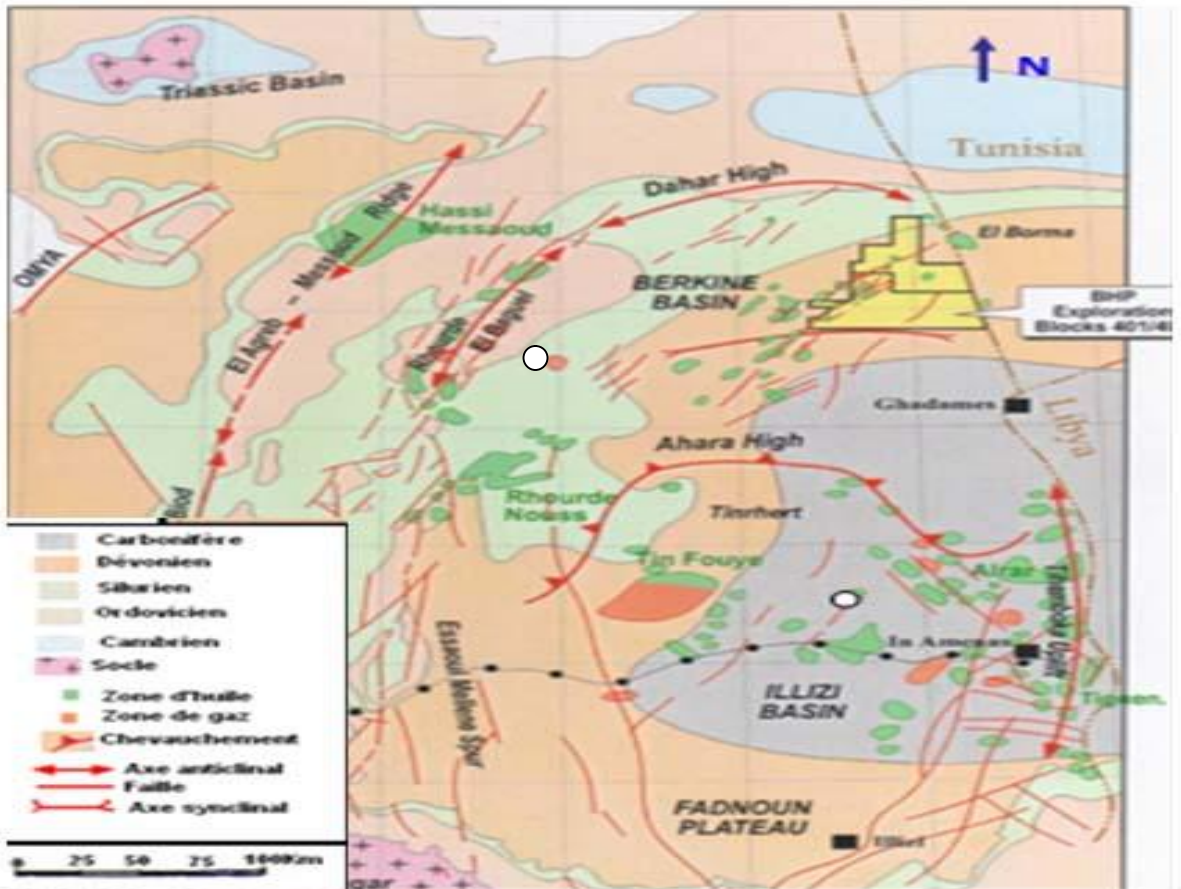


Fig. 7 : Les éléments tectoniques du bassin de BERKINE (SONATRACH /PED 2003).

II.2 CADRE LOCAL

II.2-1- Situation géographique du secteur d'étude :

Le secteur d'étude est situé entre les latitudes Nord :

$$X_1 = 8^{\circ} 00'$$

$$X_2 = 8^{\circ} 30'$$

Et les longitudes Est :

$$Y_1 = 31^{\circ} 10'$$

$$Y_2 = 31^{\circ} 40'$$

A1.A2..... : Puits

UTM

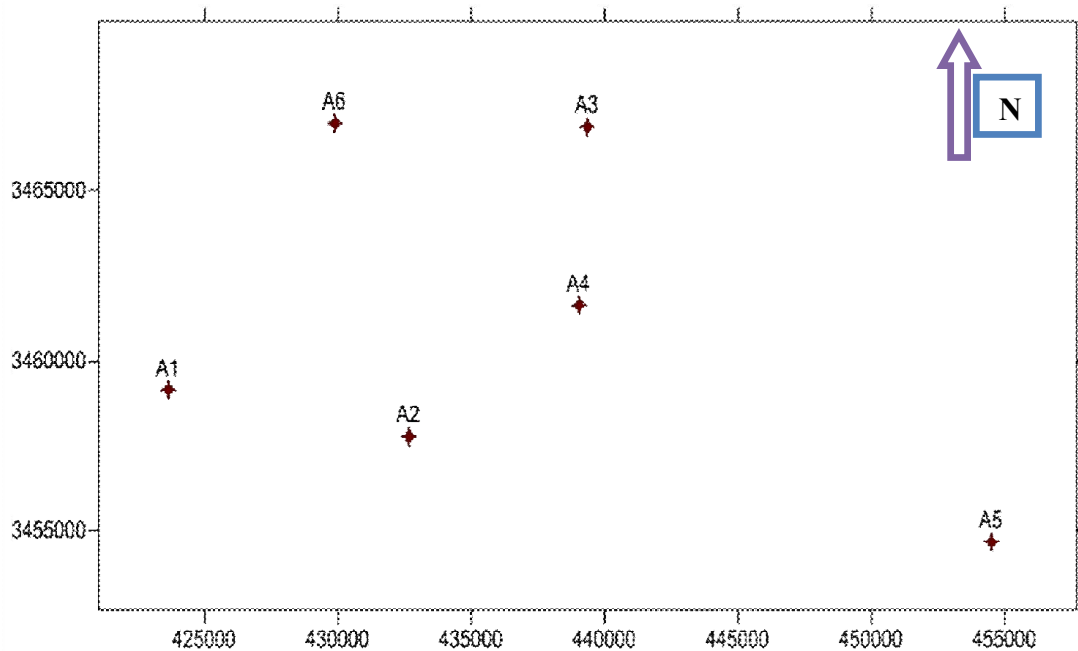


Fig. 8 : Position des puits au tour du secteur d'étude

II.2-2- Situation géologique du secteur d'étude :

Le secteur d'étude de Rhourde Rouba fait partie de périmètre de Zemoul El-Kbar, qui est situé dans la partie Nord du bassin de Berkine. Ce dernier est caractérisée par plusieurs trends structuraux orientés NE/SO, parallèles à l'axe structural majeur Wadi El Teh / El Borma. Plusieurs fermetures structurales sont rattachées à des puits, telle que ROM, BRN, RHB, ROME, et RRBS et sont adossées à des failles d'orientation NE-SO et scellées par des failles NO-SE.

II.2-3- Contexte stratigraphique :

Après la fin de l'orogénèse hercynienne, la sédimentation a repris par le dépôt de matériaux provenant de l'érosion de la chaîne hercynienne sur les bordures Sud-Ouest et Ouest du bassin pour former les réservoirs du Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI).

II.2-4- Contexte structural :

Les accidents majeurs NE-SO sont recoupés par des axes Est-Ouest qui représentent la conséquence des reprises en transgression des axes majeurs (NE/SO) durant les phases tectoniques autrichienne et tertiaire, compliquant ainsi l'image structural et engendrant un compartiment âge des structures en horsts et grabens.

Les séries du Trias (TAGI) reposent directement sur un substratum Paléozoïque partiellement érodé dans la région de RRBS où le Dévonien inférieur et plus précisément le Siegénien et Eifélien affleurent sous la discordance hercynienne.

Le relief et les accidents hérités de l'événement tectonique majeur hercynien ont beaucoup contrôlé la sédimentation des dépôts.

La structuration actuelle de cette région de Berkine est le résultat de plusieurs phases orogéniques qui s'y sont succédées dont les plus importantes sont:

La phase compressive hercynienne (principale: fin carbonifère) avec des contraintes de serrage NO/SE (N120°) qui est responsable de la création de structures NE/SO et de l'érosion Progressive des formations paléozoïques du SE vers le NO du bassin.

L'Emsien (Niveau 'B') qui affleure sous la discordance hercynienne dans la région de RHB peut être absent dans la région de RRBS du fait de l'érosion hercynienne en même temps que le siegenian marker.

La phase distensive post-hercynienne (Trias supérieur/Lias inférieur) dont les contraintes sont orientées NO/SE au début, puis NE/SO Durant le Lias (en rapport avec l'ouverture de l'atlantique nord et la thétys) est responsable de la création et de la réactivation de failles normales de direction NE/SO et NO/SE, et des variations latérales de faciès est 'épaisseurs des dépôts triasiques (tectonique syn.-sédimentaire) ainsi que la création de blocs bascules dans le bassin.

Certaines accumulations d'hydrocarbures mises en évidence dans le bassin sont liées à ce type de structures telles que RHB, ROM, ROMN,....

La phase compressive autrichienne (Crétacé inférieur) avec des contraintes dirigées E/O est caractérisée par un style tectonique transgressif sur les axes structuraux NE/SO.

Les mouvements tertiaires semblent avoir un impact relativement faible dans cette partie du bassin par rapport aux mouvements précédents.

II.2-5- Intérêt pétroliers :

Introduction

Le but de cette partie est la mise en évidence de la valeur pétrolière de la région étudiée (Rhourde Rouba) et cela en délimitant le mieux possible et les horizons à meilleures caractéristiques pétro-physiques ; cela exige la connaissance de deux propriétés fondamentales qui sont : La porosité et la perméabilité ainsi que leurs valeurs spatiales.

II.2-5-1- La roche mère :

La roche mère, c'est là où s'effectuent les différentes étapes de la formation des hydrocarbures.

Une roche mère est un sédiment qui renferme une certaine quantité de matière organique ayant donné des quantités appréciables d'hydrocarbures. Ces roches mères correspondent aux :

Sédiments marins francs riches en plancton tels que les argiles à graptolites du Silurien de la plate forme saharienne.

Sédiments deltaïques riches en plancton et débris de végétaux.

II.2-5-2- Les hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont le résultat de la transformation de la matière organique essentiellement sous l'action de la température, c'est une transformation chimique qui se fait au cours de l'enfouissement.

II.2-5-3- La migration des hydrocarbures :

Etant donné leurs propriétés physiques (Liquides ou gazeuses) les hydrocarbures migrent de la roche mère vers les réservoirs, généralement on distingue deux types de migrations :

✓ **La migration primaire :**

Une fois formée, les hydrocarbures vont être expulsés de la roche mère et vont évoluer vers des niveaux poreux et perméabilité (réservoirs) qui sont situés à de faibles distances.

✓ **La migration secondaire :**

Elle se fait au sein du réservoir une fois son étanchéité assurée. Cette migration se fait à partir des zones à haute pression vers d'autres à plus faible pression ou encore par la poussée d'Archimède lorsqu'elle rencontre l'eau.

II.2-5-4 Piège :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (A. Perrodon.1985). Il existe trois types de pièges :

✓ **Pièges structuraux :**

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

✓ **Pièges stratigraphiques :**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc....

✓ **Pièges mixtes :**

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin de oued M'ya et le NE de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

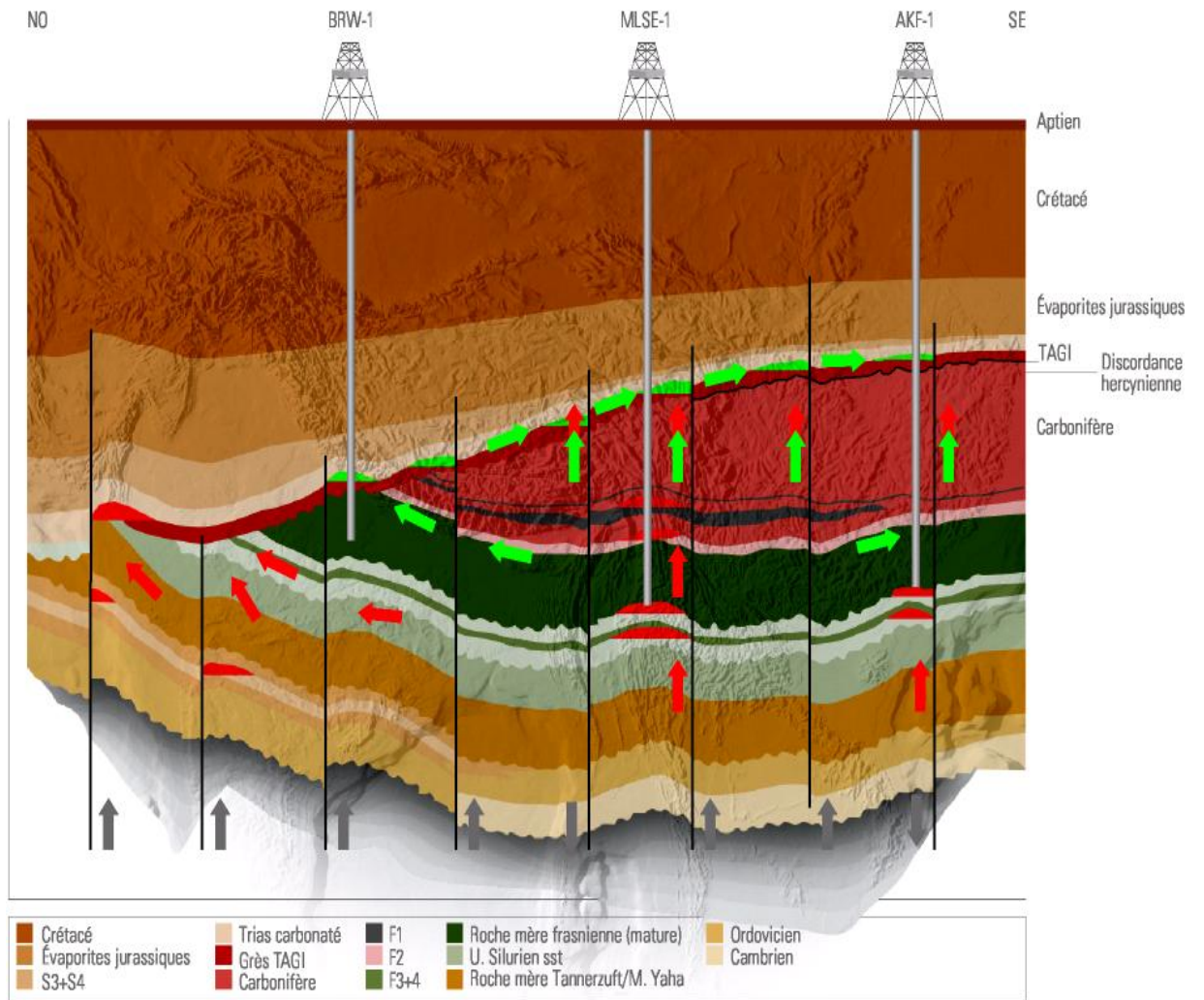


Fig. 9 : Pièges et migration dans le bassin de BERKINE(WEC.2007)

Légende :

Gaz :



Huile :



La direction de migration des hydrocarbures



Chapitre III:

distribution spéciale de réservoir

III. INTERPRETATION DES CARTES ISO-VALEURS DE RHOURE ROUBA

III.1-Interprétation des cartes en isopaques du réservoir Rhourde Rouba :

- Les cartes en isopaques montrent l'évolution des épaisseurs du réservoir étudié ;
- Les cartes de la variation de porosités (iso-porosité) renseignent sur les meilleurs paramètres pétro-physiques. Mais, les mesures sur les carottes sont compensées aussi par les résultats de l'interprétation diagraphique.

Ceci nous conduisant à une appréciation des qualités des réservoirs de notre secteur.

III.2-Variation latéral du réservoir de Rhourde Rouba :

III.2-1-La carte en isopaques des épaisseurs du réservoir de Rhourde Rouba :

Elle montre que les isolignes sont serrées dans la partie centrale du réservoir, Le maximum d'épaisseur est enregistré autour du puits A4. Sa valeur de 188m s'explique par la présence de dépôt éolien à la base du TAGI de notre réservoir dans une paléovallée. De part et d'autre de ce puits, cette épaisseur diminue, le minimum est de 148m enregistré autour du puits A2 (Fig.10).

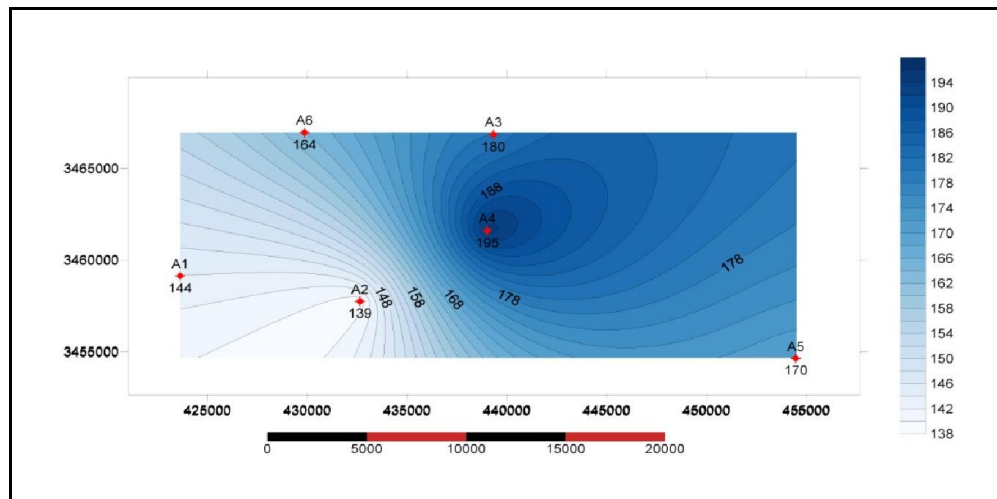


Fig. 10 : Carte des épaisseurs total du réservoir TAGI de Rhourde Rouba

III.2-2-La carte en isopaques des épaisseurs des grés utiles du TAGI de Rhourde Rouba:

Elle montre que l'épaisseur des grés utiles du TAGI de Rhourde Rouba augmente progressivement vers le Nord/Nord-Ouest, le maximum est de 67m enregistré autour du puits A2, alors que le minimum est enregistré dans la partie Ouest et la partie Nord du secteur

d'étude au niveau des puits A1 et A3 avec une valeur varie de 30 à 45m. L'évolution est en diminution de l'Ouest vers l'Est (Fig.11).

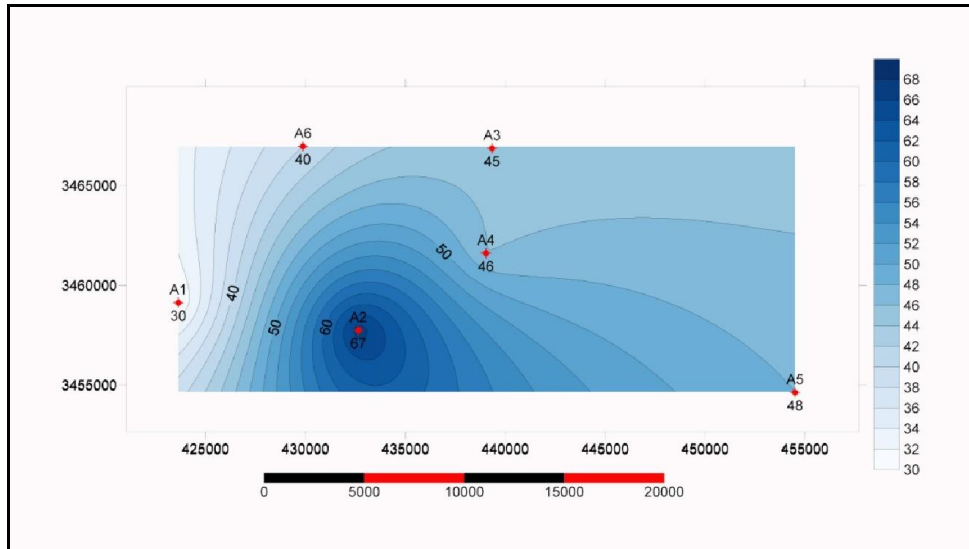


Fig. 11 : Carte des épaisseurs des grés util de réservoir de Rhourde Rouba

III.2-3-La carte en iso-porosité du réservoir de Rhourde Rouba:

L'examen de cette carte nous a permis de distinguer que ce paramètre de porosité diminuée progressivement dans la partie Nord-Ouest et Ouest de secteur d'étude avec une valeur minimale de 8% au niveau de puits A4, et l'augmentation enregistré dans la partie centrale du puits A2, avec une valeur de 11,36% (Fig.12).

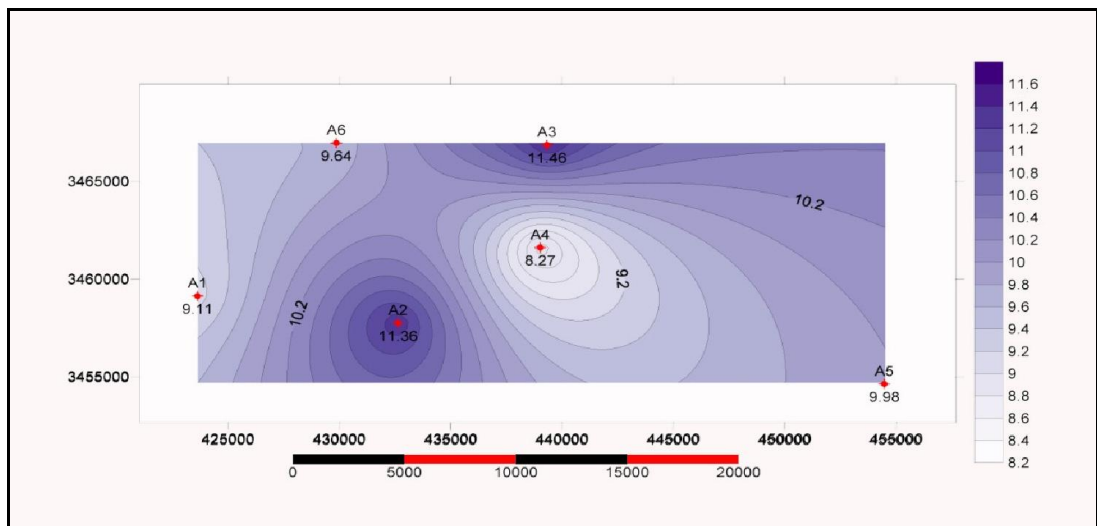


Fig. 12 : Carte en isoporosité de réservoir de Rhourde Rouba

III.2-4-La carte en iso-perméabilité du réservoir de Rhourde Rouba:

Dans cette carte on remarque une augmentation de la perméabilité dans la partie centrale. La valeur maximale est de 50,42md, enregistrée au niveau du puits A3. Autour de ce puits, l'évolution en diminution de la perméabilité est radiale avec un minimum de 5,25md au niveau du puits A6 (Fig. 13).

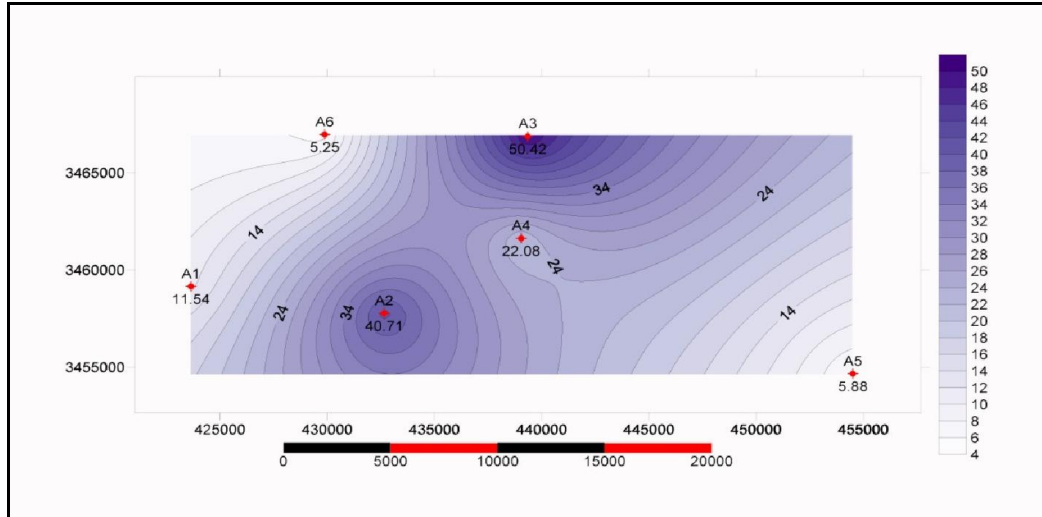


Fig. 13 : Carte en isoperméabilité de réservoir de Rhourde Rouba

Chapitre IV:

Caractérisation du réservoir (TAGI)

IV. CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR RÉGIONAL ET LOCAL

IV.1. CARACTERISATION DU RÉSERVOIR REGIONALE DE TRIAS ARGILO GRESEUX INFERIEUR (TAGI)

IV.1-1- Réservoir

IV.1-1-1- Définition du réservoir

Le réservoir est défini par des roches suffisamment poreuses et perméables pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Ces roches (grès, argiles...) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisants, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables (calcaires, dolomies...) interdisant aux fluides de s'échapper.

IV.1-1-2- Description du réservoir

Les réservoirs peuvent être des morceaux et des blocs de roches perméables fragmentés très complexes, pouvant tous comporter de grandes quantités de pétrole et de gaz. Certains peuvent être très petits ou plats comme des crêpes alors que d'autres sont fragmentés. Tous ces types de réservoirs comportent des quantités importantes de pétrole et de gaz.

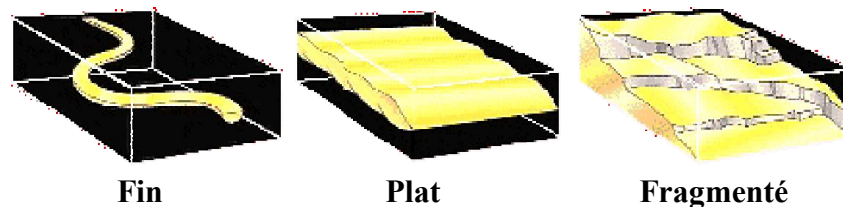


Fig. 14: Types des réservoirs

Certains réservoirs ne sont pas profonds (3000m) et d'autres, au Texas, descendent jusqu'à 30000m. Il ya des réservoirs qui sont peut-être vieux d'un million d'années et d'autres qui dépassent les 600 millions d'années et qui ont des histoires, des propriétés et des caractéristiques internes différentes.

IV.1-1-3- Caractéristiques du réservoir :

Du point de vue géologique, les roches réservoirs se répartissent en deux grandes familles :

- les roches détritiques à grains siliceux (sables et grès),
- les roches carbonatées : calcaires et dolomies.

Les réservoirs gréseux, qui représentent environ 80% des réservoirs d'hydrocarbures, renferment près de 60% des réserves, les carbonates environ 35% ; les quelques % restant se trouvent dans des formations fissurées, pas nécessairement sédimentaires.

La saturation en hydrocarbures dans un réservoir est toujours inférieure à 100%, elle est en général de l'ordre de 80% (50% dans les cas les plus défavorables). Les 20% restant représentent la saturation en eau irréductible. Avant l'accumulation des hydrocarbures, les pores de la roche réservoir étaient remplis par l'eau de formation. Des hydrocarbures ont déplacé une partie de cette eau, seule l'eau mouillant la roche est restée en place, elle constitue l'eau irréductible.

IV.1-1-4- Type du réservoir (Gréseux) :

Les réservoirs détritiques, constitués de sables et de grès, présentent une porosité et une perméabilité assez homogène contrôlées par la taille des grains et le degré de cimentation. Les ciments peuvent être de nature différente (siliceux, carbonatés, argileux). Les corrélations entre porosité et perméabilité sont généralement bonnes. La diminution de l'une et de l'autre avec l'enfouissement est régulière et en fonction des contraintes environnementales.

IV.1-2- Le potentiel pétrolier du réservoir TAGI :

IV.1-2-1- La roche mère : les principales roches mères de la région sont :

- Les argiles à Graptolites du Silurien inférieur.
- Les argiles du Frasnien situées sous la discordance hercynienne.

IV.1-2-2- La roche réservoir : le principal réservoir dans la région de Berkine de TAGI. Il est subdivisé en trois niveaux qui sont de bas en haut :

- TAGI inférieur.
- TAGI moyen.
- TAGI supérieur.

IV.1-2-3- La roche couverture : La couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté.

IV.1-2-4- Caractéristique du réservoir :

Pour une meilleure exploration d'un gisement d'hydrocarbure donné au niveau du réservoir TAGI basée sur la qualité de réservoir qui doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, épaisseur utile, saturation...), mesurés à partir des diagraphies et des carottes de sondages.

IV.1-2-5- Les différents niveaux et cortèges constituant le réservoir TAGI

En tenant compte des réponses diagraphiques enregistrées au niveau de chaque puits, il a été remarqué que l'ensemble lithologique du réservoir TAGI se compose de trois cortèges sédimentaires qui sont de bas en haut comme suit:(d'après Sonatrach).

- Le cortège de bas niveau marin.
- L'intervalle transgressif.
- Le cortège de haut niveau marin.

IV.2. Les caractéristiques pétro-physiques

IV.2-1- La porosité « Φ » : Elle est défini comme un volume de vide (pore) existant dans la roche sur le volume total de la roche, exprimé en %.

Elle est divisée en trois :

- a. Porosité totale :** C'est la fraction du volume total occupée par les pores, ou bien le volume disponible pour un vide par rapport au volume total de la roche.

$$\Phi_t = V_v / V_t$$

Φ_t : Porosité totale

V_v : Volume des vides

V_t : Volume total de l'échantillon

- b. Porosité utile (ou effective) Φ_e :** C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage.

$$\Phi_e = V_p / V_t$$

Φ_e : Porosité effective

V_p : Volume des vides communicants

V_t : Volume total de la roche

c. **Porosité restante (Φ_u):** C'est la soustraction de la porosité propre à l'argile :

$$\Phi_u = \Phi_t - V_{cl} * \Phi_{cl}$$

Φ_t : la porosité totale en (%).

V_{cl} : pourcentage d'argile.

Φ_{cl} : la porosité propre à l'argile.

Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10% Et 35 %.

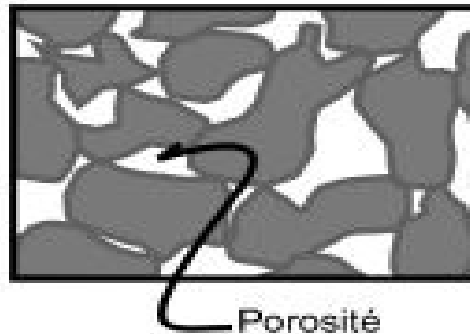


Fig. 15 : La porosité des roches

IV.2-2- La perméabilité « K » :

La perméabilité « K », est la capacité de circulation d'un fluide (liquide ou gaz) dans la formation. C'est une mesure de la vitesse d'écoulement d'un fluide à travers une surface donnée d'une formation pour un gradient de pression donné à travers ses parois. Elle est exprimée en milli darcy (md)

La Loi de Darcy :

$$K = 0.136 \frac{\Phi^2}{S_w^{4.4}}$$

- K : perméabilité [md].

- Φ : porosité (%).

- S_w : saturation en eau (%).

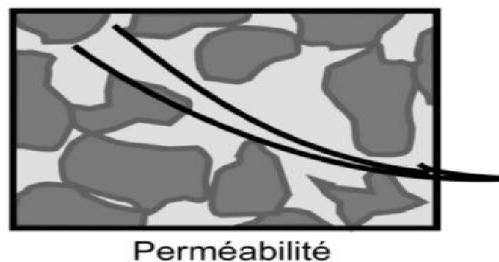


Fig. 16 : Perméabilité des roches

IV.2-3- La saturation « S » :

Pour un fluide considéré, présent dans un réseau poreux en même temps que d'autres fluides, on définit une saturation. On désigne par la saturation, le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides.

$$S = V_f / V_p$$

-S : Saturation

- V_f : Volume de fluide

- V_p : Volume poreux total disponible pour les fluides

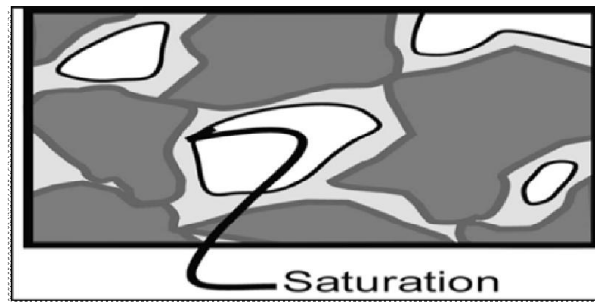


Fig. 17 : Saturation des roches

Si de l'eau, de l'huile et du gaz sont présents dans un même réseau poreux, on a :

$$S_o = (V_o / V_p) * 100\%$$

S_o : Saturation en huile.

$$S_g = (V_g / V_p) * 100\%$$

S_g : Saturation en gaz.

V_o : Volume d'huile.

V_g : Volume de gaz.

V_p : Volume des pores.

Avec : $S_w + S_o + S_g = 1$.

IV.3. Classification des paramètres pétro-physiques:

IV.3-1- La porosité : La porosité est classée comme :

Faible	:	5%
Médiocre	:	5% - 10%
Moyenne	:	10% - 20%
Bonne	:	20% - 30%
Très bonne	:	30%

IV.3-2- La perméabilité :

La gamme de perméabilité rencontrée est très étendue, elle varie de 0.1md à plus de 10 darcy pour mieux spécifier les valeurs on admet :

Très faible	:	$K < 1$ md
Faible	:	K de 1 à 10 md
Médiocre	:	K de 10 à 50 md
Moyenne	:	K de 50 à 200 md
Bonne	:	K de 200 à 500 md
Excellente	:	K est > 500 md

IV.3-3- La relation porosité – perméabilité :

Bien que dans les roches élastiques il puisse exister une certaine relation entre la porosité et la perméabilité, on ne constate en générale, pas de relation quantitative directe entre ces deux caractéristiques fondamentales du réservoir.

C'est notamment le cas des argiles, poreuses, mais dont les pores et les canalicules extrêmement fins renforcent les actions liées aux tensions inter faciales qui tendent à limiter les possibilités de déplacement des fluides.

A l'inverse, on peut noter le cas des roches fissurées souvent compactes et notamment des carbonates qui présentent en générale une perméabilité élevée mais des porosités faibles.

IV.4. Traitement statistique des paramètres pétro-physiques du secteur d'étude (Rhourde Rouba) :

Pour le traitement de la porosité et de la perméabilité, on a procédé pour la première étape à faire un calcul statistique qui consiste à établir des diagrammes, et pour une seconde étape, on a procédé à analyser les cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité.

Tab. 1 : Les données de porosité et de perméabilité du réservoir TAGI
Du secteur Rhourde Rouba.

Nom de Profondeur	A1		Nom de Profondeur	A2	
	$\phi\%$	K (md)		$\phi\%$	K (md)
3208-3211	7,3	43,20	3070-3074	9	7,48
3213-3216	7	5,04	3074-3077	13	119,5
3217-3219	11	6,82	3077-3085	10	117,6
3219-3220	10	6,83	3085-3087	12	2,72
3220-3221	11	7,79	3087-3089	12	26,38
3221-3224	9	11,89	3089-3096	12	44,99
3224-3225	11	3,54	3098-3102	14	1,8
3225-3228	10	11,86	3102-3105	12	18,38
3234-3239	10	14	3107-3113	4	7
3239-3244	8	11	3116-3125	17	67
3246-3249	6	5	3126-3145	10	35

Nom de Profondeur	A3		Nom de Profondeur	A4	
	$\phi\%$	K (md)		$\phi\%$	K (md)
3144-3153	11,1	-	3067-3070	5	8,88
3153-3156	12,2	0,09	3074-3085	9	2,68
3156-3158	11,4	0,69	3085-3090	9	0,58
3158-3162	15,4	10,49	3091-3092	8	0,42
3162-3164	9,9	13,34	3093-3094	7	0,21
3164-3167	9,9	147	3095-3096	2	0,35
3167-3170	11,4	210	3097-3103	10	5
3170-3172	11,7	1,95	3104-3107	7	3,28
3172-3189	10,2	19,8	3110-3115	8	6,91
			3125-3130	9	34,67
			3130-3135	17	180

Nom de Profondeur	A5		Nom de Profondeur	A6	
	$\phi\%$	K (md)		$\phi\%$	K (md)
3110-3114	8,1	5,4	3057-3060	7,8	12
3114-3119	10	6,08	3060-3064	7	7,65
3119-3123	12	6,86	3064-3069	12	7,4
3123-3127	9	7,03	3069-3072	11	5,2
3127-3133	8	10,4	3072-3077	10	6
3133-3138	11,56	3,05	3077-3081	9	4
3138-3141	15,2	9	3081-3085	10	1,8
3141-3144	7	3	3085-3091	11	1,2
3144-3148	9	2,18	3091-3097	9	2

IV.4-1- Evolution de la porosité :

L'étude de l'évolution verticale de la porosité a été établie sur 06 puits verticaux.

Les valeurs de la porosité sont tirées des mesures effectuées sur les échantillons de carotte prélevés dans les six puits tous les 25cm.

Puits A1 :

L'évolution verticale de la porosité (Fig18), montre une distribution en deux intervalles :

- L'intervalle supérieur (3220m - 3235m) :

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 09% avec une moyenne de 10,28%.

- L'intervalle inférieur (3205 m - 3215m) et (3240m - 3247m):

Les valeurs de la porosité dans ces intervalles montrent une certaine constance qui oscille autour de 08% avec une moyenne de 07,07%.

Les valeurs élevées de la porosité du réservoir de Rhourde Rouba sont localisées dans la partie médiane (3217m - 3239m) avec une moyenne de 10%.

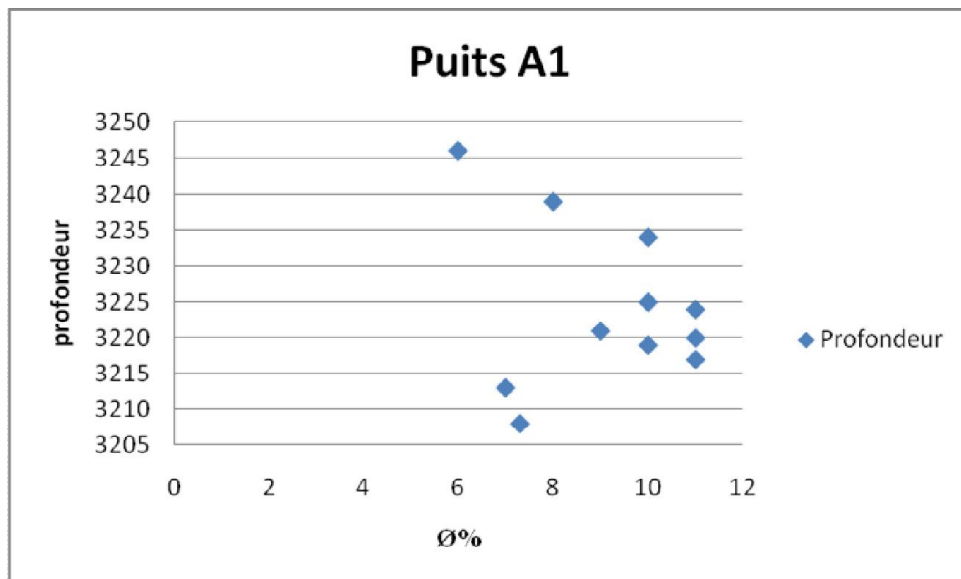


Fig. 18 : Evolution verticale de la porosité (Puits A1)

Puits A2 :

La porosité dans ce puits varie verticalement entre 4 et 17% avec une moyenne de 11,36%.

Les valeurs de la porosité restent élevées autour de 17% à partir de 3125m de profondeur jusqu'au mur du réservoir (Fig. 19).

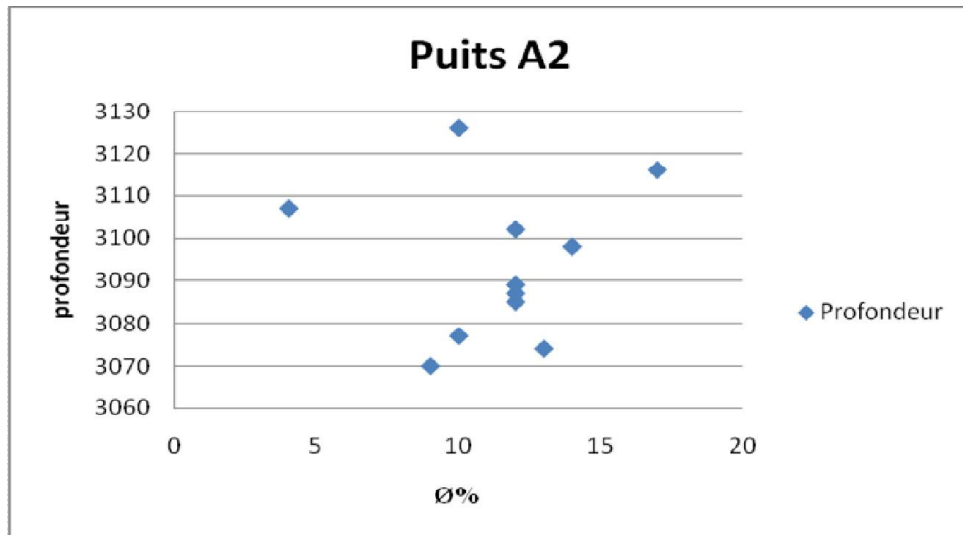


Fig. 19 : Evolution verticale de la porosité (Puits A2)

Puits A3 :

La distribution de la porosité dans ce puits présente des bonnes valeurs tout au long du réservoir ; ces valeurs varient entre 9,9 et 12,2% avec une moyenne de 11,46%. (Fig.20).

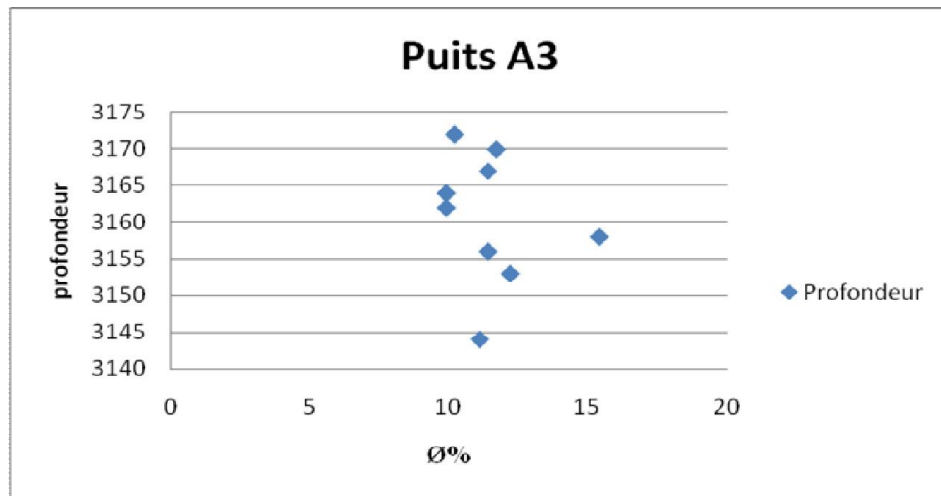


Fig. 20 : Evolution verticale de la porosité (Puits A3)

Puits A4 :

Ce puits présente une porosité élevée avec une moyenne de 8,27% sauf dans les trois premiers mètres où la porosité est négligeable avec une moyenne de 5%. (Fig.21).

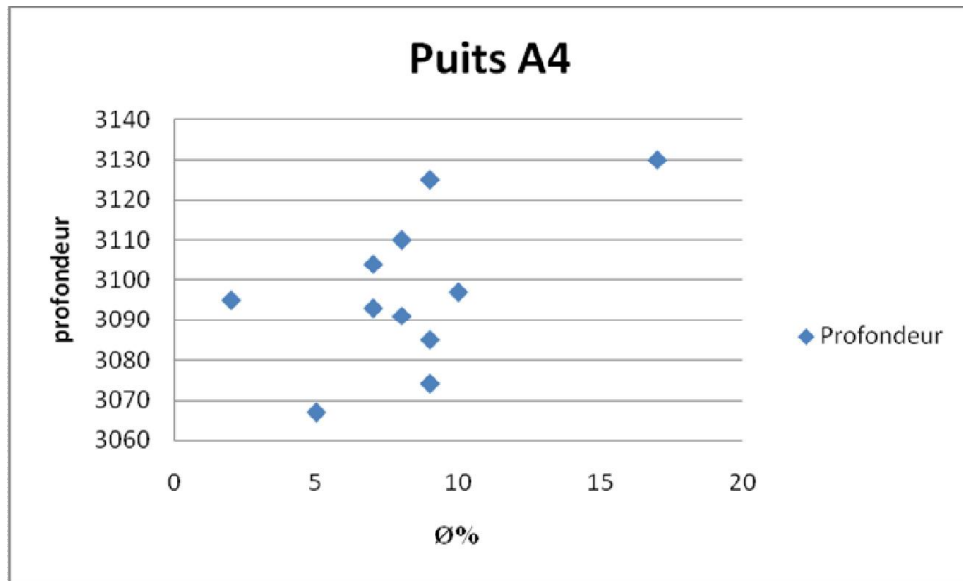


Fig. 21 : Evolution verticale de la porosité (Puits A4)

Puits A5 :

La porosité dans ce puits varie entre 7 et 15,2% avec une moyenne de 9,98% dont la valeur la plus élevée se trouve uniquement entre 3138 m. (Fig.22).

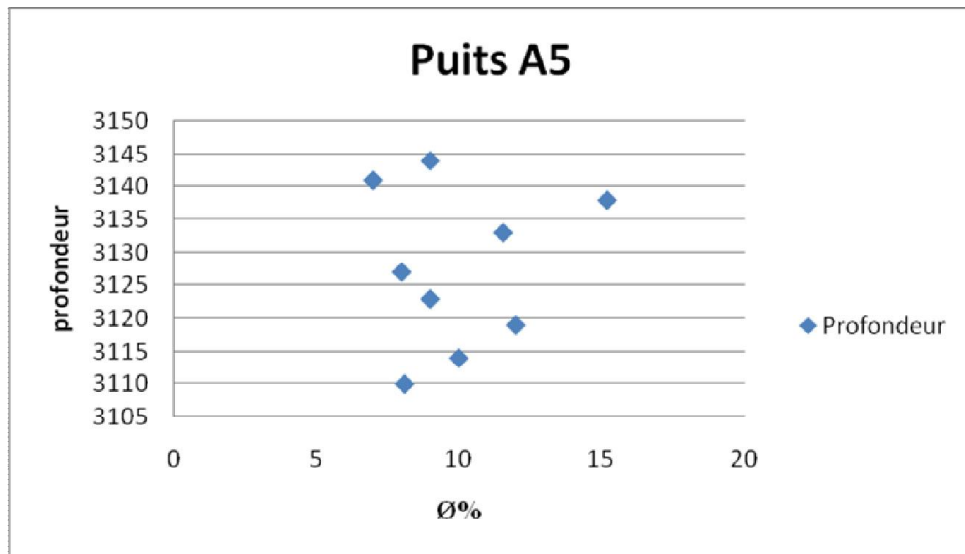


Fig. 22 : Evolution verticale de la porosité (Puits A5)

Puits A6 :

L'évolution verticale de la porosité (Fig.23), montre une distribution en 2 intervalles :

L'intervalle supérieur (3064 m - 3097m) :

Les valeurs de la porosité dans cet intervalle montrent une certaine constance qui oscille autour de 10% avec une moyenne de 10,28%.

L'intervalle supérieur (3064m - 3097m) :

La porosité dans cet intervalle est faible avec une certaine constance qui oscille autour de 7% avec une moyenne de 7,4%.

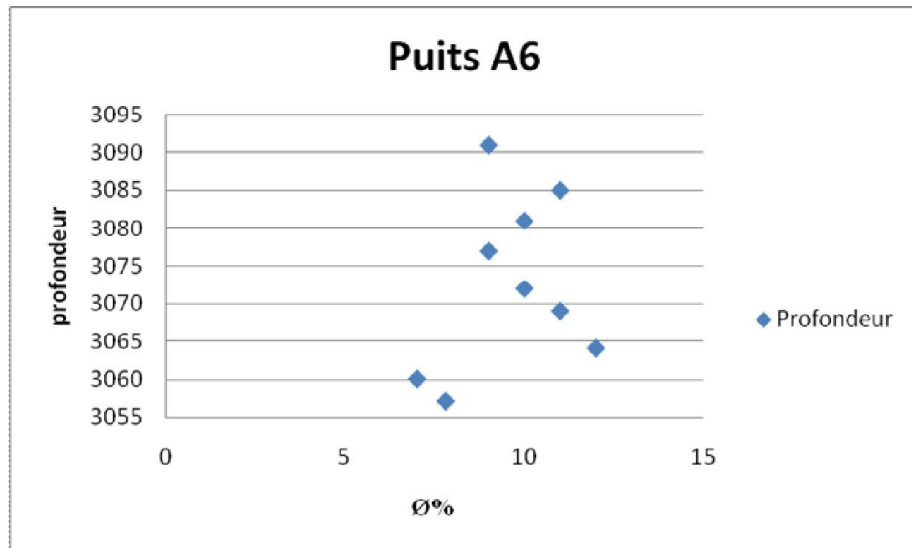


Fig. 23 : Evolution verticale de la porosité (Puits A6)

IV.4-2- Evolution verticale de la perméabilité :

L'étude de l'évolution verticale de perméabilité de notre secteur est réalisée sur les mêmes puits verticaux décrits dans le paragraphe précédent.

Les valeurs de perméabilité sont tirées à partir des mesures réalisées sur les plug.

Puits A1 :

La perméabilité dans ce puits montre des valeurs très fortes qui oscillent autour de 43,2md. A partir de la côte 3208m, l'évolution verticale de la perméabilité présente une certaine constante avec une moyenne de 8,32md. (Fig.24).

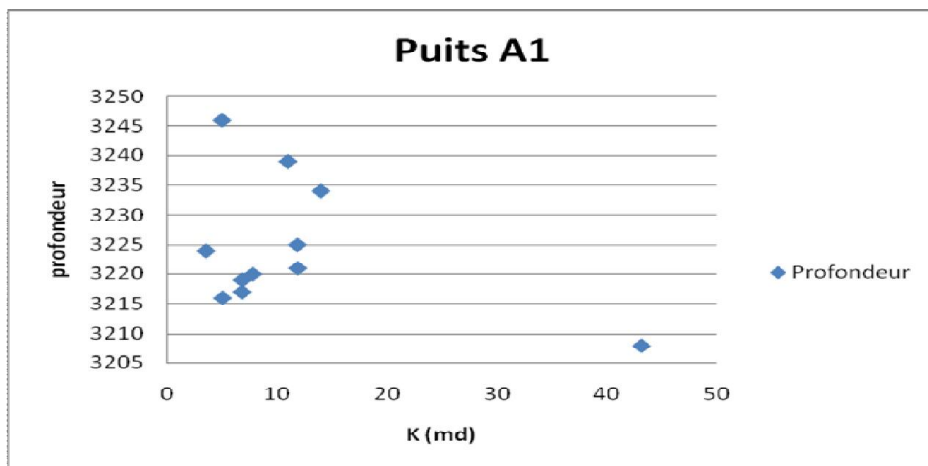


Fig. 24 : Evolution verticale de la perméabilité (Puits A1)

Puits A2 :

Les limites sommitale et basale du réservoir présentent une perméabilité faible variant autour de 10md ; mais au cœur du réservoir on trouve deux zones de distributions :

- Entre 3087m et 3089m la perméabilité varie autour de 68,41md.
- Entre 3070m et 3107m la perméabilité varie autour de 4,75md. (Fig.25).

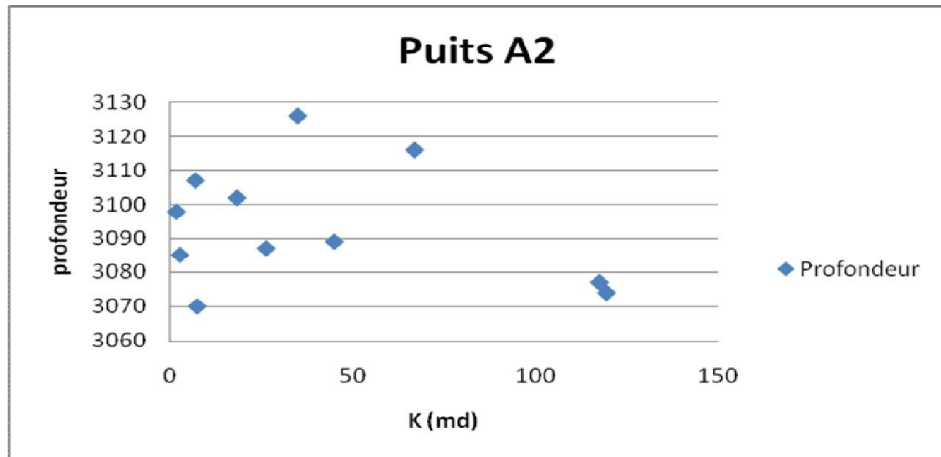


Fig. 25 : Evolution verticale de la perméabilité (Puits A2)

Puits A3 :

La distribution de la perméabilité dans ce puits présente des faibles valeurs le long du réservoir ; ces valeurs varient entre 0 et 25md sauf deux valeurs exceptionnelles de 147 et 210md entre les côtes 3164 - 3167 avec une moyenne de 44.81md (perméabilité médiocre). (Fig. 26).

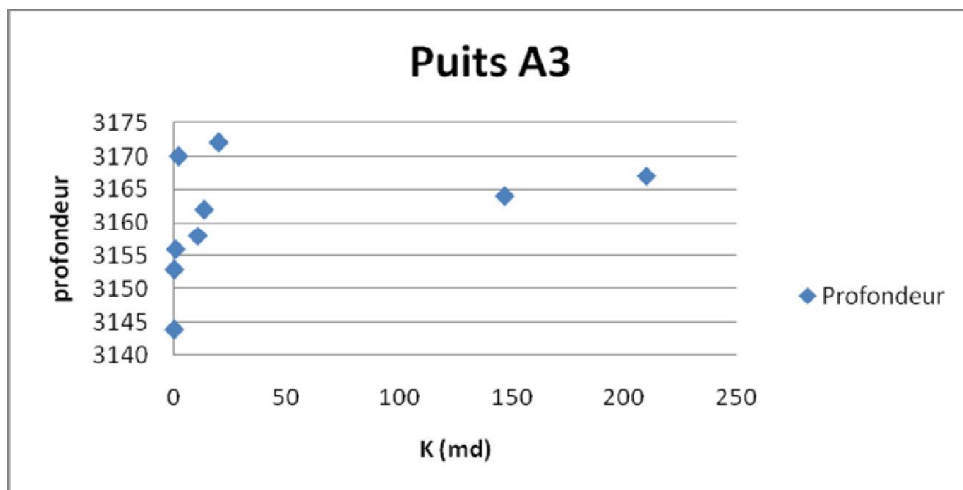


Fig. 26 : Evolution verticale de la perméabilité (Puits A3)

Puits A4 :

La perméabilité dans ce puits montre des valeurs très fortes qui oscillent autour de 180md. A partir de la côte de 3130m, l'évolution verticale de la perméabilité présente une certaine constante avec une moyenne de 22.08md. (Perméabilité médiocre). (Fig.27).

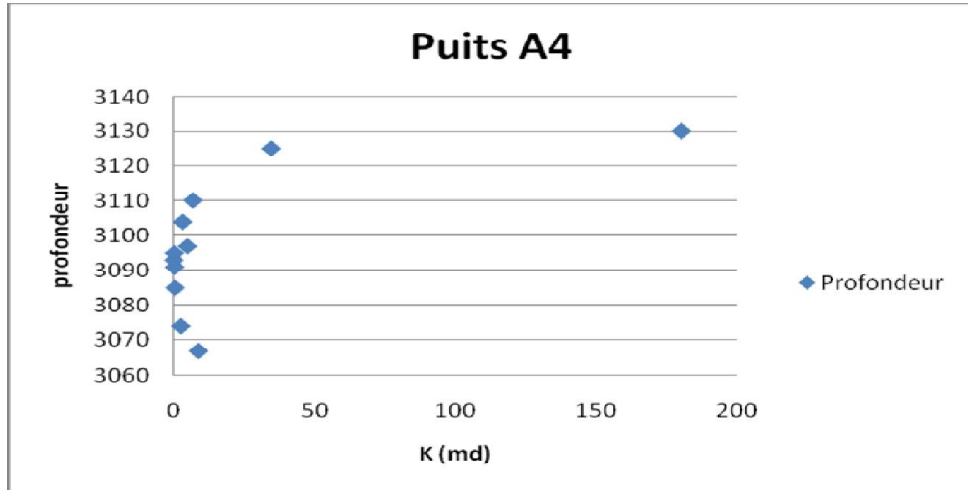


Fig. 27 : Evolution verticale de la perméabilité (Puits A4)

Puits A5 :

L'évolution verticale de la perméabilité montre une distribution en trois intervalles :

- ✓ L'intervalle supérieur (3135m - 3145m) :

Les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une certaine constante qui oscille autour de 3md avec une moyenne de 2.74md.

- ✓ L'intervalle inférieur (3110m - 3125m) et (3127m - 3138m):

Les valeurs de la perméabilité dans cet intervalle montrent une élévation contenue qui oscille entre 5.4 et 7.03md avec une moyenne de 6.34md.

Les valeurs élevées de la perméabilité du réservoir de Rhourde Rouba sont localisées dans la partie médiane (3127 m - 3138 m) avec une moyenne de 9.7md.

La perméabilité de ce puits est faible avec une moyenne de 5.88md. (Fig.28).

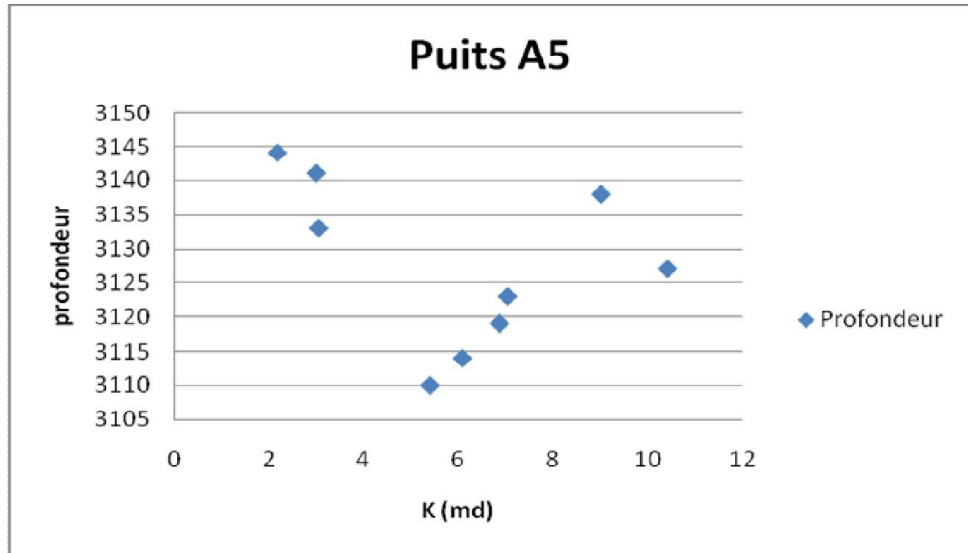


Fig. 28 : Evolution verticale de la perméabilité (Puits A5)

Puits A6 :

La perméabilité dans ce puits montre des faibles valeurs (2 à 7md) avec une valeur exceptionnelle de 12md a la limite sommitale de puits. (Fig.29).

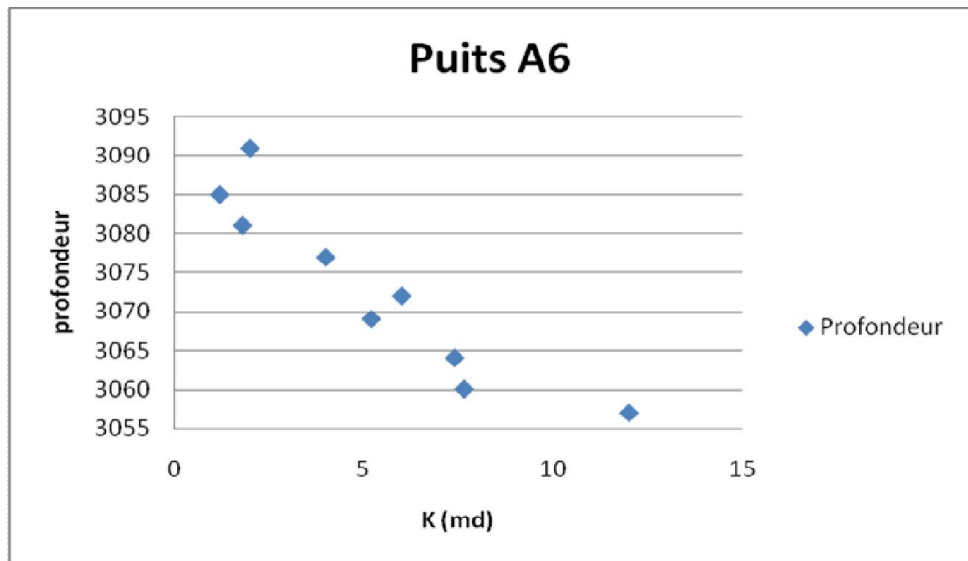


Fig. 29 : Evolution verticale de la perméabilité (Puits A6)

IV.4-3- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du secteur d'étude :

La corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir de notre secteur a été établie dans trois puits que sont : A1, A2, A3, avec un échantillonnage suffisant.

Les courbes de corrélation nous permettent d'observer la relation qui existe entre les deux caractères pétro-physiques porosité et perméabilité.

IV.4-3-1- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits A1:

Nous notons que la relation entre la porosité et la perméabilité est faible avec un coefficient de corrélation de 0,0799. (Fig. 30).

Dans cette courbe nous observons que les fortes valeurs de perméabilité sont regroupées indépendamment de la porosité. Cette distribution s'explique par la nature de ces valeurs qui correspondent à la perméabilité de fracture.

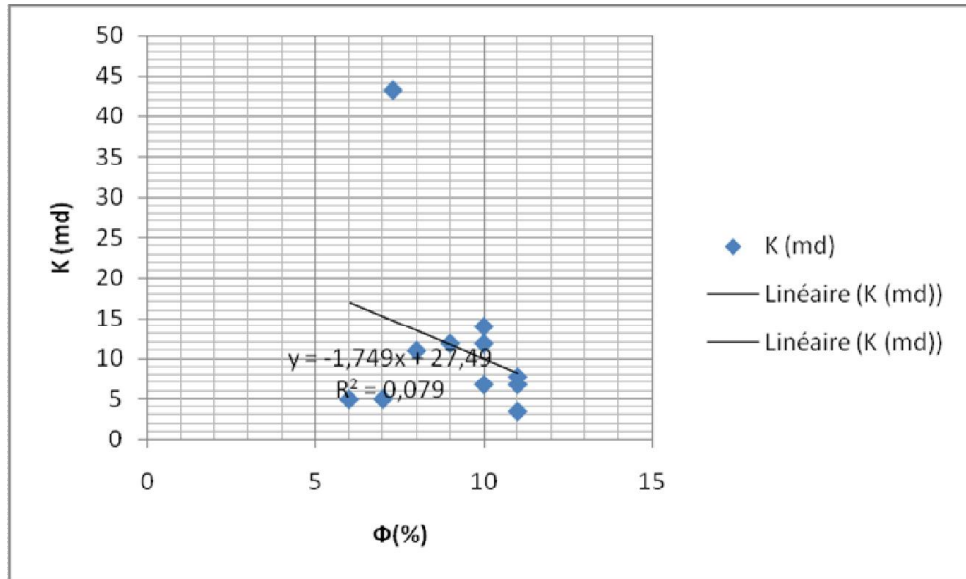


Fig. 30 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Puits A1)

IV.4-3-2- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et la perméabilité du puits A2:

Une mauvaise relation entre la porosité et la perméabilité existe avec un coefficient de corrélation de 0,0646 (Fig. 31).

Nous remarquons que la porosité varie et il ne dépend pas de la perméabilité. Cette relation est expliquée par l'origine de la porosité qui est sédimentaire et la nature de la perméabilité qui est liée à la fracturation.

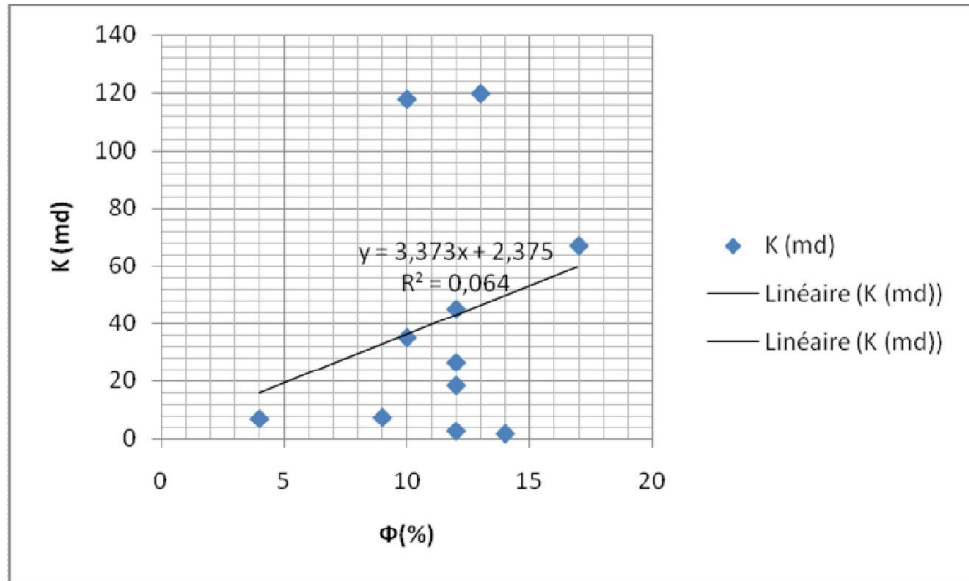


Fig. 31 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Puits A2)

IV.4-3-3- Interprétation des courbes de corrélation de la porosité et de la perméabilité du puits A3:

Nous remarquons qu'il n'y a pas une bonne corrélation entre la porosité perméabilité et la porosité .Le coefficient de corrélation est de 0.0993 (Fig. 32).

Aussi dans cette courbe nous notons que la perméabilité varie indépendamment de la porosité. Cette distribution s'explique par la nature de ces valeurs qui correspondrait à la perméabilité de fracturation.

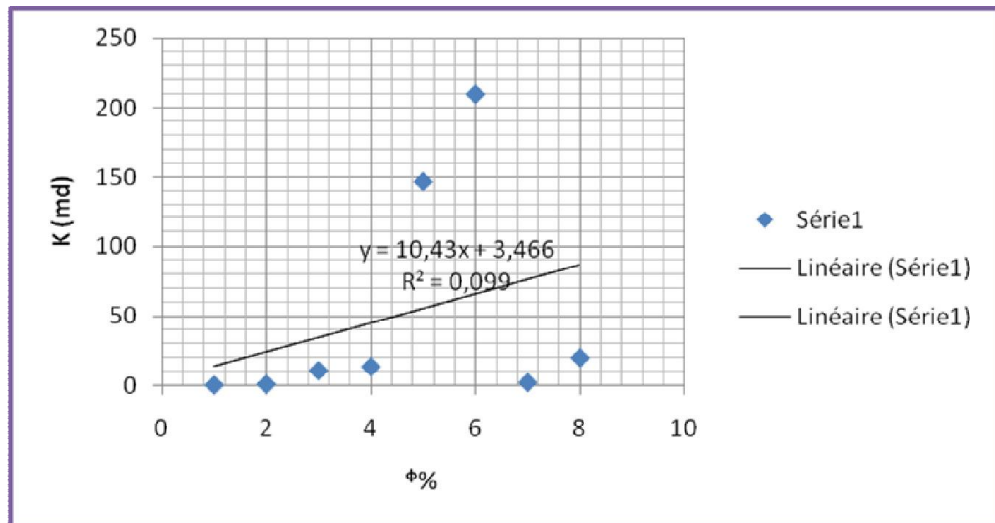


Fig. 32 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Puits A3)

Conclusion :

L'analyse des paramètres pétro-physiques révèle que :

- ✓ La distribution des paramètres pétro-physiques dans le réservoir TAGI est régulière.
- ✓ Globalement les valeurs de porosité et de perméabilité sont plus au moins bonne vers de l'Ouest qu'à l'Est.
- ✓ La distribution des caractéristiques pétro-physiques à travers les cartes au niveau du réservoir de secteur d'études organise en quatre catégorie ; les septentrionales et centrales sont caractérisés par de très bonnes valeurs pétro-physiques et le méridionale qui possède des valeurs pétro-physiques moyennes. Entre les deux premiers et la troisième catégorie nous notons la présence d'une catégorie à très mauvaises caractéristiques pétro-physiques.
- ✓ La perméabilité secondaire résulte de la fracturation. Les pics de perméabilité correspondent aux zones à faible argilosité.
- ✓ La relation entre la perméabilité et la porosité est très faible dans tout le réservoir.

Chapitre V:

Diagraphie

V.1. DIAGRAPHIE

Introduction :

Les réservoirs sont des roches possédant des vides, pores et fissures reliés entre eux ou non et dans les quelles peuvent circuler et se rassembler des fluides. La caractérisation pétro-physique des roches réservoirs aboutit à définir leur porosité et perméabilité, dont la relation est souvent complexe mais essentielle pour l'étude de réservoir.

L'étude pétro-physiques précise du réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et, pour l'exploiter le plus économiquement possible. Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres de porosité et de perméabilité par diagraphies et leur répartition dans le réservoir TAGI, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces deux paramètres.

V.1-1- Les différents types de diagraphies utilisés :

V.1-1-1- Le Gamma Ray :

Ce log apporte des informations lithologiques suivantes :

- Il met bien en évidence les charbons, les évaporites et surtout les niveaux d'argiles qui constituent souvent les limites des réservoirs.
- Permet d'estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses.
- En présence de boue résistante et dans les forages remplis d'air la mesure de la radioactivité naturelle est particulièrement utile pour étudier la lithologie. Les argiles, les évaporites, les charbons, etc... présentent des réponses caractéristiques qui permettent de les identifier aisément (Fig. 33).

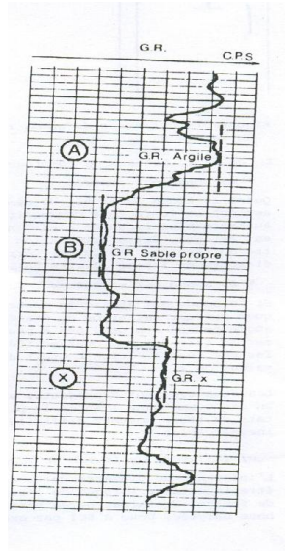


Fig. 33 : Exemple de Gamma Ray.

Calcul de % d'argile:

$$V_{argiles} = (GR_x - GR_{sable}) / (GR_{argile} - GR_{sable})$$

V.1-1-2- Le Log Sonic :

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par un outil de diagraphie. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leurs atténuations apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées (Fig. 34).

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

$-\Delta t_r$: Voyage de temps est la différence arrivée de l'onde de compression au niveau des récepteurs.

Cette relation est valable que pour les roches saturées à porosité inter-granulaire élevée et granulométrie homogène.

- **La vitesse du son dans une roche dépend de :**
 - Le type de matrice.
 - Le type de fluide et le degré de saturation.
 - Un facteur lithologique : la porosité, la granulométrie, la présence de fracture, de fissures, de vacuoles et la cimentation.

Wyllie Equation

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Δt_{ma} , usec/ft	Δt_f , usec/ft
ss 55.5	fresh 189
lms 47.6	salt 185
dol 43.5	
Anhy 50.0	

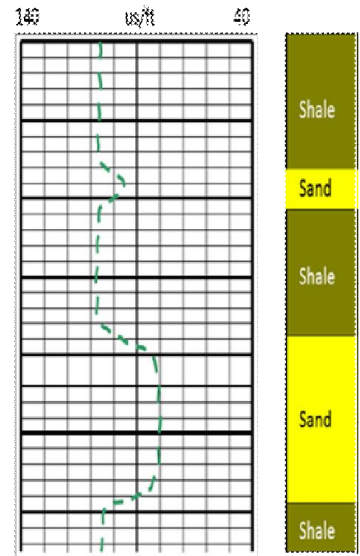
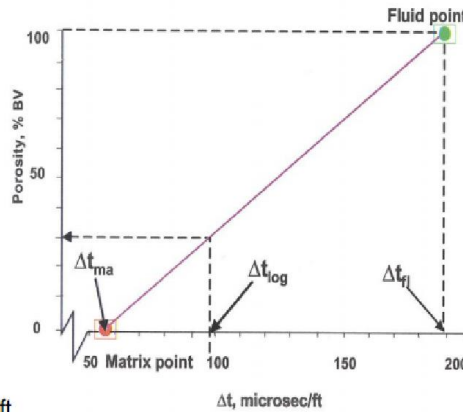


Fig. 34 : Exemple de log Sonic.

V.1-1-3- Le Log Neutron :

Une autre famille de diagraphie utilise le phénomène de radioactivité provoquée, se sont les LOGS NEUTRONS (Fig. 35).

On distingue plusieurs types de log neutrons, la source qui bombarde les formations à étudier émet des neutrons rapides, quant aux récepteurs ils sont de types varies. En hydrogéologie, on utilise fréquemment le log neutron-neutron dont le récepteur est un compteur de neutrons à un certain niveau d'énergie.

Cette diagraphie neutron-neutron donne des indications sur la teneur en hydrogène des formations traverses. Or l'hydrogène dans le sous-sol se rencontre principalement dans l'eau et les hydrocarbures.

Doser l'hydrogène revient donc dans les cas favorables a estimer la porosité et la saturation. Malheureusement de nombreux minéraux comportent eux aussi de l'hydrogène, de ce faite l'analyse du log neutron n'est pas simple.

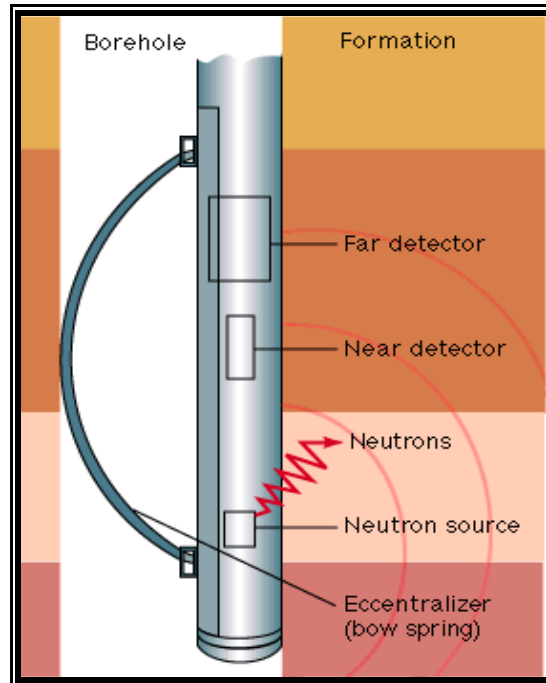


Fig. 35 : Dispositif Neutron.

V.1-1-3-1- Mesure de la porosité et de la saturation:

Dans les séries poreuses, les séries sableuses en particulier, le log neutron est très utile pour mettre en évidence les nappes perchées. Au passage des zones saturées aux zones non saturées l'indice d'hydrogène chute brutalement.

Lorsqu'il s'agit de mesurer la porosité grâce au log neutron on fait l'hypothèse que tous les ions hydrogènes sont liés au fluide, l'eau par exemple qui remplit les pores de la roche.

Dans le cas où cette hypothèse n'est pas vérifiée ; il faut connaître la proportion relative de chacun des composés hydrogènes présents dans la formation. Ainsi par exemple en face des argiles qui renferme de l'hydrogène dans leur réseau cristallin on enregistre un index d'hydrogène élevé faisant surestimer la porosité. Pour corriger cette valeur très forte, il faut pouvoir séparer les différents facteurs cela implique que l'on porosité Beaucoup d'H+ Peu d'H+. Index d'hydrogène faible porosité roche compacte index d'hydrogène proche de 0. (Fig.36).

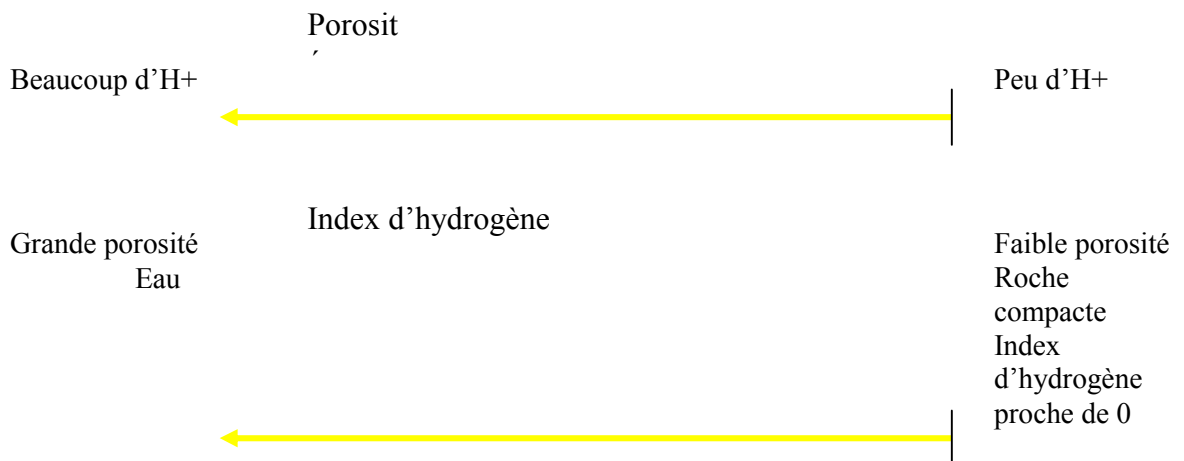


Fig. 36 : Muser de la porosité et de la saturation

- **Grande porosité :**

Eau connait le volume d'argile grâce à un autre log. Gama ray et PS par exemple.

V.1-1-4- Log Densité :

Comme son nom l'indique, ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage (Fig. 37). Cette mesure permet à son tour de déduire les différentes porosités. Il est basé sur l'interaction entre une radioactivité incidente et les composants de la formation soumis au bombardement radioactif.

Grâce à une source spéciale (généralement du cobalt 60 ou du césium 137) on bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'énergie comprise entre 0.1 et 1MEV. Le détecteur est constitué par un compteur à scintillation réglé de façon à ne compter que les rayons gamma dépassant un certain seuil d'énergie. Le détecteur est protégé du rayonnement direct de la source par un blindage en plomb.

$$I_{\text{récepteur}} = I_{\text{émetteur}} \cdot F(\rho_b)$$

I récepteur : intensité de rayonnement gamma diffuse parvenant au récepteur.

I émetteur : intensité de rayonnement gamma à la source.

Pb : densité globale de la roche.

(I) récepteur est d'autant plus grand que ρ_b est faible, en d'autres termes: que la porosité est grande, que la saturation des pores est faible, que la densité des fluides contenus dans les pores est faible, que la densité des minéraux constituant la matrice est faible.

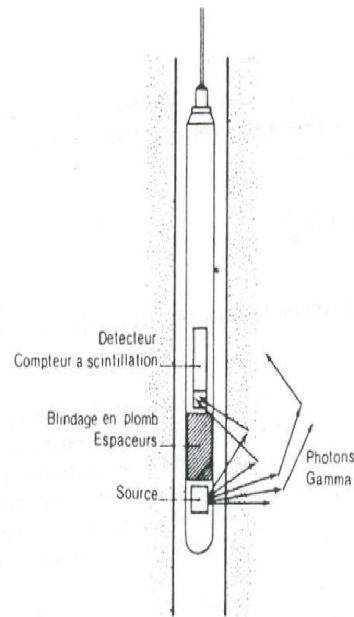


Fig. 37 : Dispositif Densité Log.

V.1-1-5- La Résistivité :

La résistivité électrique des roches: pour la plus part des roches la résistivité est de type ELECROLYTIQUE (les roches conduisent le courant électrique grâce a l'eau qu'elles contiennent).

V.1-1-5-1- La résistivité électrique dépend de:

- la qualité de l'électrolyte (résistivité de l'eau d'imbibition R_w quantité de sels dissous).
- de la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche.
- du mode de distribution des électrolytes.

Résistance en ohms = $R \cdot L/S$

- dans les roches, c'est le plus souvent l'eau qui joue le rôle de conducteur.
- plus l'eau est abondante, plus S est grande (porosité et saturation).
- plus les connections entre pores sont directes plus (L) est petite.

V.2- Résultats pétroliers de l'interprétation diagraphique :

Après une interprétation manuelle des puits de la région et une lecture des élans réalisée par le logiciel Geoframe au niveau de l'exploration /SONATRACH, nous avons résumé le résultat dans les tableaux suivants (Tab. N° de 2 à 7).

V.2-1- Puits A1 :

Tab. 2 : Les principaux résultats des diagraphies du puits-A1

Côtes M	Formation	Vsh %	Ø %	Rt Ohm.m	Sw %	Observation
3208-3211	TAGI	12	7,3	30,0	28	Hydrocarbure
3213-3216		14	7	10,0	35	Hydrocarbure
3217-3219		17	11	5,0	46	Hydrocarbure
3219-3220		12	10	4,0	53	Hydrocarbure
3220-3221		12	11	3,5	56	Zone de transition
3221-3224		12	9	3	70	Eau
3224-3225		12	11	3	68	Compact
3226-3228		11	10	2,5	78	-
3234-3239		12,5	10	2	75	Eau
3239-3244		11	8	1	100	-
3246-3249		2	6	3	-	Compact

Observation :

Le réservoir TAGI est à hydrocarbures sur les intervalles :

(3208-3211m), (3213-3216m), (3217-3219m), (3219-3220m) soit une épaisseur utile de 12m avec une porosité moyen de 9,11% et une saturation en eau moyenne de 55,36%, le reste du réservoir est aquifère et compact.

V.2-2- Puits A2 :

Tab. 3 : Les principaux résultats des diagraphies du puits-A2

Côtes M	Formation	Vsh %	Ø %	Rt Ohm ; m	Sw %	Observation
3070-3074	TAGI	15	9	30	23	Hydrocarbure
3074-3077		26	13	12	24	Hydrocarbure
3082.5-3085		05	10	3	50	Hydrocarbure
3085-3087		11	12	3	53	Hydrocarbure
3087-3089		4	12	2	49	Hydrocarbure
3093-3096		8	12	3	53	Hydrocarbure
3098-3102		8	14	1.5	63	Eau
3102-3105		9	12	1	83	Eau
3107-3111		4	10	2,5	55	Eau
3111-3113		36	4	3	-	Compact
3116-3125		2	17	2	85	Eau
3126-3127		13,6	10	1,5	80	Eau
3127-3129		25,6	8	3,5	50	Eau
3134-3145		36	10	3	65	Eau

Observation :

Le réservoir TAGI est à hydrocarbures sur les intervalles :

(3070-3074m), (3074-3077m), (3082.5-3085m), (3085-3087m), (3087-3089m), et (3093-3096m) avec une épaisseur utile de 26m et devient aquifère à partir de 3098m.

V.2-3- Puits A3 :

Tab. 4 : Les principaux résultats des diagraphies du puits-A3

Côtes M	Formation	Vsh %	Ø %	Rt hm.m	Sw %	Observation
3144-3153	TAGI					
3153-3156		20,0	12,2	1,0	82	Eau
3156-3158		13,0	11,4	0,7	100	Eau
3158-3162		0,0	15,4	0,8	72	Eau
3162-3164		13,0	9,9	1,5	85	Eau
3164-3167		13,0	9,9	1,0	100	Eau
3167-3170		13,0	11,4	1,5	73	Eau
3170-3172		11,3	11,7	0,6	100	Eau
3179-3182		30,0	10,2	2,2	68	Eau
3184-3189		20,0	10,0	2,3	67	Eau

Observation :

Au niveau du puits-A3 le réservoir TAGI est aquifère sur l'intervalle : (3144-3189m).

V.2-4- Puits A4 :

Tab. 5 : Les principaux résultats des diagraphies du puits-A4

Côtes M	Formation	Vsh %	Ø%	Rt Ohm;m	Sw %	Observatio
3090-3092	TAGI					
3093-3097		4	12	1,5	82	Eau
3098-3099		18,4	9	2,5	65	Eau
3102-3112		8	12	1,8	83	Eau
3113-3115		12	13	2,2	82	Eau
3115-3118		30,4	7	2,6	-	Compact
3123-3125		34,4	4	2,6	-	Compact
3126-3127		40	13	2,2	100	Eau
3132-3135		36	12	2,3	100	Eau
3141-3147		2,8	17	1	95	Eau

V.2-5- Puits A5 :

Tab. 6 : Les Principaux résultats des diagraphies du puits-A5

Côtes M	Formation	Vsh %	Ø%	Rt	Sw %	Observation
3122-3140	TAGI	22,13	5	2,7	-	Compact
3169-3171		9,84	10	1,5	94	Eau
3171-3176		7,37	10	2,5	94	Eau
3181-3182		22	9	1,8	94	Eau
3182-3187		9,84	12	2,4	93	Eau
3187-3188		2	11	2,2	93	Eau
3194-3196		26,23	7	2,6	-	Compact
3201-3203		5,74	17	2,6	93	Eau
3207-3212		4,92	23	2,2	94	Eau
3212-3215		32	7	2,3	-	Compact
3216-3217		32	9	1	95	Eau
3217-3221		22	9	3	99	Eau
3221-3226		30,3	4	2,5	-	Compact

V.2-6- Puits A6 :

Tab. 7 : Les Principaux résultats des diagraphies du puits-A6

Côtes M	Formation	Vsh %	Ø %	Rt Ohmm	Sw %	Observation
3070-3074	TAGI	11	5	1,5	-	Compact
3067-3085		19	9	2	63	Eau
3089-3090		36	9	7	100	Eau
3091-3092		29	8	2,8	59	Eau
3093-3094		30	7	2	65	Eau
3095-3096		40	2	2,5	88	Eau
3097-3103		12	10	2,1	58	Eau
3104-3107		6	7	6	-	Compact
3110-3111		39	8	5	60	Eau
3112-3115		38	8	1,5	65	Eau
3125- 5127		26	8	2	100	Eau
3128-3130		15	9	3,5	80	Eau
3130-3131		13	16	1	85	Eau
3131-3135		19	17	4	95	Eau

Observation :

Le réservoir TAGI au niveau des puits (A4-A5 et A6) est aquifère avec quelques niveaux compacts.

V.3- Interprétation du profil d'argilosité (Vcl) :

L'évaluation pétro-physiques a été réalisée sur quelques puits. Certains de ces puits sont situés en périphérie de la zone d'étude. Les différents indicateurs disponibles convergent vers un cut-off de porosité à 5%.

Cette valeur a été appliquée sur l'ensemble de la formation TAGI. Cette valeur correspond à la limite inférieure de porosité pour laquelle la roche présente des hydrocarbures pouvant participer à la déplétion au cours de la vie du champ. En complément un cut-off de 25% sur l'argilosité a été appliqué.

V.4- Analyse des données de pression dans l’outil DST :

L’analyse des mesures de pression effectuées sur les puits A1, A2, A6 et A5 est représentée sous forme de profil de pression dans la (Fig.38).

V.4-1- Puits A2 : Les mesures de pression effectuées au niveau du TAGI à donné un gradient de 0.60 psi/m au-dessous de la côte 2835m correspondant à gaz de densité 0.42.

V.4-2- Puits A1 : Les points de mesures de pression obtenus au droit du TAGI à partir de la profondeur 2965 ont donné un gradient de 0.41 psi/m correspondant à un gaz de densité 0.3

V.4-3- Puits A6 : Les points de mesures de pression obtenus au droit du TAGI à partir de la profondeur 2932 ont donné un gradient de 1.60 psi/m correspondant à un l’eau de densité 1.13.

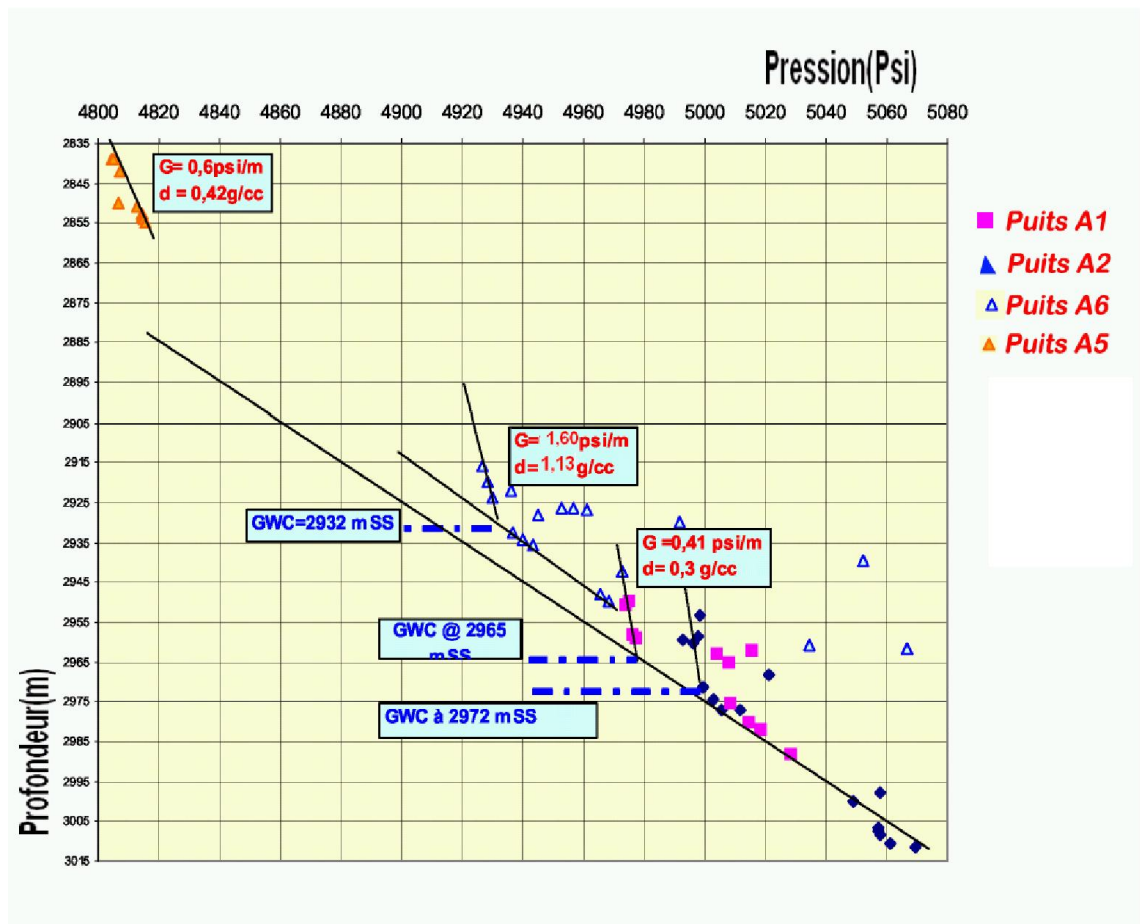


Fig. 38 : Diagramme de pression – profondeur (Réservoir TAGI)
(SONATRACH) (2007)

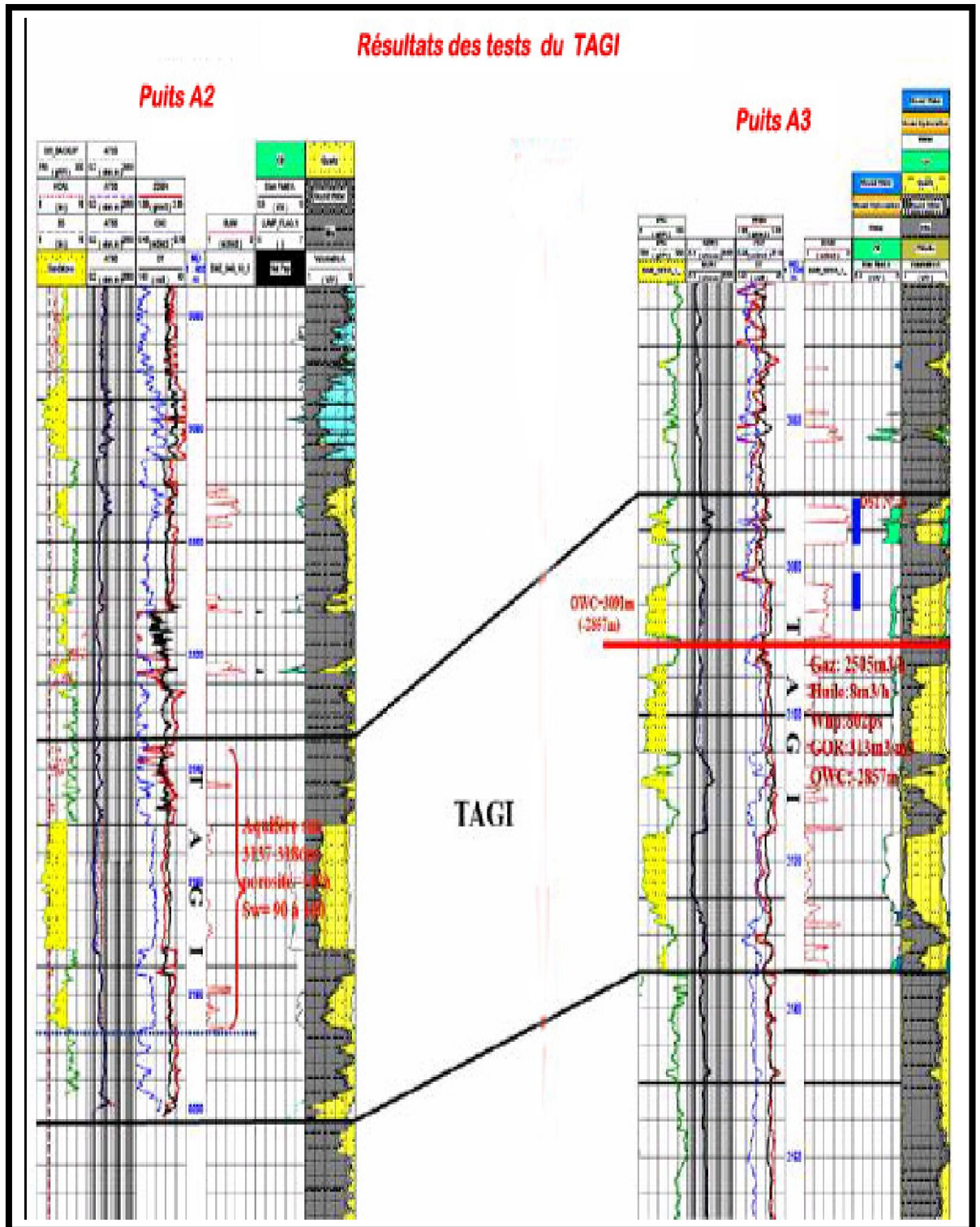


Fig. 39 : Corrélation diagraphique des puits (A2 et A3) (Réservoir TAGI)

(SONATRACH/2007)

V.5- Utilisation de la corrélation litho-stratigraphique :

La litho-stratigraphie définit des unités litho-stratigraphique d'après la reconnaissance de faciès et de discontinuités, en accord avec la loi de Walther (la succession verticale des faciès reflète une migration latérale des paléo-environnements).

En complément de l'étude des systèmes des failles, la connaissance litho-stratigraphique apporte aussi des informations essentielles à l'estimation du potentiel d'absorption/désorption, d'adsorption et de circulation horizontale ou verticale de fluides (eau, hydrocarbures) ou de gaz, ou de polluant dans le substrat géologique.

V.5-1- Théorie de corrélation :

Par rapport aux corrélations litho-stratigraphique, les corrélations (Séquo-stratigraphiques) ont l'immense avantage de s'affranchir des faciès et de représenter des lignes temps valables à l'échelle d'un bassin. Encore faut-il s'assurer que les séquences que l'on observe résultent de phénomènes régionaux et non locaux: des séquences de comblement d'un chenal par exemple ne sont pas des phénomènes à l'échelle d'un bassin. (Fig.40).

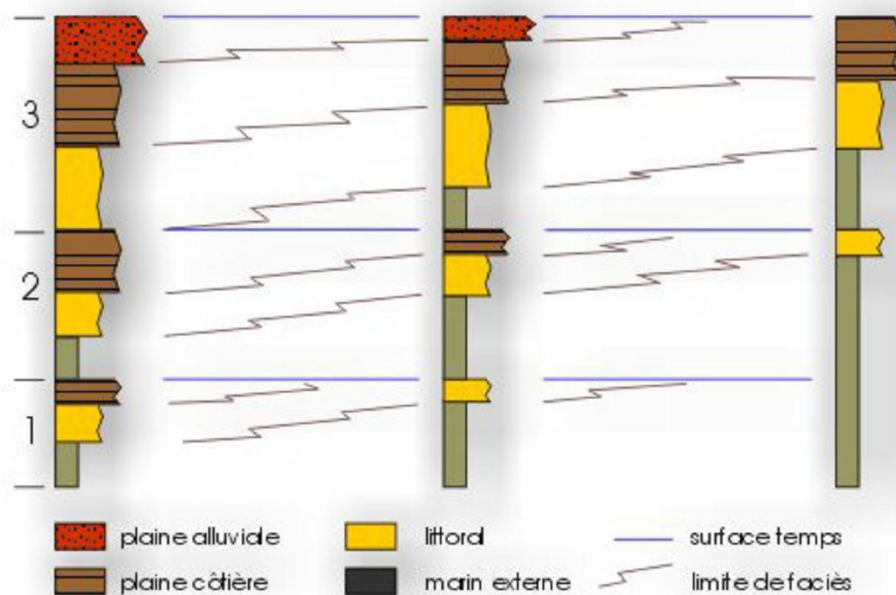


Fig. 40 : Corrélations séquentielles et diachronisme des faciès. D'après Proust (1994).

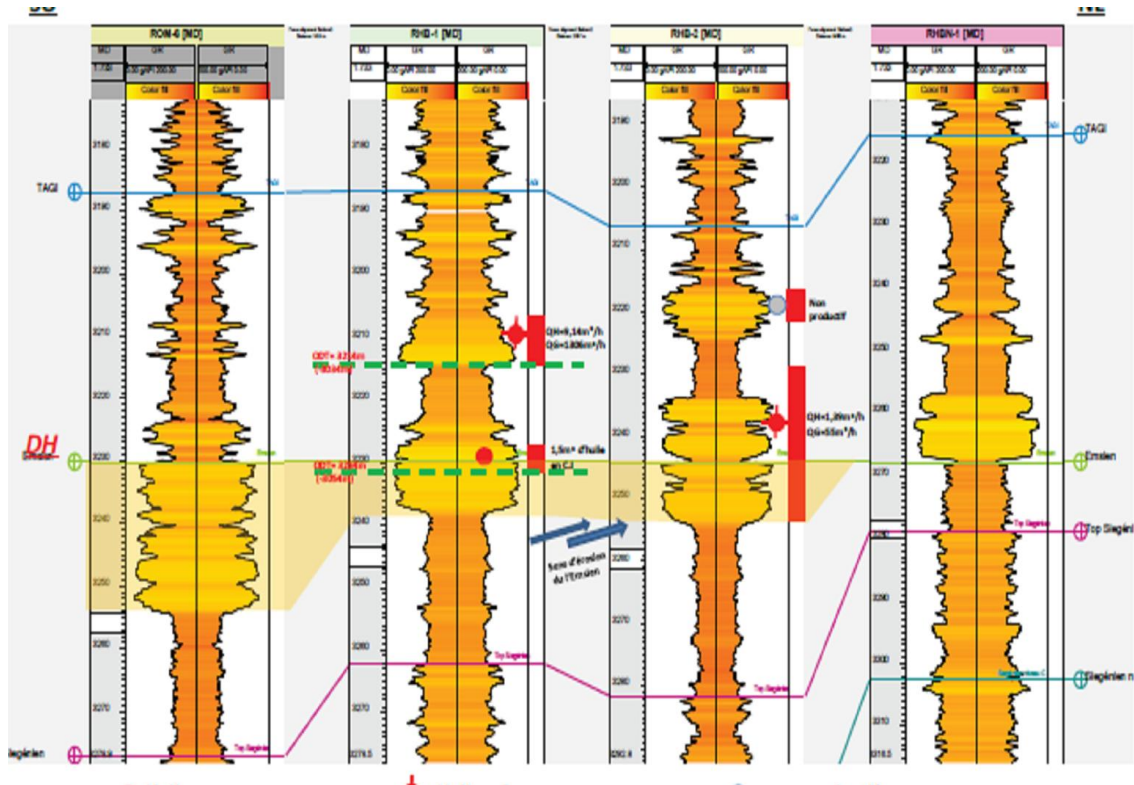


Fig. 41 : Corrélation diagraphique entre les puits ROM-1, RRB-1, OEC-1 et ROF-1

V.6- Interprétation:

L'évolution latéral TAGI, ou constaté que se développe NE vers SW c.-à-d. que se termine vers la fin de Bassin.

Conclusion sur l'interprétation diagraphique :

D'après les résultats représentés dans les tableaux ci dessus :

Le réservoir TAGI est complètement aquifère au niveau du puits A3, et aquifère avec quelques niveaux compacts au niveau des puits (A4, A5 et A6).

Pour les deux autres puits :

L'interprétation diagraphique sur le puits A1 fait ressortir des hydrocarbures sur une épaisseur utile de 12m, avec une porosité log moyenne de 12% et une saturation en eau de 55,36%. Et sur le puits A2 fait ressortir des hydrocarbures sur une épaisseur utile de 26m, avec une porosité log moyenne de 11% et une saturation en eau de 42%.

Conclusion générale

CONCLUSION GÉNÉRALE

- ✚ Après les études des caractéristiques pétro-physiques et les interprétations diagaphiques on a trouvé que tous les puits de secteur **RHOURDE ROUBA** sont des aquifères avec quelques niveaux compacts sauf les deux puits (A1 et A2), produisant de l'huile et de gaz.
- ✚ L'épaisseur des grés du TAGI varie en sens progradant, ceci dû probablement au fait que les puits sont plus proche de l'axe d'une paléo-vallée.
- ✚ La source d'apports en éléments détritiques est située au Sud-ouest de la région. De plus les évolutions de la porosité et la perméabilité qui ne se superposent pas laissent supposer une influence du réseau des failles sur la distribution des paramètres pétro-physiques en amélioration.

L'analyse des paramètres pétro-physiques révèle que :

- ✓ La distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir TAGI est régulière.
- ✓ Globalement les valeurs de porosité et de perméabilité sont plus au moins bonne vers l'Ouest qu'à l'Est du secteur d'étude.
- ✓ La distribution des caractéristiques pétrophysiques à travers les cartes au niveau du réservoir TAGI s'organise en quatre secteurs ; les secteurs septentrional et central sont caractérisés par de très bonnes valeurs pétrophysiques et le secteur méridional possède des valeurs pétrophysiques moyennes. Entre les deux premiers et le troisième secteur nous notons la présence d'un secteur à très mauvaises caractéristiques pétro-physiques.
- ✓ La perméabilité secondaire résulte de la fracturation.
- ✓ Les piques de perméabilité correspondent aux zones à faible argilosité.
- ✓ La relation entre la perméabilité et la porosité est très faible dans tout le réservoir.
- ✓ L'évaluation pétrophysiques a été réalisée sur quelque puits. Certains de ces puits sont situés en périphérie de la zone d'étude. Les différents indicateurs disponibles convergent vers une limite de porosité à 5%. Cette valeur a été appliquée sur l'ensemble de la formation TAGI. Cette valeur correspond à la limite inférieure de porosité pour laquelle la roche présente des hydrocarbures pouvant participer à la déplétion au cours de la vie du champ. En complément une limite de 25% sur l'argilosité a été appliquée.

En complément de notre secteur d'étude de **RHOURDE ROUBA** est probablement que le cortège de haut niveau marin est considérée comme réservoir principale le plus productif.

Recommandations

Pour une meilleure exploration des structures qui seront capables d'emmagasiner des hydrocarbures dans cette région, caractérisée en majorité par des pièges structuraux, on recommande :

1. Des études plus fines en géophysiques (Méthodes sismique en 3D) et la modélisation du réservoir.
2. Une analyse détaillée de la géologie structurale et sédimentaire, afin de bien délimiter les structures.
3. Suivre la distribution des corps gréseux et leurs extensions spatiales dans le secteur d'étude et dans la région en général.

Bibliographie

BEICIP – SONATRACH, 1991, Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).

BOUDJEMA A, 1987, Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara nord oriental (Algérie), Thèse de Doctorat, Université de Paris-Sud, France.

BOUKERCHE. D, 1992, Le Silurien supérieur- Dévonien inférieur du bassin de Ghadamès (Sahara oriental Algérien) : Lithostratigraphie, Sédimentologie et Diagenèse des réservoirs gréseux, Thèse de Doctorat, Université JOSEPH FOURIER – GRENOBLE.

BOULVAIN.F, 2011, Diagenèse et dynamique des bassins sédimentaires, Université de Liège.

CHAPELLIER. D, cours de géophysique, Université de Lausanne –institut Français du pétrole.

HALLIBURTON, 1991, TX, Log Interpretation Chants, Houston.

HALLIBURTON, 1991, TX, Openhole Log Analysis and Formation Evaluation, Houston.

SONATRACH / SCHLUMBERGER, 2007, WEC (Well évolution conférence), Alger.

SONATRACH, Décembre, 2013, Rapport d'implantation RRBSW-1, Division Exploration, Hassi Messaoud.

SONATRACH, Septembre, 2013, Rapport d'implantation RRBW-1, Division Exploration, Hassi Messaoud.

SONATRACH, Avril, 2012, Rapport d'implantation RRBS-1, Division Exploration, Hassi Messaoud.

SONATRACH, Juillet, 2013, Rapport d'implantation RRBSE-1, Division Exploration, Hassi Messaoud.