

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

SAHOUD Rabah

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Etude d'un reservoir de basses résistivités
dans la region de Berkine**

Devant le jury :
Belhadi ahmed
Yesbaa liela
Ouibrahim zohra

Président
Examineur
Rapporteur

Année Universitaire : 2015/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département : Gisements Miniers et Pétroliers

Filière : Hydrocarbures

Option :Géologie Pétrolière

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Etude d'un reservoir de basses résistivités
dans la region de Berkine**

Présenté par :
sahouad rabah

Avis favorable de l'encadreur :
ouibrahim zohra

Avis favorable du Président du jury
Nom Prénom

Signature

Cachet et signature

REMERCIEMENTS



Je remercie avant tout Allah le tout puissant de m'avoir donné le courage et la motivation pour arriver à ce stade du savoir et de présenter ce travail.

Ce projet de fin d'études a été réalisé conjointement au sein de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC) et du Laboratoire de Sonatrach de Boumerdes.

Tout d'abord, un grand remerciement à ma promotrice Mme Ouibrahim Zohra, grâce à qui ce mémoire a été structuré et corrigé. Je la remercie également pour toutes ses orientations et conseils qui m'ont été d'un grand intérêt.

Je tiens à adresser ma profonde gratitude à Monsieur R.Tayeb pour son encadrement remarquable au sein de l'entreprise, ainsi que pour son aide et ses conseils avisés.

Aussi, un grand merci destiné à nos enseignants et enseignantes, eux qui ont contribué à ma formation, depuis le cycle primaire jusqu'au cursus universitaire.

Mes remerciements vont aux membres du jury qui m'ont fait l'honneur de prendre le temps et le soin d'examiner ce travail.

Je tiens à remercier ma famille et mes amis qui ont su me soutenir dans les moments difficiles.

Ma reconnaissance s'adresse également à tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

A tous les intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

DEDICACE

Aux martyrs de notre indépendance nationale, qui nous permet aujourd'hui

d'accéder aux stades supérieurs de la recherche.

A mes parents à qui je dois tout. Ils ont tout mis en œuvre pour ma réussite,
et

m'ont soutenu, orienté et encouragé tout au long de mes études. Ils ont tout

sacrifié pour leurs enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Ils m'ont donné
un

magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je leur suis redevable d'une

éducation dont je suis fier.

A mes frères que j'aime très fort et qui représentent tout pour moi.

A toute ma famille.

A mes amis qui comptent beaucoup pour moi.

A tous mes camarades de la promotion Géologie pétrolière 2010-2016.

Je dédie ce travail

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....1

CHAPITRE I : GENERALITES

I.1 Généralités sur le bassin de Berkine.....	3
I.2 Histoire d’exploration du bassin de Berkine.....	3
I.3 Situation géographique	4
I.4 Situation Géologique	5
I.5 Cadre Stratigraphie	5
I.5.1 Paléozoïque	5
I.5.1.1 Cambrien	6
I.5.1.2 Ordovicien	6
I.5.1.3 Silurien	6
I.5.1.4 Dévonien	6
I.5.1.4.1 Fammenien	7
I.5.1.4.2 Strunien F2	7
I.5.1.5 Carbonifère	7
I.5.2 Mésozoïque	8
I.5.2.1 Trias	8
I.5.2.1.1 Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)	8
I.5.2.1.2 Le Trias Carbonaté (Trias intermédiaire)	8
I.5.2.1.3 Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)	8

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

I.5.2.1.4 Le Trias Salifère S4.....	8
I.5.2.2 Jurassique	9
I.5.2.3 Crétacé	9
I.5.3 Cénozoïque.....	9
I.6 Contexte structurale de bassin de Berkine	11
I.6.1 Description des failles.....	11
I.6.2 Aspect tectonique	11
I.6.2.1 Phase Orogénique Panafricaine	12
I.6.2.2 Phase de Distension CAMBRO-ORDOVICIEN (Episode Rafting)	12
I.6.2.3 Phase Taconique (Caradoc)	12
I.6.2.4 Phase de Compression Calédonienne	12
I.6.2.5 Mouvements Hercyniens	12
I.6.2.6 Phase de Rifting Trias-Jurassique	13
I.6.2.7 Phase de Compression Autrichienne	13
I.6.2.8 Phase de Compression Alpine.....	13
I.7 Système pétrolier du bassin de Berkine	14
I.7.1 Roches mères	14
I.7.1.1 Roches mères siluriennes	14
I.7.1.2 Roches mères	15
I.7.1.3 Roches mères ordoviciennes	15
I.7.1.4 Roches mères carbonifères.....	16
I.7.2 Roches couvertures	16
I.7.3 Les pièges.....	16
I.7.4 Les réservoirs	17
I.7.4.1 Le Cambrien	17

LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX

I.7.4.2 L'Ordovicien.....	17
I.7.4.3 Le Silurien argileux-gréseux.....	17
I.7.4.4 Le dévonien	17
I.7.4.4.1 Le Gédinien.....	17
I.7.4.4.2 Le Siégénien-Emsien	18.
I.7.4.5 Le Dévono-Carbonifère	18
I.7.4.6 Le Trias Argilo-Gréseux.....	18
I.7.4.6.1 Le T.A.G.I	18
I.7.4.6.2 Le Trias carbonaté	19
I.7.4.6.3 Le T.A.G.S	19
I.8 Aperçu sur la zone d'étude.....	19
I.8.1 situation	19
I.8.2 Colonne stratigraphique.....	20

CHAPITRE II : NOTIONS THEORIQUES SUR LE PHENOMENE DE BASSE RESISTIVITE

II.1 Théorie mesure de la résistivité	21
II.1.1 Principe de mesure de la résistivité	21
II.2 Notions de réservoirs productifs d'hydrocarbures avec bases résistivités.....	24
II.2.1 Causes des basse résistivité.....	25
II.2.1.1 Facteurs liés à l'environnement.....	25
II.2.1.2 Facteurs " géologiques " influençant les mesures de R_t	25
II.2.2 possibilité de détecter les hydrocarbures et estimation s_w sans R_t	26

II.2.3 possibilité d'évaluation des réservoirs productifs avec basses résistivités.....	26
---	----

CHAPITRE III : INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES

III.1 Introduction.....	28
III.2 Interprétation d'un diagramme.....	28
III.2.1 Interprétation qualitative	28
III.2.1.1 Délimitation des réservoirs.....	28
III.2.1.2 Détermination du type d'argile de la roche réservoir	30
III.2.1.3 Identification de la lithologie et de la minéralogie	31
III.2.1.3.1 Lithologie	31
III.2.1.3.2 Minéralogie	32
III.2.2 Interprétation quantitative	38
III.2.2.1 Estimation du volume et des paramètres d'argiles	38
III.2.2.2 Détermination des paramètres matriciels	39
III.2.2.3 Méthodes de calcul des différentes porosités.....	42
III.2.2.4 Détermination de la résistivité de la zone vierge R_T	44
III.2.2.5 Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w	44
III.2.2.6 Détermination de la saturation en eau	46
III.3 Résultats des diagraphies	53

III.4 Corrélation de puits à puits	55
III.5 Conclusion	58

LISTE DES FIGURES

Fig. I.1: Carte de situation géographique du Bassin de Berkine.....	4
Fig. I.2 : Coupe stratigraphique type du Bassin Berkine(document Sonatrach).....	10
Fig. I.3 : Coupe structurale de l'ensemble du bassin de bekine (SONATRACH).....	13
Fig. I.4 : Coupe géologique montrant les chemins de migration.....	15
Fig. I. 5 : Localisation du bloc 405a.....	19
Fig. I.6 : colonne stratigraphique (doc SH).....	20
Fig. II.1 : schéma de principe de mesure de la résistivité.....	22
Fig II.2: Réponse des diagaphies dans un réservoir propre, homogène et saturé en différents Types de fluides.....	24
Fig. III.1: Détermination graphique du type d'argile De la roche réservoir.....	30
Fig. III.2: Détermination de la lithologie du puits 1.....	RHAHM- 31
Fig. III.3: Détermination de la lithologie EML.....	31
Fig. III.4 : Détermination de la lithologie MSLE-9.....	32
Fig. III.5: Détermination de la minéralogie MN-PlotRHAHM-1.....	34
Fig. III.6: Détermination de la minéralogie MN-PlotEMLC-3.....	35
Fig. III.7: Détermination de la minéralogie MN-PlotMLSE-9.....	35
Fig. III.8: Détermination de la minéralogie MID-PlotRHAHM-1.....	36
Fig. III.9: Détermination de la minéralogie MID-PlotEMLC-3.....	36
Fig. III.10: Détermination de la minéralogie MID-PlotMLSE-9.....	37
Fig. III.11: Détermination du paramètre matriciel p_{ma} RHAHMI-1.....	40
Fig. III.12: Détermination Du paramètre matriciel Δt_{ma} RHAHMI-1.....	41
Fig.III.13 :Détermination de la R_w à partir del'abaque GEN-9.....	45
Fig.III.15 : Plan de Position des Puits Corrélés	

Fig.III.14 : Plan de Position des Puits Corrélés.....56

LISTE DES TABLEAUX

TAB.III.1 : les valeurs de GRmax, GRmin et GRcutoff.....	29
TAB .III.2 : La valeur de gamma ray correspond à 40% de Vsh des puits.....	29
TAB.III.3 : détermination de pourcentage de volume d'argile.....	38
TAB.III.4 : Détermination des paramètres d'argiles.....	39
TAB.III.5 : Tableau des résultats diagraphiques du puits RHAHM-1.....	47
TAB.III.6 : tableau des résultats diagraphiques du puits MSLE-9.....	49
TAB.III.7 : Tableau des résultats diagraphiques du puits EMLC-3.....	50
TAB.III.8 : Résultat des tests de la formation F1-A.....	54



INTRODUCTION GÉNÉRALE



Introduction Générale

Les réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités ont toujours posé des difficultés aux log-analystes, comme aux géologues de l'exploration pétrolière.

Ces difficultés peuvent se traduire par les questions suivantes:

- **A quoi sont dues les basses résistivités?**
- **Comment peut-on reconnaître ce type de réservoirs?**
- **Existe-t-il des moyens pour les évaluer?**

Pour répondre à ces questions, plusieurs travaux ont été réalisés à travers le monde. En Algérie, l'inventaire effectué au niveau de certains bassins sédimentaires révèle l'existence de réservoirs productifs avec une résistivité parfois inférieure à un (01) Ohm.m et une saturation en eau (S_w) supérieure à 50 %. Le phénomène a été même observé dans les réservoirs saturés en gaz sec. Cette anomalie engendre des hésitations quant à la prise de décision de tester ou non des formations douteuses. Si le test s'avère productif d'hydrocarbures, quelle S_w faut-il prendre pour le calcul des réserves?

Les faibles résistivités se traduisent en général par des S_w élevées. En effet, une erreur par excès de 10 % sur la saturation en eau peut avoir des incidences graves ; surtout en condamnant une région potentielle !

Pour cerner le problème une étude a été initiée sur quelques puits en s'appuyant sur les données de tests et les diagraphies n'utilisant pas les résistivités dans l'estimation de la saturation en eau.

Cette étude se veut une contribution à l'appréhension du phénomène. Elle se compose de plusieurs chapitres dans lesquels sont traités tous les aspects relatifs à l'anomalie des basses résistivités.

Dans les premiers chapitres sont exposées quelques notions théoriques nécessaires à l'introduction de l'étude munie d'exemple sur des cas de basse résistivité en Algérie.

La partie pratique se trouve illustrée par la présentation et l'étude de certains cas sélectionnés suivant leur spécificités afin de couvrir au maximum les différentes facettes de l'anomalie des réservoirs argilo-gréseux productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités dans le bassin de Berkine.



CHAPITRE I :

GENERALITES



I.1 Généralités sur le bassin de Berkine

Depuis la découverte des hydrocarbures dans la Sahara algérien en 1954, la découverte et l'exploration des champs pétroliers n'ont pas cessé depuis, si bien que lors de la dernière décennie, des partenaires et associés étrangers ont afflué dans notre pays pour l'octroie de contrats et de permis d'exploitation leur permettant d'utiliser les nouvelles technologies dont ils partageront les bénéfices avec la société Algérienne SONATRACH.

Souvent, l'évaluation des réserves a partir des diagraphies se trouve limitée a mieux définir les paramètres réservoirs les plus importants .Le type de fluide, les contacts entre fluides et leurs distributions dans les réservoirs constituent un aspect primordial dans la compréhension des mécanismes à envisager, pour délinéer les structures et proposer des scénarios de mise en production appropriés.

Le bassin de Berkine a connu ces dernières années des grandes découvertes surtout dans le réservoir Trias

argileux gréseux inférieur (T.A.G.I) et le silurien argileux gréseux F6. Constituant actuellement l'un des premiers objectifs de l'exploration pétrolière dans la partie sud Est de la plate forme saharienne (bassin sud Est triasique).

I.2 Histoire d'exploration du bassin de Berkine

La production a donné 1 600 000m³/j de gaz sec. L'exploration dans le bassin de Berkine a commencé vers les années 50 avec l'acquisition des données magnétiques, gravimétriques et sismiques.

En 1959 un forage a été réalisé sur la structure de Hamra mettant en évidence du gaz dans les réservoirs Triasiques et Ordoviciens.

Durant les années 60 plusieurs puits ont été forés et plusieurs découvertes ont été réalisées parmi les plus importantes on cite : Gassi-Touil, El Borma, Rhourde-Nouss, Brides et Nezla.

Au courant des années 70 l'exploration s'est concentrée principalement autour des gisements déjà découverts et ainsi plusieurs petites accumulations ont été mises en évidence C'est seulement pendant les années 80 qu'une importante accumulation de gaz a été découverte dans le réservoir Ordovicien +(Quartzites de Hamra).

I.3 Situation géographique

De superficie totale de 300 000Km² environ, le bassin de Berkine (ex ghadames) se situe dans le grand Erg Oriental au Nord-Est du Sahara Algérien et à l'Est du champ de Hassi-Messaoud.

Il se situe entre : Les longitudes entre 6°E et 10°E et les latitudes entre 29°N et 34°N. Il s'étend sur trois pays. La partie occidentale constitue le tiers de la superficie totale est située en Algérie. La partie NE se situe dans le sud tunisien et la partie SE en Lybie.

I.4 Situation Géologique

Le bassin de Berkine est limité géologiquement au nord par la bordure Sud du môle de Dahar, au Sud par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Est par le bassin de Syrte (Libye, Tunisie) et à l'Ouest le prolongement structural du môle d'Amguid-El-Biod-Hassi Messaoud.

C'est une vaste dépression paléozoïque, de forme circulaire, où le socle se situerait à plus de 7000m de profondeur. L'érosion hercynienne a très peu affecté cette dépression car seul le Carbonifère et le Dévonien ont été touchés sur leurs pourtours. La

couverture Mésozoïque varie de 2000m au SE à environ 3200m vers le NW. La série évaporitique du Lias, représentée par une épaisseur de 1000m au NW, s'amenuise vers la partie Sud du bassin.

I.5 Cadre Stratigraphie

La section sédimentaire d'une épaisseur de 7000m repose sur un socle cristallin bien érodé dont la composition est acide et une discordance de l'infra-Tassilien. La section sédimentaire litho stratigraphie est formée par le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque.

I.5.1 Paléozoïque

Il repose en discordance sur le socle. Il est caractérisé par deux domaines, un domaine très subsidé occupe le centre et l'Ouest du bassin et un autre relativement stable au sud.

Les étages rencontrés de bas en haut sont :

I.5.1.1 Cambrien

Dépôts d'origine fluviatile repose sur le socle Pré Cambrien. C'est la section correspond à la formation des grès de Hassi-Messaoud (grosier à fins, quartzites) qui est subdivisé de la zone R3, R2, Ra et Ri. A ça fin apparaît le début de l'influence marine.

I.5.1.2 Ordovicien

L'Ordovicien commence avec les dépôts des argiles d'âge Tremadocien. L'Ordovicien inférieur est constitué par les formations : zones des alternances, argiles d'El Gassi, grès d'El Atchane et les Quartzites

de Hamra.

L'Ordovicien moyen est représenté par les grès d'Ouargla, les argiles d'Azzel et les grès d'Oued-Saret.

L'Ordovicien supérieur représenté par les argiles micro conglomératiques repose en discordance sur l'Ordovicien moyen ou comme dans quelque cas directement sur l'Ordovicien inférieur. Il est essentiellement constitué d'argile noire avec inclusion de grains de quartz arrondis dans un environnement glacio-marin.

I.5.1.3 Silurien

Le Silurien inférieur (Silurien argileux) est formé par des argiles noires, fossilifères a graptolithes. Ce dépôt est marqué par une transgression marine généralisée sur toute la plate forme saharienne. Cette formation est considérée comme étant la principale roche mère.

Le Silurien supérieur (Silurien argilo-gréseux) est caractérisé par l'influence de dépôts détritiques. Cette formation est susceptible de renfermer des réservoirs.

La fin du Silurien est marquée par des mouvements calédoniens.

I.5.1.4 Dévonien

Le Dévonien inférieur est représenté par des grés massifs, grossier a moyen montrant une succession de séquences (Gédinien). Sa partie supérieure (Seigenien-Emsien) est caractérisée par des influences marines traduites par des alternances de grés marins et d'argiles.

Le Dévonien moyen est représenté par le Givetien (partie sommitale) par contre sa partie basale est représenté par l'Efilien qui est constitué par des argiles avec des passées de grés quartzitiques a sa base.

Le Dévonien supérieur est essentiellement constitué de sédiments marins représentés par des intercalations d'argile et calcaire fossilifère. Sa partie basale est considérée comme une importante roche mère (Frasnien).

I.5.1.4.1 Fammenien

Il est caractérisé par l'argile gris foncé noire, indurée, silteuse pyriteuse, carbonatée avec fines passées de calcaire gris claire, dur, parfois gris blanchâtre .Présence de passées de grés gris claire à gris blanc très fin

siliceux. Présence de pyrite.

I.5.1.4.2 Strunien F2

Grès gris clair à gris très fin à fin moyennement classés pyriteux et silico –argileux, bien consolidés. Argile noire, silteuse, micacée.

I.5.1.5 Carbonifère

Tournaisien F1 : Les grés du F1A sont blanc à gris verdâtre très fins à moyen Sub anguleux à Sub arrondi moyennement consolidés à friable. Les grés du F1B sont similaires mais plus argileux.

Depuis la fin du Famenien il y a évidence d'une régression marine qui est marqué par la déposition de sédiments clastiques (sédimentation détritique dans laquelle s'individualisent des bancs de grés).

Vissen Argileux : Argile noire, indurée, silteuse, micacée et pyriteuse ; alternée avec des passées de grés blanc, très fin, traces de calcaire brunâtre argileux microcristallin compact dure, présence de pyrite.

RKF (main RKF) : Alternance de grés blanchâtre à gris clair ; fins à très fins Sub-anguleux à Sub arrondis légèrement chloriteux moyennement consolidés avec des argiles gris foncé à noire tendre à indurée silteuse et micacée

Namurien : des alternances de gres et de calcaires. a la base les calcaires à collonea forment un bon repere stratigraphique.

Wastphelien : alternance d'argiles, de calcaires, admettant une passés gypseuse dans sa partie mediane.

I.5.2 Mésozoïque

La section Mésozoïque qui repose en discordance angulaire sur les formations paléozoïque a une épaisseur variable. Sur les bordures Sud-est et Sud-Ouest elle varie de 500 à 2000m, 3000m au centre du bassin et 4500m au Nord-Ouest. Il est subdivisé en trois étages :

I.5.2.1 Trias

Constitue la partie inférieure du Mésozoïque. Il est représenté par des sédiments clastiques avec des intercalations de carbonates. Il est composé essentiellement par des dépôts argilo-gréseux et évaporitiques. Les dépôts gréseux constituent de bons réservoirs à hydrocarbures. Il est subdivisé en 4 parties :

I.5.2.1.1 Le TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

C'est le premier épisode détritique du Mésozoïque qui surmonte discordance stratigraphique les différentes formations érodées du dévonien. Il correspond à des dépôts fluviatiles méandriiformes. Il est

constitué d'une alternance de couches argileuses et gréseuses.

I.5.2.1.2 Le Trias Carbonaté (Trias intermédiaire)

Il est constitué d'argiles siliceuses et de grès en bancs fins à moyens avec la présence de calcaire et de dolomie. Parfois il présente des intrusions volcaniques dans la partie Nord du bassin de berkine.

I.5.2.1.3 Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

Il est composé de grès fins à grossiers consolidés alterné à des argiles siliceuses et de l'anhydrite.

I.5.2.1.4 Le Trias Salifère S4

Il a une lithologie constituée par d'épais banc de sel massif, entre coupé par des intercalations d'argiles feuilletées. C'est une couverture efficace des réservoirs du TAGI.

I.5.2.2 Jurassique

Il est constitué de sédiments lagunaires marins et continentaux, début avec des argiles sous compactées et comporte en sa partie médiane un banc de calcaire. Il est subdivisé en 3 sous-étages : Le Lias, Le Dogger et le Malm.

I.5.2.3 Crétacé

Il traduit une fluctuation du domaine continental et marin sur une large plate forme épicontinentale où évoluent des formations gréseuses et gréso-argileuse du Néocomien- Barrémien vers les carbonates du Crétacé Supérieur.

I.5.3 Cénozoïque

Il est prédominé par les sédiments clastiques marquant une régression généralisée vers le nord de la plate forme saharienne. Il est caractérisé par des grands mouvements tectoniques. Il est représenté par du sable fin à moyen parfois grossier, avec une base de calcaire et de fins niveaux d'argiles.



SONATRACH
ACTIVITE AMONT /
DIVISION EXPLORATION
Direction Assets Est
Dpt Bassin de Berkine EST

COLONNE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DU BASSIN BERKINE

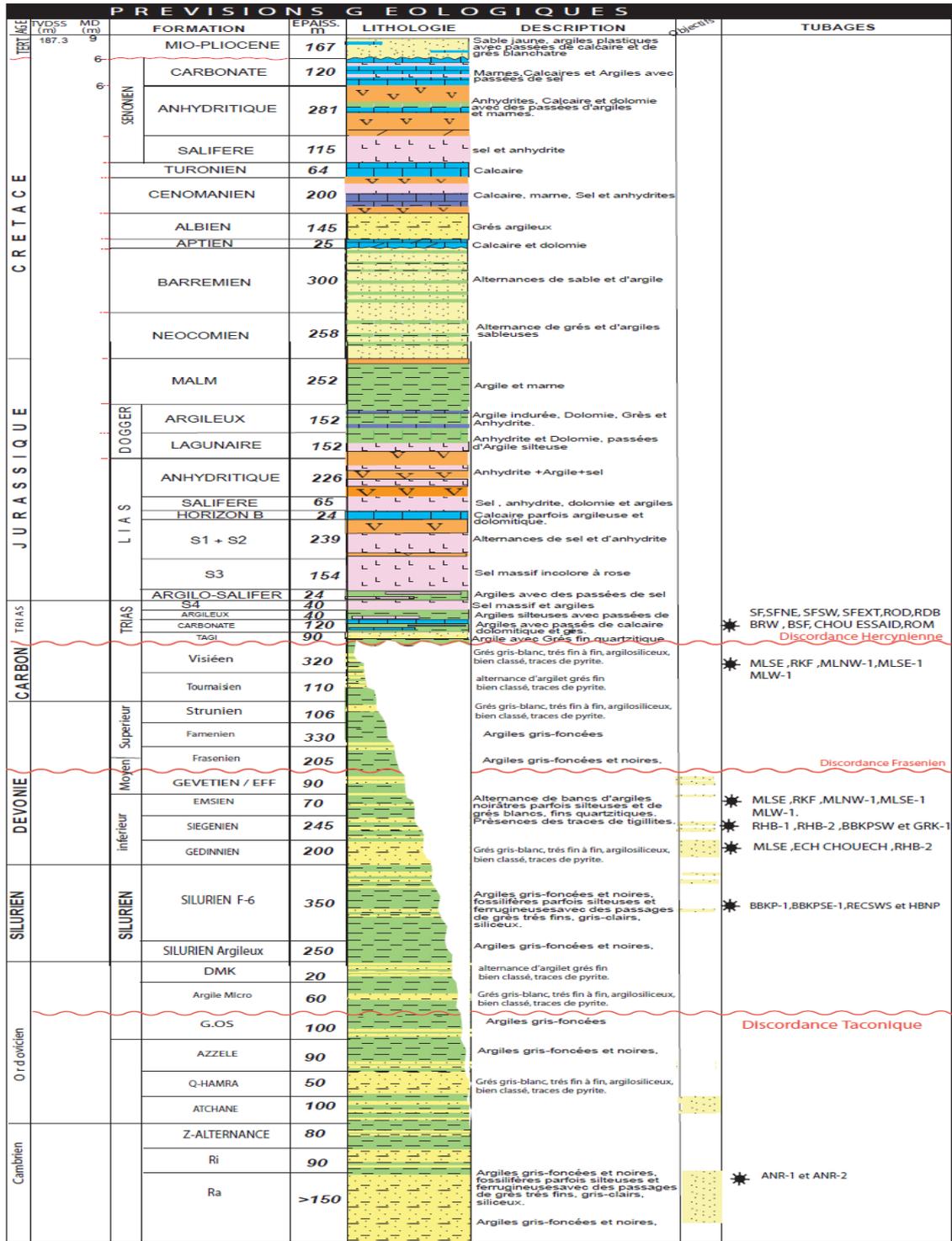


Fig. I.2 : Coupe stratigraphique type du Bassin Berkine (document Sonatrach)

I.6 Contexte structurale de bassin de Berkine

I.6.1 Description des failles

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de failles du à une succession de phases tectoniques. Ces failles sont orientées suivant deux principales directions :

- **Direction Subméridienne**

Ces failles sont caractérisées par de grands rejets, comme la faille de Ramade qui peut atteindre un rejet de plus de 2000m. Leur direction est N-S à NE-SW.

- **Direction NE-SW**

Les failles sont caractérisées par une composante de décrochement importante avec ramification dans la partie supérieure. Les structures associées sont des blocs basculés où des structures « en fleur » de grande ampleur, surtout à l'Ouest du bassin. Cette direction évolue de 30°N à 60°N et interfère avec la direction subméridienne.

- **Direction Nord 70°**

À l'Ouest du bassin, dans les régions de Rhoude Nouss, Gassi Touil et Menzel Lejmet.

- **Direction Sub équatoriale**

Au Sud (Môle d' Ahara) et à l'Ouest sur le trend tartare.

- **Direction Nord 150°**

Au NE du bassin et au niveau des trends de Keskassa et Bir Berkine.

I.6.2 Aspect tectonique

La configuration structurale citée précédemment est le résultat des phases tectoniques suivantes :

I.6.2.1 Phase Orogénique Panafricaine

Elle a débuté au cours du Précambrien et elle est caractérisée par des accidents subméridiens verticaux suite à la collision entre la partie Ouest Africain et un bloc Est Africain plus plastique. Elle a pris fin au cours du Cambrien.

I.6.2.2 Phase de Distension CAMBRO-ORDOVICIEN (Episode Rafting)

Elle s'est déroulée au cours du Cambrien et de l'Ordovicien Inférieur. C'est une période d'érosion importante qui a nivelé les structures et les reliefs.

Les fluctuations d'épaisseur et de faciès, de part et d'autre des failles subméridiennes, sont apparues dans les séries cambro-ordoviciennes.

I.6.2.3 Phase Taconique (Caradoc)

C'est une phase de compression le long des failles N-S. Elle est à l'origine de l'architecture du bassin actuel.

I.6.2.4 Phase de Compression Calédonienne

Elle se situe vers la fin du Silurien début Dévonien. C'est une phase de soulèvement général, suivie d'une période d'érosion et de nivellement des structures et de dépôts détritiques.

I.6.2.5 Mouvements Hercyniens

Ils constituent les phases tectoniques les plus importantes au niveau de la plate-forme saharienne. Ils ont joué un rôle important dans la structuration actuelle du bassin.

Le mouvement de cette phase est divisé en deux phases : une phase précoce N 40° compatible avec les structures NO-SE et une phase tardive N 120°, liées à la collision des deux plaques Afrique-Amérique du Nord.

Cette phase a touché le Nord du Bassin de Berkine où une érosion presque totale de l'étage carbonifère a eu lieu. Elle a eu pour effet la destruction des accumulations précoces d'hydrocarbures générés pendant le

Paléozoïque.

I.6.2.6 Phase de Rifting Trias-Jurassique

Elle eu lieu durant la distension du Trias et du Lias. Elle se traduit par une reprise en failles normales d'anciens accidents. Elle est représentée par une série salifère qui peut atteindre plus de 1400m dans le sillon de Dorbane.

I.6.2.7 Phase de Compression Autrichienne

Au cours de cette phase dont le champ de contraintes est E-W, les reprises de certaines failles inverses N-S sont accompagnées de plus d'anticlinaux (Hassi Chergui, Rhourde nous, Brides...).

Les failles NE-SW subissent des décrochements dextres et s'accompagnent de structures d'entraînement. La phase autrichienne est à l'origine des principaux pièges structuraux du bassin de Berkine.

I.6.2.8 Phase de Compression Alpine

C'est une phase qui a causé des inversions structurales sur les accidents NE-SW.

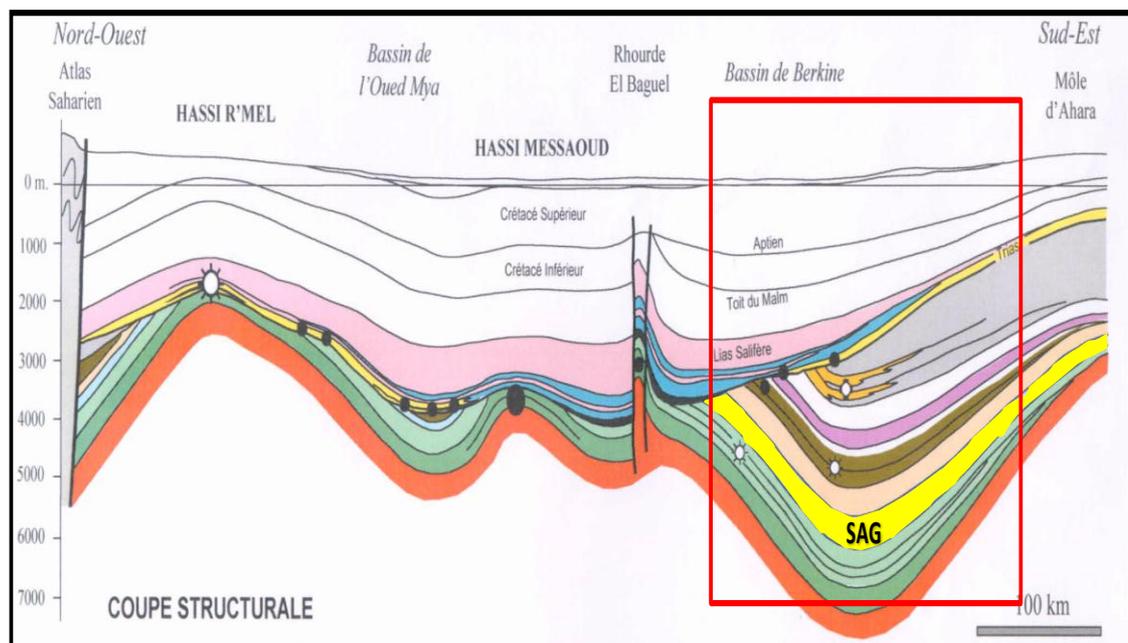


Fig. I.3 : Coupe structurale de l'ensemble du bassin de berkine (SONATRACH).

I.7 Système pétrolier du bassin de Berkine

I.7.1 Roches mères

Les analyses géochimiques effectuées dans les formations paléozoïques, montrent l'existence de roches mères dans l'Ordovicien, le Silurien, le Dévonien Supérieur, et le Carbonifère. On a confirmé l'existence de deux principales roches mères : Le Silurien Argileux, et le Dévonien Supérieur.

I.7.1.1 Roches mères siluriennes

Le silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin sauf, en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé par l'érosion hercynienne. Il a une épaisseur qui varie entre 300m et 400m dans la partie centrale du bassin ; la zone la plus subsidente se trouve sur l'axe Hassi Chergui-Brides où elle pourrait atteindre 700m d'épaisseur.

Considérée comme la principale roche mère, le silurien argileux est subdivisé en deux

- Zone inférieure radioactive du Frasnien qui représente les meilleurs potentiels pétroliques, avec une épaisseur qui varie de 50 à 200m.
- Zone supérieure de Frasnien-Femmenien d'une épaisseur de 50 à 500m.

A l'actuel ; la roche mère dévonienne est en phase à gaz sur la partie centrale du bassin, en phase de transition sur les flancs, et en phase à huile sur les bordures d'extension du Dévonien Supérieur. On distingue :

- Une partie basale d'une épaisseur de 10 à 20 m d'argiles noires à graptolites riches en matières organiques.
- Une partie supérieure peu radioactive.

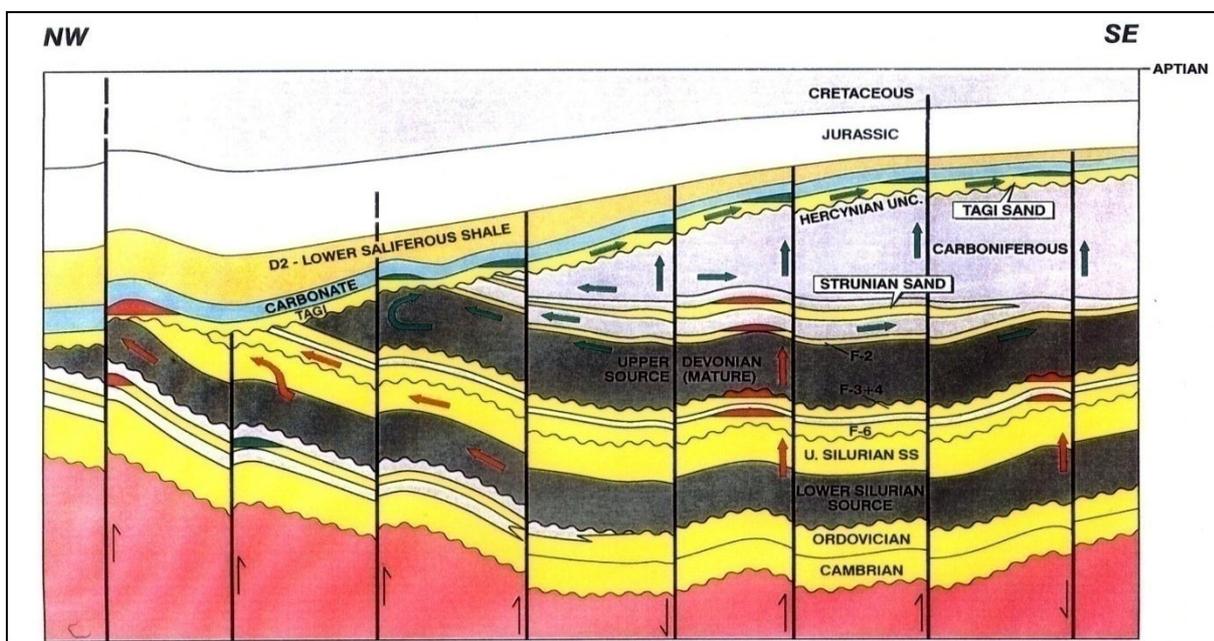
A l'actuel ; la roche mère silurienne est située en phase à gaz sur la majeure partie du bassin, particulièrement vers le Sud-est. Par contre au Nord, la roche mère est toujours en phase à huile.

I.7.1.2 Roches mères dévoniennes

La roche mère dévonnaise est localisée dans le dévonnien supérieur (Frasnien-Famennien) qui est subdivisé en deux zones :

- Zone inférieure radioactive du Frasnien qui représente les meilleurs potentiels pétroliques, d'épaisseur variant de 50 à 200m.
- Zone supérieure de Frasnien-Famennien d'épaisseur variant de 50 à 500m.

A l'actuel ; la roche mère dévonnaise est en phase à gaz sur la partie centrale du bassin, en phase de transition sur les flancs, et en phase à huile sur les bordures d'extension du Dévonnien Supérieur.



ie 2007).

La roche mère ordovicienne est localisée dans les argiles microconglomératiques de l'Ordovicien supérieur, les argiles d'Azzel et à un degré moindre que les argiles d'El Gassi.

Ces argiles sont bien développées sur la bordure Ouest du bassin. La roche mère ordovicienne est en phase à huile sur le flanc Ouest et en phase à gaz dans la partie centrale.

I.7.1.4 Roches mères carbonifères

Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétroliques dans le Wesphalien-Viséen et le Tounaisien (4 à 11kg HC /t roche).

La matière organique dans roche mère carbonifère est plus favorable à la génération de gaz.

I.7.2 Roches couvertures

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté-Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intra-formationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

I.7.3 Les pièges

Les pièges sont de deux types: structuraux et stratigraphiques. Les pièges structuraux sont liés à la phase compressive hercynienne et autrichienne. Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'ourhoud et Rhoude Nousse .

Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses. Les pièges associés aux réservoirs triasiques dans le bassin de Berkine de type structural (dômes anticlinaux ou failles) avec des systèmes en horsts avec des failles bordières qui ont un rôle majeur dans le piégeage des hydrocarbures.

La compréhension des mouvements de migrations des fluides est importante car beaucoup d'indices d'hydrocarbures rencontrés dans plusieurs puits traduisent un cheminement des fluides par endroit mais les hydrocarbures n'ont pu être piégés par absence de fermetures structurales.

I.7.4 Les réservoirs

Les principaux réservoirs rencontrés dans le bassin de Berkine sont localisés dans les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argileux-gréseux :

I.7.4.1 Le Cambrien

La porosité varie de 4 à 11% ; les productions d'hydrocarbures sont liées à la fracturation. Ce réservoir produit sur la bordure Ouest du bassin (Rhourde El Baguel et Mesdar). De l'huile a été rencontrée à Damrane et à Romana.

I.7.4.2 L'Ordovicien

Les quartzites de Hamra constituent le principal objectif gréseux et quartzitique, la porosité varie entre 5 et 10%. On rencontre de l'huile et du gaz à Nezla ; du gaz et du condensat à Nezla Nord, Gassi El Adem et Brides ; ainsi que du gaz et du condensat à Rhourde Nous.

I.7.4.3 Le Silurien argileux-gréseux

Cette formation est représentée par des grés fins à moyens avec des porosités variant de 8 à 12%. Les perméabilités peuvent dépasser les 100md. Cette formation produit du gaz avec du condensat associé généralement.

I.7.4.4 Le dévonien

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont par les grés massifs basaux du Gédinien ainsi que le Siégénien et l'Emsien (alternance de grés et d'argiles).

I.7.4.4.1 Le Gédinien

Cette formation peut avoir des épaisseurs utiles de l'ordre de 300m, la porosité moyenne de ce réservoir varie de 7 à 15% avec des perméabilités pouvant dépasser les 500md. Ce réservoir produit du gaz à Bir-Rebaa Nord ; et de l'huile à Bir-Rebaa S-W.

I.7.4.4.2 Le Siégénien-Emsien

Ces réservoirs sont constitués d'alternance d'argile et grés fin à moyen, la hauteur moyenne varie de 30 à 90m avec des porosités variant de 15 et 20% et des perméabilités dépassant les 100md. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ces réservoirs à Bir-Berkine, Bir Rebaa Nord, El Merk Est.

I.7.4.5 Le Dévono-Carbonifère

Ce réservoir constitue un nouvel objectif pétrolier. Il est caractérisé par d'excellentes qualités pétrophysiques avec des porosités moyennes variant de 8 à 17%. Ce réservoir produit Rhourde-El-Khrouf, El-Merk Est et à Berkine Est.

I.7.4.6 Le Trias Argilo-Gréseux

Il est subdivisé en trois formations principales :

- Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) qui constitue la partie inférieure et repose sur la surface de la Discordance Hercynienne.
- Le Trias carbonaté représenté par la partie médiane.
- Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) constituant la partie supérieure.

I.7.4.6.1 Le T.A.G.I

Le Trias argilo-gréseux inférieur d'origine fluviatile est constitué d'alternances de grés fin, moyen à grossier, siliceux à silico-argileux, la hauteur utile peut atteindre 50m.

Les porosités moyennes sont comprises entre 7 et 16% et des perméabilités pouvant atteindre 1d. Plusieurs gisements d'huile et du gaz sont localisés à Rhourde-Nouss, Gassi-Touil et Nezla. Un gisement d'huile à El Borma, Zemlet et Keskassa.

De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été fait dans ce réservoir sur les pièges situés l'axe Wadi El Teh / El Borma; et sur l'axe El Merk / Rhourde Debdaba.

I.7.4.6.2 Le Trias carbonaté

Le trias carbonaté d'origine lacustre est constitué par des faciès d'argile dolomitiques et siliceux et des grés fins.

Les réservoirs du Trias carbonaté sont développés dans la région de Rhourde-Nouss, et l'axe de Hassi-Chergui / Gassi-Touil où ils produisent de l'huile et du gaz.

I.7.4.6.3 Le T.A.G.S

Le Trias argilo gréseux supérieur d'origine fluviatile est constitué par des grés silico-argileux fins à moyen parfois grossier. La hauteur utile de ces grés est comprise entre 25 et 100 m, la porosité est 10 à 25% avec des perméabilités pouvant atteindre 1d. **Aucune entrée de table des matières n'a été trouvée.**

Le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud-Est Triasique, d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés sur l'axe Hassi Chrgui, Gassi-Touil, Nezla, Hassi Touareg, Toulal et Brides ces gisements produisent de l'huile et du gaz.

I.8 Aperçu sur la zone d'étude

I.8.1 situation

Le bloc 405a est localisé dans la partie centrale du bassin de Berkine entre les parallèles $30^{\circ}05'$ – $30^{\circ}20'$, et entre les méridiens $7^{\circ}40'$ et 8° (Fig.5).

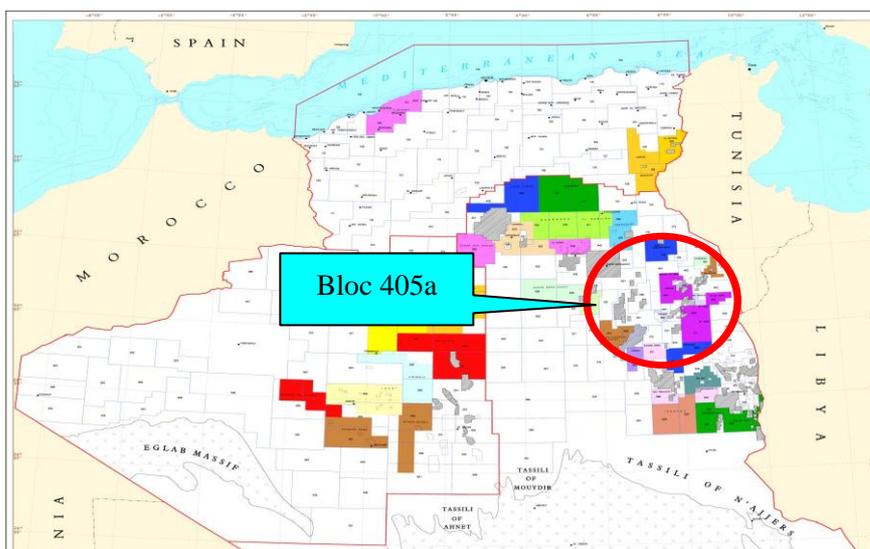


Fig. I. 5 : Localisation du bloc 405a

I.8.2 Colonne stratigraphique



SONATRACH
ACTIVITE AMONT /
DIVISION EXPLORATION
Direction Région Est
Département Bassin de Berkine

FORAGE AHMNE-1 (Ait HAMOUDA Nord Est)
FICHE DE PREVISIONS

Permis: Menzel ledjmat
Bloc: 405a

Z_S: 234.6 m Z_t: 242.6 m

Coordonnées U.T.M : X: 398 795
Y: 3347 474

Ages	Profondeurs Par rapport à KB	Ages	Lithologie	Description	Forage	Boue	Diagraphies
T E R	185	Mio-Pliocène	Sable jaune, argiles plastiques et grès blanchâtre		26' 80m	WBM=1.05-1.08	Pas de diagraphies
	405	Carbonaté	Calcaire et dolomie avec des passées d'argiles et marnes.		17" ^{1/2}		
C R E T A C E		Sénonien	Anhydritique	Anhydrite avec des passées marnes dolomitiques et d'argiles.	445m	OBM=1.25sg	GR-SLS-EMS (Gr en surface) CBL-VDL-GR sur 13" ^{3/8}
	645	Salifère	Sel et anhydrites				
	770	Turonien	Dolomie et argiles				
	890	Cénomanién	Argiles		12" ^{1/4}		
	1075	Albien	Sable et argiles				
	1305	Aptien	Dolomie				
	1333	Barrémien	Alternances de sable et argile				
	1645	Néocomien	Alternances de grès et d'argiles sableuses				
	1855	Malm	Argiles et marnes				
	2095	Dogger	Argiles avec des grès, anhydrites et sel				
J U R A S S I Q U E	2415	Anhydritique	Anhydrites et argiles		2455m	OBM=2.00-2.05	GR-BHC-EM5 CBL-VDL-GR sur csg 9" ^{5/8} VSP -GR avant pose tubage 7"
	2560	Horizon "H"	Alternances: Sel-Anhydrite				
	2625	Salifère	Dolomie		8" ^{1/2}		
	2648	Horizon "B"	Sel massif, passées d'argiles silteuses et d'anhydrite				
	2853	S1 + S2					
	2913	S3					
T R I A S	2938	Trias Argileux	Argiles brun rouge, silteuse		2915m	D=1.20-1.27sg	GR -DSI (P/S)-AIT-EMS LDT -CNT-HNGS CMR-GR (Optionnel) MDT -GR CBL-VDL sur csg 7" CBL -VDL-GR -CCL sur 4" ^{1/2} VSP -GR (0 offset)
	2953	Tags	Grès argileux, fins à grossiers				
	3005	Trias Carbon.	Alternances Argiles dolomitiques brun-rouges et calcaires dolomitiques				
	3090	Tagi	Grès fin				
	3300	Viseen Argil	Grès avec passées d'argiles				
	3455	Upper RKF	Argiles noires à gris sombres				
	3545	F1A/B	Grès argileux, fin		6"		
	3685	F2					
	4095	Fammenien	Argiles				
	4210	Frasnien	Argiles				
	4340	Eifelien	Grès argileux				
	4415	Emsien					
	D E V O . I N F . D E V O N I E N S U P . / C A R B .	4680	Siegenien	Alternances: Grès et argiles			
		Gedinnien	Grès massifs		4730m		

PF:4730 m

Puits de référence: WEMN-1;AHM-1

Fig. I.6 : colonne stratigraphique (doc SH)



CHAPITRE II :
NOTIONS THEORIQUES SUR LE
PHENOMENE DE BASSE
RESISTIVITE



II.1 Théorie Mesure de la résistivité

II.1.1 Principe de mesure de la résistivité

L'une des premières diagraphies enregistrées dans les sondages pétroliers était la résistivité. Le principe de la mesure consiste à déterminer la résistivité d'un échantillon de la roche d'après la loi d'Ohm, comme suit:

$$R = R_w \frac{L}{S}$$

Où :

R : la résistance de l'échantillon (Ohm)

R_w : la résistivité de l'échantillon (Ohm.m)

L_w : longueur de l'échantillon (m)

où

S : section de l'échantillon (m²)

D'après S. J. Pirson la résistance (R) d'une solution de chlorure de sodium (NaCl) , ayant une résistivité (R_w) et mesurée au laboratoire à l'aide d'une cellule de longueur (L) et de section (S), est obtenue par l'équation suivante:

on a :

$$R = R_w \frac{L}{S}$$

Donc :

$$E = R \cdot I = R_w \cdot \frac{L}{S} \cdot I$$

Où :

E : Différence de potentiel (v)

I : Intensité du courant (A)

La même cellule remplie de sable saturée à 100 % avec la même solution de

NaCl (Fig. I .1), donne une résistance R' qui augmente par rapport à R . On a donc $R' = F. R$ où F est un coefficient de proportionnalité.

Donc, $E = R' . I' = F .R. I'$

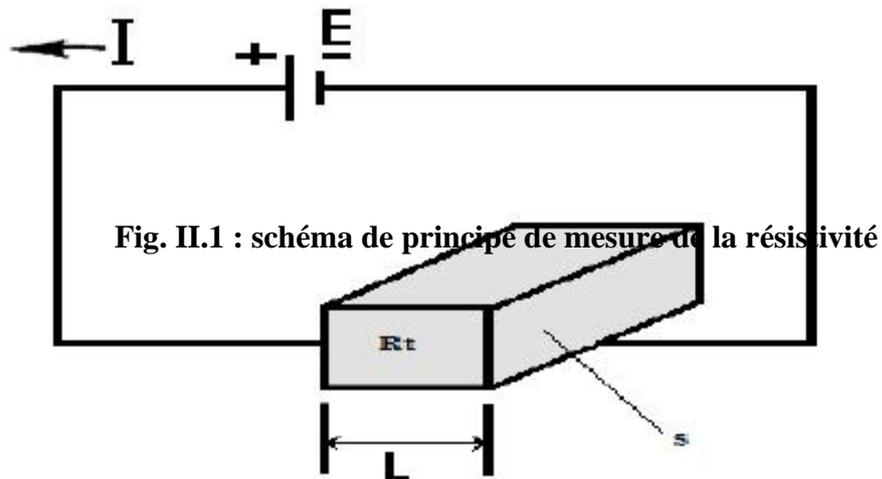
Comme la résistivité du sable, saturé à 100 % d'eau, est prise égale à R_0 , alors on a :

$$E = R_0 \cdot \frac{L}{S} \cdot I' \rightarrow R_0 = F \cdot R_W$$

Avec :

F : le facteur de formation

$$F = \frac{R_0}{R_W}$$



Donc, la résistivité d'une substance donnée, signifie sa capacité de résister au courant électrique. La résistivité est désignée en général par la lettre R, ayant pour unité de mesure l'Ohm.m .Par opposition, l'inverse de la résistivité est la conductivité qui a comme symbole la lettre C et comme unité de mesure le milli-mho/m (mm ho/m).

Comme la roche est composée de plusieurs minéraux, la résistivité apparente mesurée est la résultante des résistivités de tous les constituants.

Les minéraux conducteurs de courant électrique ont une faible résistivité, par contre les non- conducteurs ont une résistivité élevée.

En réalité, les choses sont plus complexes que ça. En effet, le courant a un cheminement préférentiel. Donc, seuls les constituants " conducteurs" (liquides ou solides) ont un effet sur la résistivité mesurée. Il faut noter que la résistivité d'une roche dépend de:

- la salinité de l'eau de formation,
- la quantité d'eau (donc de la porosité),
- la minéralogie de la roche,
- la texture et de l'anisotropie.

II.2 Notions de réservoirs productifs d'hydrocarbure avec des bases résistivités

Les réservoirs poreux, perméables et saturés en hydrocarbures sont facilement reconnus d'une manière classique par une résistivité élevée sur les logs (Fig.II.2).

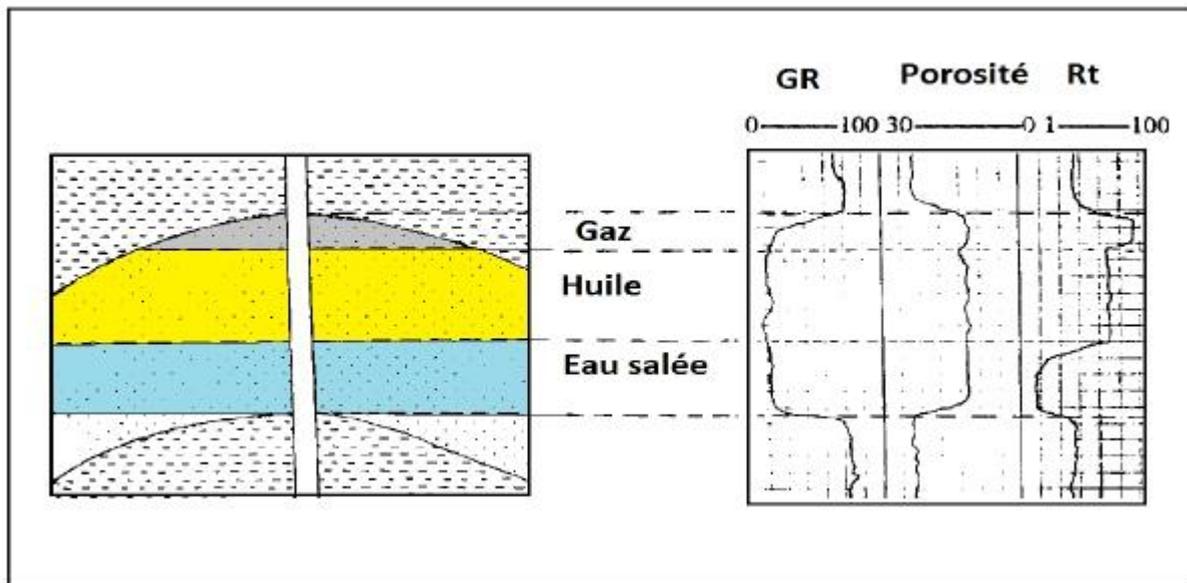


Fig II.2: Réponse des diagraphies dans un réservoir propre, homogène et saturé en différents Types de fluides.

Mais il existe des cas où des réservoirs produisent des hydrocarbures avec des résistivités faibles. On a admis par réservoir productif d'hydrocarbures avec une basse résistivité un réservoir ayant produit de l'huile ou du gaz avec une R_t égale ou inférieure à $5 \Omega.m$.

Pour illustrer cette anomalie quelques exemples ont été sélectionnés. Le choix de ces exemples obéit à certains critères pouvant mettre en évidence quelques facteurs responsables des chutes de résistivités. Il faut noter qu'une saturation en eau (S_w) élevée n'est pas due forcément à une basse résistivité. L'effet est moindre, mais peut être lié au choix de l'équation de saturation, de la valeur de R_w , de l'exposant de saturation " n ", du facteur de cimentation " m " ou du coefficient lithologique " a ".

II.2.1 Causes des basses résistivités

Les causes qui entraînent les basses résistivités sont multiples. Pour un réservoir donné la chute de la résistivité peut être due à un ou plusieurs facteurs. Dans la plupart des cas il y a une cause principale à laquelle peut se greffer les effets des facteurs secondaires. On peut regrouper ces facteurs en deux catégories principales:

II.2.1.1 Facteurs liés à l'environnement

- Effet du diamètre du trou ;
- Effet de l'invasion ;
- Effet de la déviation de l'axe du trou ;
- Effet de l'annulus.

II.2.1.2 Facteurs " géologiques " influençant les mesures de Rt

- Porosité (forme des grains, système à double porosité, microporosité....) ;
- Nature et distribution des argiles(CEC) ;
- Mouillabilité,
- Taille des grains (section spécifique, forte Swi) ;
- Couches minces et effet des épontes ;
- Anisotropie et pendage des couches ;
- Minéraux conducteurs.

Il faut signaler aussi l'importance du choix de l'outil de mesure de la résistivité (latéolog, induction, ancien ou nouveau outil) dans l'exactitude de la valeur de Rt. Les nouveaux outils (DIT-E, AIT) sont de plus en plus performants et tendent à approcher la résistivité vraie de la formation (Rt).

II.2.2 possibilité de détecter les hydrocarbures et estimation Sw sans Rt?

La saturation en eau (S_w) est dans la majorité des cas calculée à partir de la

Résistivité. Mais il existe d'autres outils qui permettent d'estimer S_w sans passer par R_t tel que :

TDI : d'après la mesure de la section de capture (Z).

EPT : (ou **DPT**) d'après la mesure de la constante diélectrique.

GST : d'après le rapport Carbone /Oxygène.

NML : d'après l'index de fluide libre (FFI) pour les huiles lourdes.

Malheureusement ces outils sont rarement sollicités en exploration pétrolière.

D'autres outils peuvent mettre en évidence la présence des hydrocarbures d'une façon qualitative tels que:

RFT: densité des fluides d'après le gradient de pression.

LDT/CNL : d'après la séparation positive des courbes pour le cas du gaz.

II.2.3 Possibilité d'évaluation des réservoirs productifs avec des basses résistivités?

En réalité, il n'existe pas une méthode d'évaluation unique pour tous les cas rencontrés dans la nature. La méthode d'évaluation est propre à chaque type de réservoir. La démarche consiste à localiser les régions où le phénomène subsiste, ensuite essayer d'identifier les causes responsables de la chute de la résistivité et enfin dégager un procédé d'évaluation. Si les causes du premier type, c'est à dire liées à l'environnement, sont aléatoires et ne portent pas le caractère répétitif, ils sont maîtrisables par le choix de la nature de la boue et les paramètres de forage. Néanmoins les possibilités offertes actuellement permettent au moins de corriger les courbes de diagraphies pour les conditions du trou. Pour les causes du deuxième type c'est à dire d'ordre géologique, qui sont les plus importantes, le phénomène des basses résistivités est confirmé sur plusieurs puits pour le même réservoir. Dans ce cas il faut essayer d'identifier la cause principale et les causes secondaires et intégrer aussi les données des

carottes pour définir le modèle minéralogique et certains facteurs tels que "m", "n" et "a". Enfin l'équation de saturation pour un réservoir donné doit tenir compte des causes définies pour approcher le plus possible la saturation en eau "réelle". Si des saturations en eau déduites des outils tels que le TDT ou l'EPT sont disponibles pour le même réservoir, elles peuvent être confrontées à celles obtenues à l'aide des résistivités. Les logiciels disponibles sur le marché permettent de faire des chaînes de calculs complexes en tenant compte de tous les paramètres possibles. Ainsi on dispose d'un outil informatique puissant pour faire un travail itératif jusqu'à l'obtention d'un modèle minéralogique et une représentation de la composition volumétrique des fluides en place plus fidèle à la réalité. L'utilisation de l'ELAN (Elémental Log Analysis, produit Schlumberger.) a permis pour les cas étudiés d'obtenir des résultats satisfaisants.



CHAPITRE III :
INTERPRETATION DES
DIAGRAPHIES



III.1 Introduction

Pour caractériser le phénomène de basse résistivité de la zone d'étude comportant neuf puits (AHMSW-1, MLSW-1, EMLC-1, EMLC-2, EMN3-4, EMN3-6, EMLC-3, MLSE-9, RHAHM-1); on a utilisé l'interprétation des diagrammes qualitativement et quantitativement des trois puits (RHAHM-1, EMLC-3, MLSE-9).

III.2 Interprétation d'un diagramme

III.2.1 Interprétation qualitative

III.2.1.1 Delimitation des réservoirs

Suivant un volume d'argile ($V_{sh\text{cut-off}}$) fixé à 40% pour chacun des trois puits, une valeur limite de $GR_{\text{cut-off}}$ est calculée suivant la formule :

$$GR_{\text{cut-off}} = V_{sh\text{ cut-off}} \cdot (GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}) + GR_{\text{min}}$$

Où :

cut-off : la limite de production.

$GR_{\text{cut-off}}$: la valeur de gamma ray correspond à 40% de V_{sh} .

$V_{sh\text{ cut-off}}$: teneur en argile silteuse.

GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

CHAPITRE III : INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES

Les résultats suivants sont obtenus:

Puits	GRmax (API)	GRmin (API)	GRcutoff (API)
RHAHM-1	137	20	66.8
MLSE-9	160	19	75.4
EMLC-3	160	21	76.6

TAB.III.1 : les valeurs de GRmax, GRmin et GRcutoff

Puits	formule
	$GR_{cut-off} = V_{shcut-off}(GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$
RHAHM-1	$GR_{cut-off} = 0.4 (137 - 20) + 20 = 66.8 \text{ API}$
MLSE-9	$GR_{cut-off} = 0.4 (160 - 19) + 19 = 75.4 \text{ API}$
EMLC-3	$GR_{cut-off} = 0.4 (160 - 21) + 20 = 76.6 \text{ API}$

TAB .III.2 : La valeur de gamma ray correspond à 40% de Vsh des puits

La valeur obtenue de GRcut-off est prise pour établir une ligne de référence permettant de sélectionner les niveaux poreux et perméables le long de chaque puits, au delà de cette valeur l'intervalle est considérée comme argileux.

III.2.1.2 Détermination du type d'argile de la roche réservoir

Le type d'argile est déterminé graphiquement par l'abaque triangulaire (Φ_D - Φ_N) (Fig.III.1). Cette méthode nous a permis de constater que les argiles correspondent aux types dispersées. Elles occupent partiellement les pores ; par conséquence, les paramètres pétrophysiques à savoir la perméabilité et la saturation en eau de la formation sont considérablement affectés.

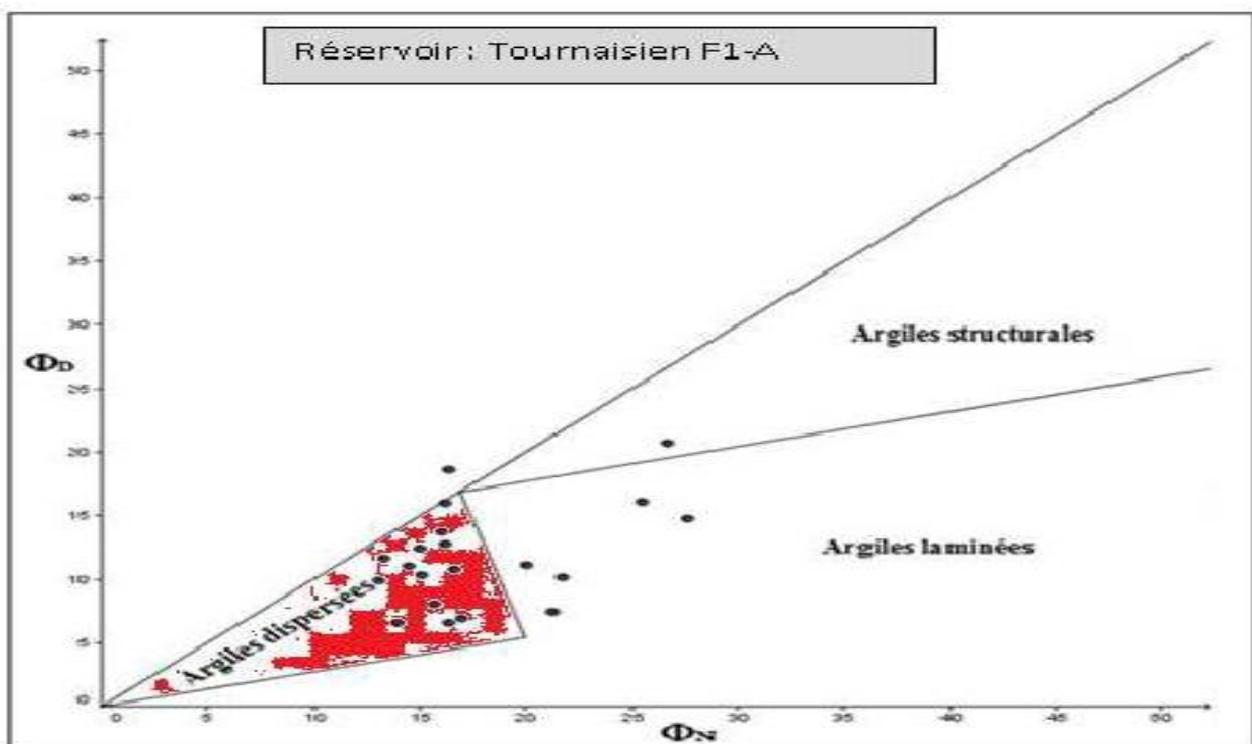


Fig. III.1: Détermination graphique du type d'argile De la roche réservoir

III.2.1.3 Identification de la lithologie et de la minéralogie

III.2.1.3.1 Lithologie

Les rapports graphiques (cross-plots ϕ_N / ρ_b) déterminés pour les trois puits (RHAHM-1, EMLC-3, MLSE-9) sont mentionnés sur les figures (Fig.III.2, Fig. III.3, Fig. III.4).

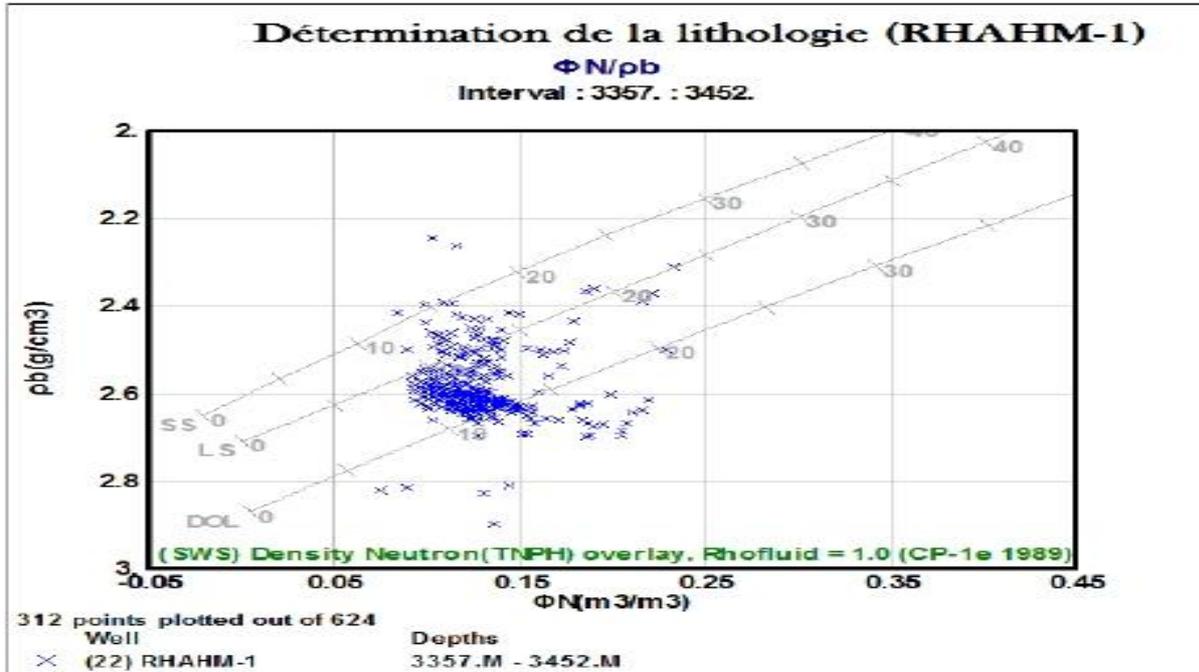


Fig. III.2: Détermination de la lithologie du puits RHAHM-1

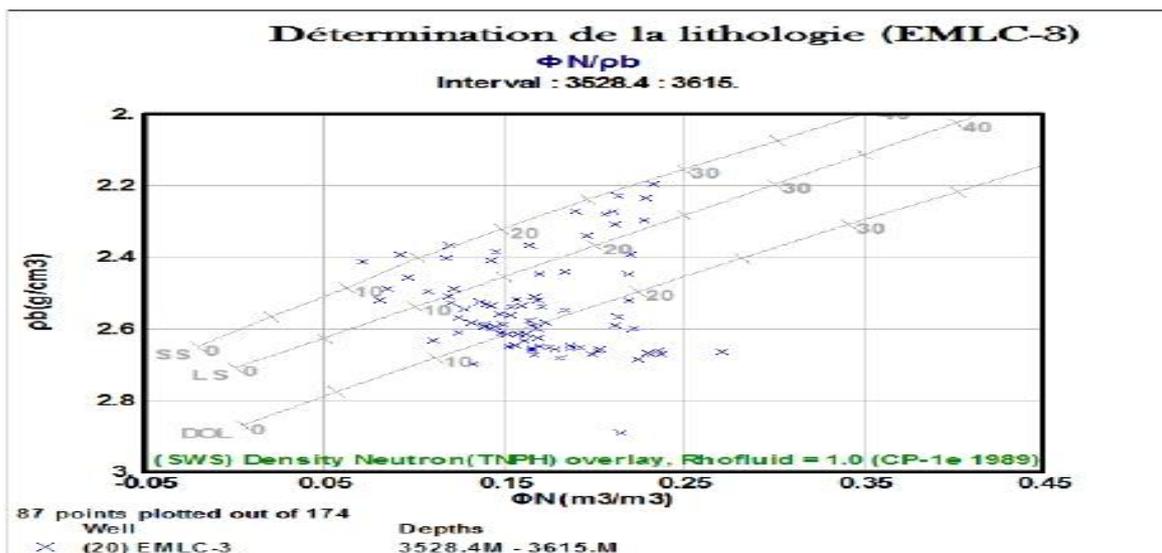


Fig. III.3: Détermination de la lithologie EML

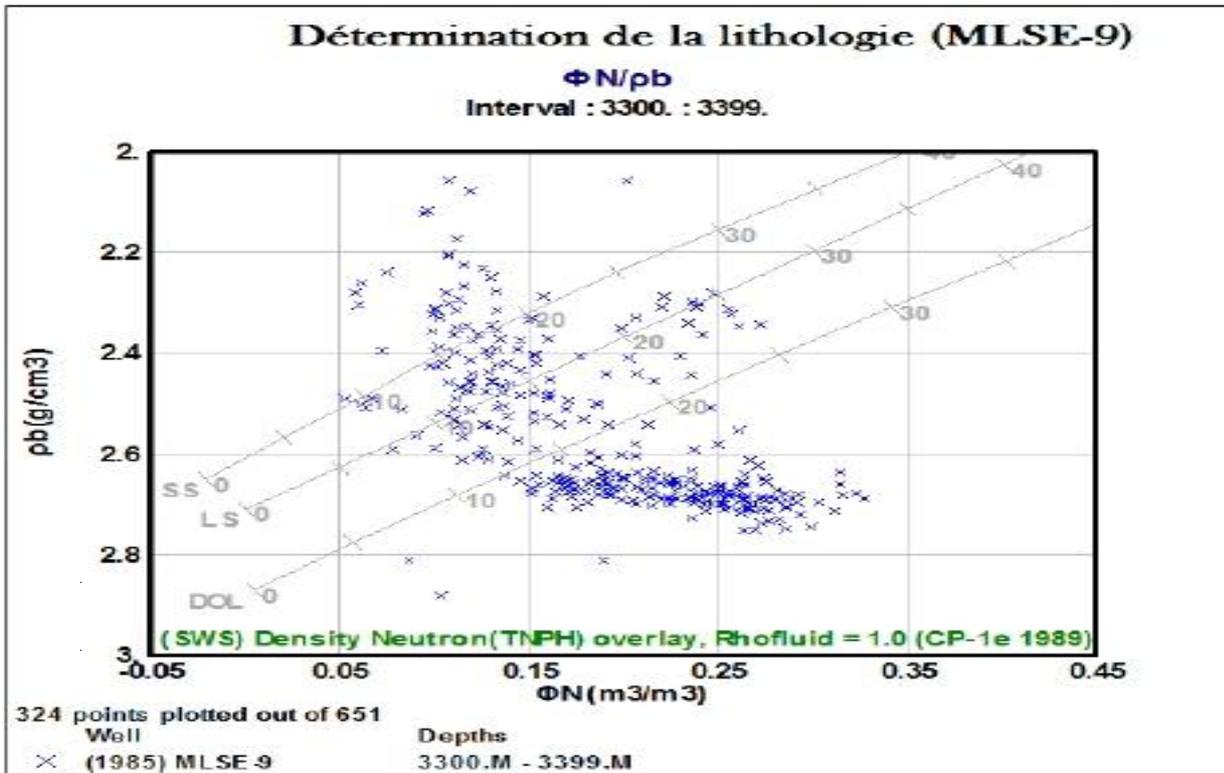


Fig. III.4 : Détermination de la lithologie MSLE-9

- **Interprétation des graphes obtenus**

L'analyse des trois graphes nous a permis de conclure ce qui suit:
La matrice est gréseuse seulement le déplacement des points vers la zone calcaire n'est dû qu'à la présence des ciments carbonatés et argileux.

III.2.1.3.2 Minéralogie

Les abaques utilisés pour l'identification de la minéralogie sont MN plot et MID plot.

MN plot: Concerne le calcul et la présentation de deux paramètres M et N

pour une identification lithologique à l'aide d'un abaque ;(Fig.III.5, Fig.III.6, Fig.III.7)

CHAPITRE III : INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES

c'est la combinaison de toutes les diagraphies de porosité à savoir: densité, neutron et sonique.

Ces paramètres sont calculés par les formules suivantes :

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01$$

$$N = \frac{\phi N_f - \phi N}{\rho_b - \rho_f}$$

Déterminés d'après les Abaques à l'aide de logiciel IP

D'où :

Δt_f : Le temps de parcours dans le fluide ;

Δt : Le temps de parcours dans la matrice ;

ρ_b : La densité globale ;

ρ_f : La densité des argiles ;

ϕN_f : la porosité des argiles ;

ϕN : porosité de neutron avec : $\phi N_f = 100\%$, $\Delta t_f = 189 \cdot \mu s / f_t$.

CHAPITRE III : INTERPRETATION DES DIAGRAPHIES

Sur le pointé MN plot établis pour les puits (RHAHM-1, MLSE-9, EMLC-3),

les faits suivant sont observés :

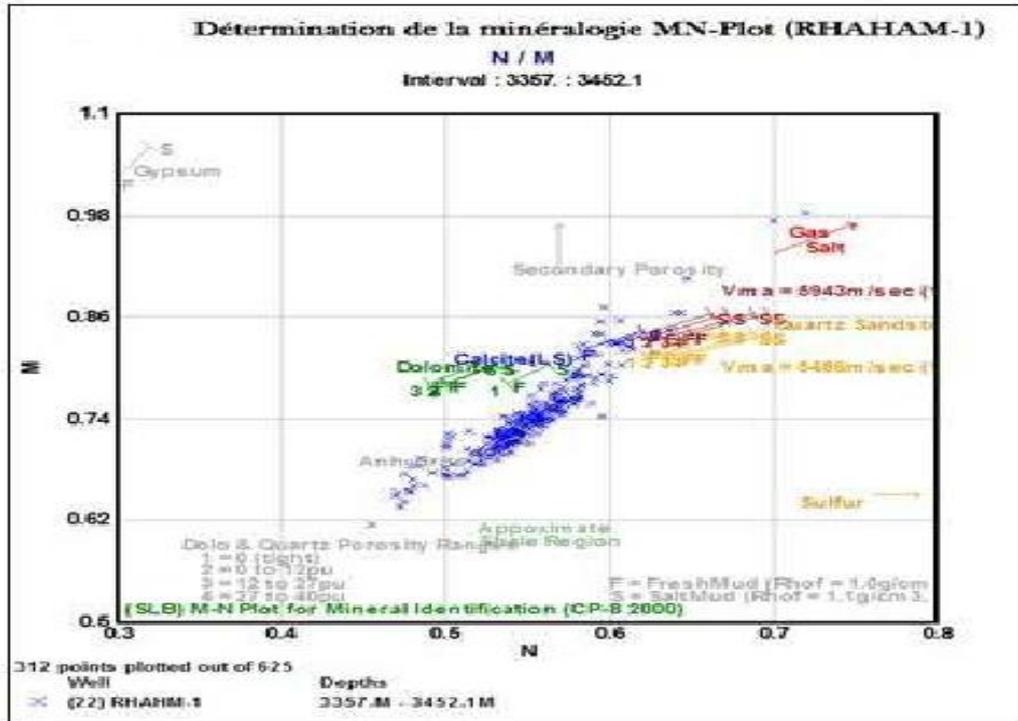


Fig. III.5: Détermination de la minéralogie MN-Plot RHAHM-1

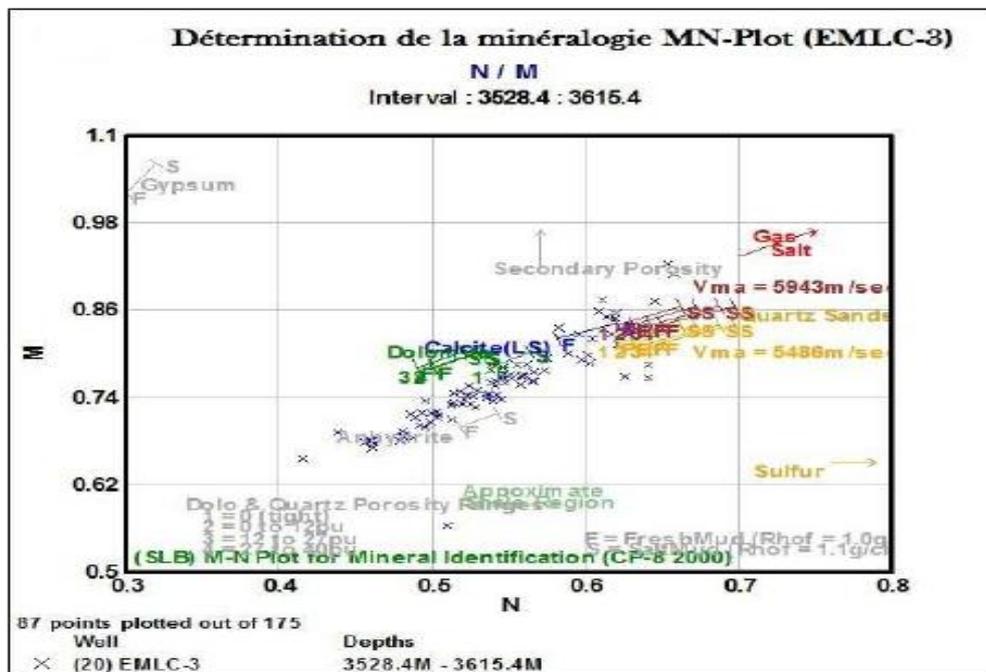


Fig. III.6: Détermination de la minéralogie MN-Plot EMLC-3

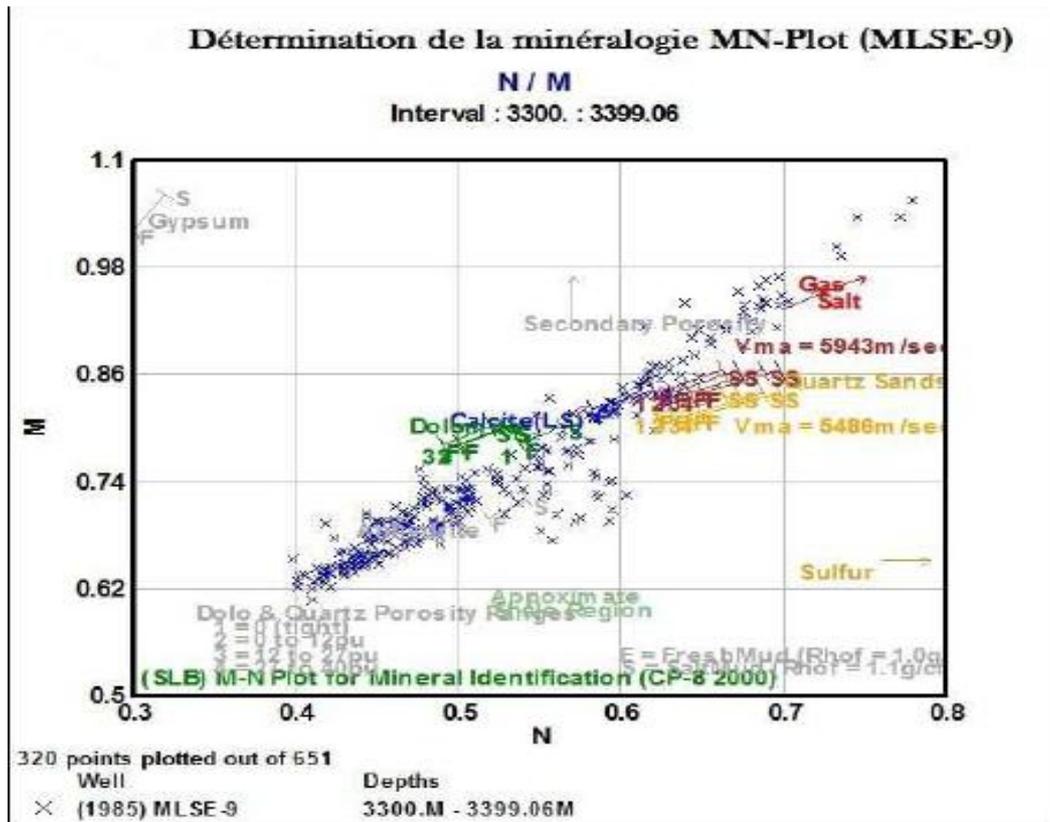


Fig. III.7: Détermination de la minéralogie MN-Plot MLSE-9

- **Interprétation des abaques obtenus**

Les points réservoirs se dirigent vers la zone du quartz, ce qui confirme la nature gréseuse de la matrice. Ils se concentrent dans les zones de la calcite et de la dolomite.

MID plot: utilise trois abaques, permet l'évaluation de la lithologie et de la nature de la matrice (Fig.III .8, Fig.III .9, Fig.III.10)

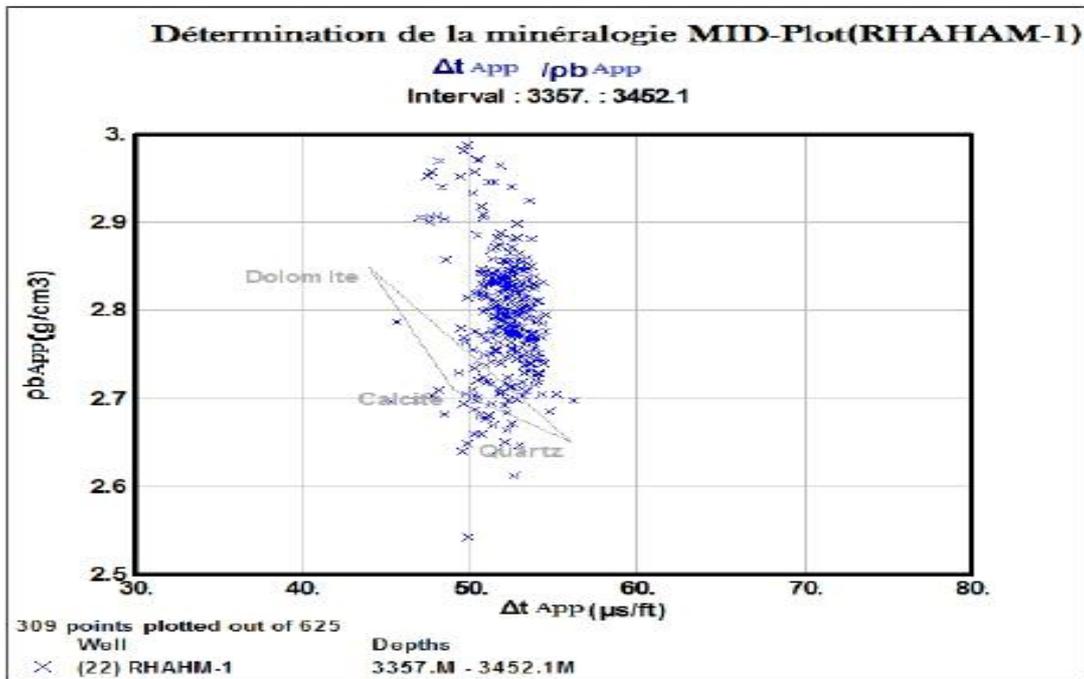


Fig. III.8: Détermination de la minéralogie MID-Plot RHAHM-1

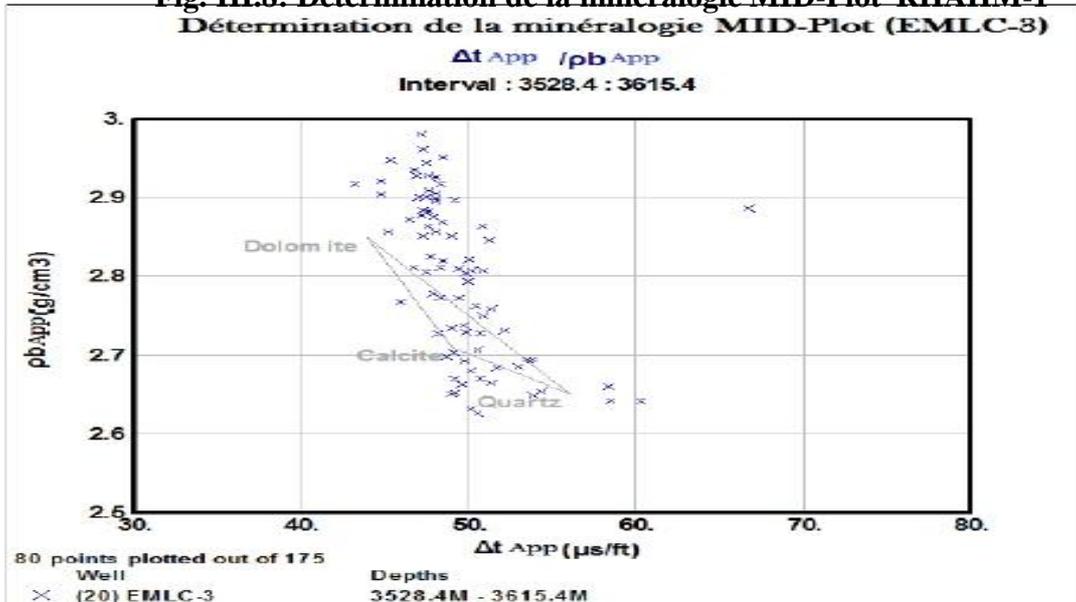


Fig. III.9: Détermination de la minéralogie MID-Plot EMLC-3

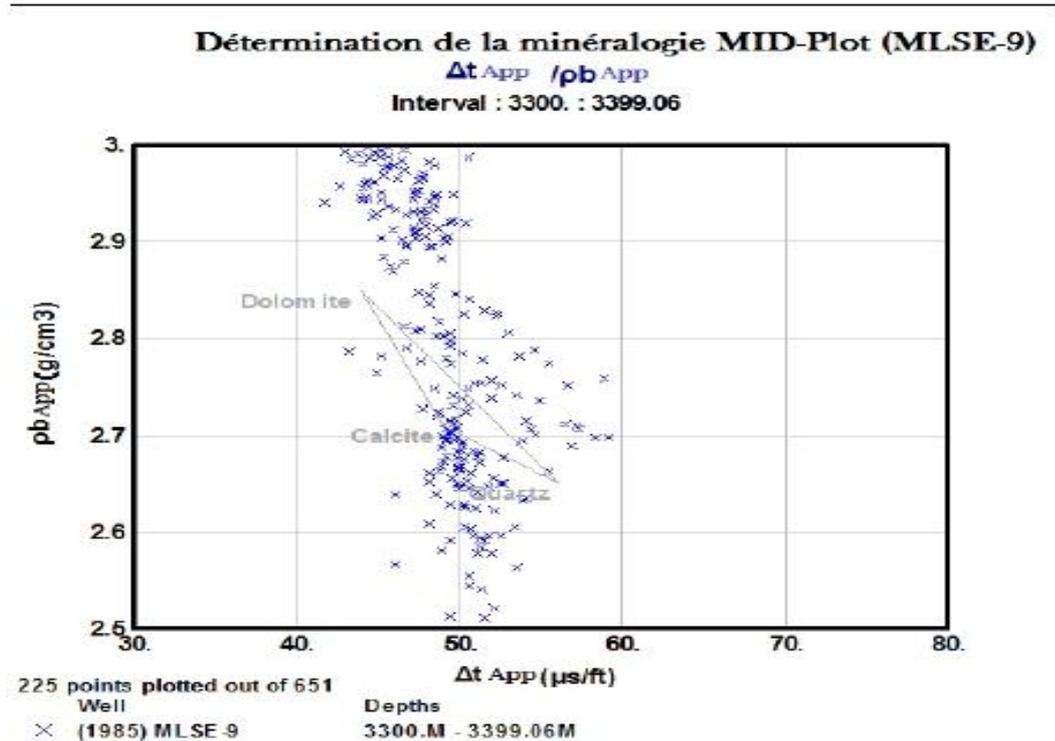


Fig. III.10: Détermination de la minéralogie MID-Plot MLSE-9

- **Interprétation des abaques obtenus**

Les abaques nous confirment que le quartz est le minéral le plus prépondérant dans la matrice ainsi que la présence du ciment carbonaté.

III.2.2 Interpretation quantitative

III.2.2.1 Estimation du volume et des paramètres d'Argile

➤ **Determination du volume d'Argile**

Dans cette étude, le Vsh est déterminé à partir des GRlu par la formule suivante :

$$(Vsh\%)GR = (GRlu - GRmin / GRmax - GRmin) * 100$$

D'où :

Vsh% : pourcentage de volume d'argile ;

GRlu : valeur de gamma ray lu ;

GRmin : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre ;

GRmax: valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Après le calcul on obtiens les résultats suivants :

Puits	Formules
	$(Vsh\%)GR = (GRlu - GRmin / GRmax - GRmin) * 100$
RHAHM-1	$(Vsh\%)GR = (58.5 - 20 / 137 - 20) * 100 = 32\%$
MLSE-9	$(Vsh\%)GR = (70.5 - 19 / 160 - 19) * 100 = 36\%$
EMLC-3	$(Vsh\%)GR = (69.5 - 21 / 160 - 21) * 100 = 34\%$

Tab.III.3 : détermination de pourcentage de volume d'argile

➤ Détermination des paramètres d'Argile

Dans un même réservoir pour lequel on trouve généralement les mêmes caractéristiques, on peut admettre que la nature des argiles est sensiblement identique. Les paramètres d'argiles sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche du réservoir.

On les représente dans le tableau suivant :

Puits	GRmax (API)	GRmin (API)	GRcut off (API)	ΦNSh (%)	ΦSSh (%)	ρbSh (g/cm 3)	ΔtS h(μs/ ft)
RHAHM-1	137	20	66.8	20	15	2.56	73
MLSE-9	160	19	75.4	28	20	2.66	80
EMLC-3	160	21	76.6	24	16	2.65	74

Tab III.4 : détermination des paramètres d'argiles

III.2.2.2 Détermination des paramètres matriciels

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} et Δt_{ma}) sont définis à partir des méthodes graphiques, leur connaissance est indispensable pour l'estimation des porosités Φ_D et Φ_S .

➤ **La Densité de la matrice « ρ_{ma} »**

Elle est déterminée en réalisant le pointé (ρ_b/Rt) de l'abaque (Fig. III.11). Ce pointé est relié par une droite à caractère aquifère. L'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses donne la valeur de ρ_{ma} . Dans notre étude, le $\rho_{ma}=2.65 \text{ g/cm}^3$.

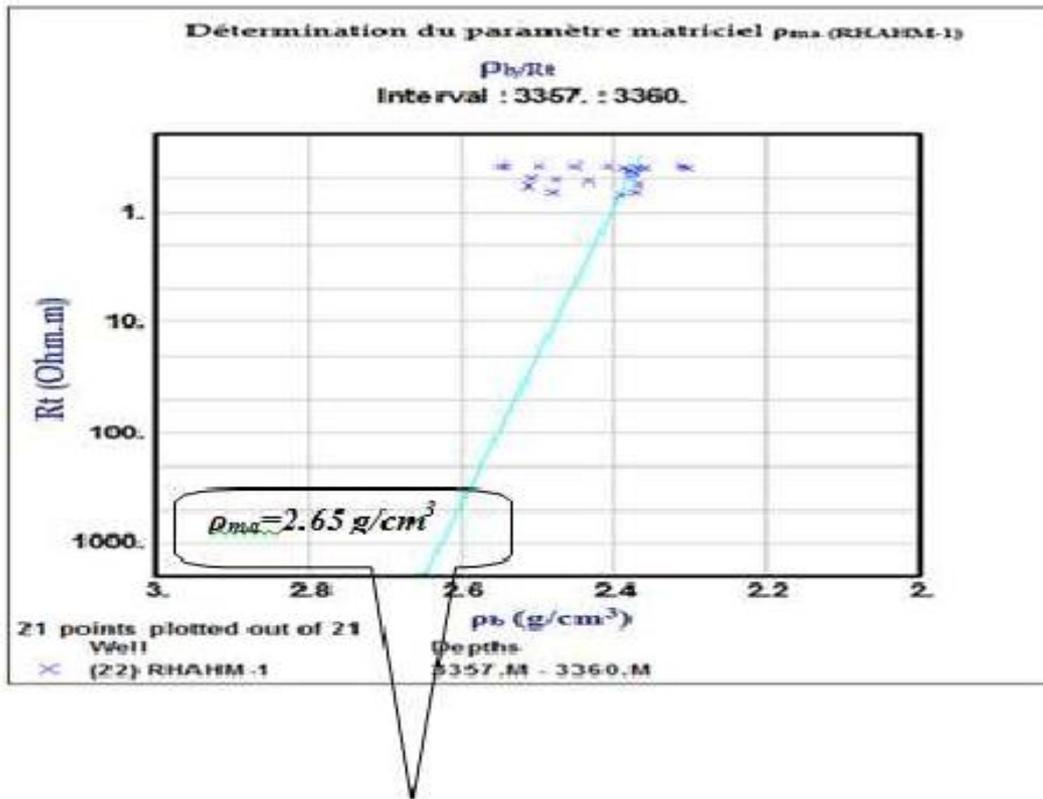


Fig. III.11: Détermination du paramètre matriciel ρ_{ma} RHAHM-1

➤ **Le temps de parcours « Δt_{ma} »**

De la même façon que pour ρ_{ma} , on définit Δt_{ma} (Fig. III.12). Il suffit de remplacer ρ_b par Δt . Dans cette étude le $\Delta t_{ma} = 53 \mu s/ft$.

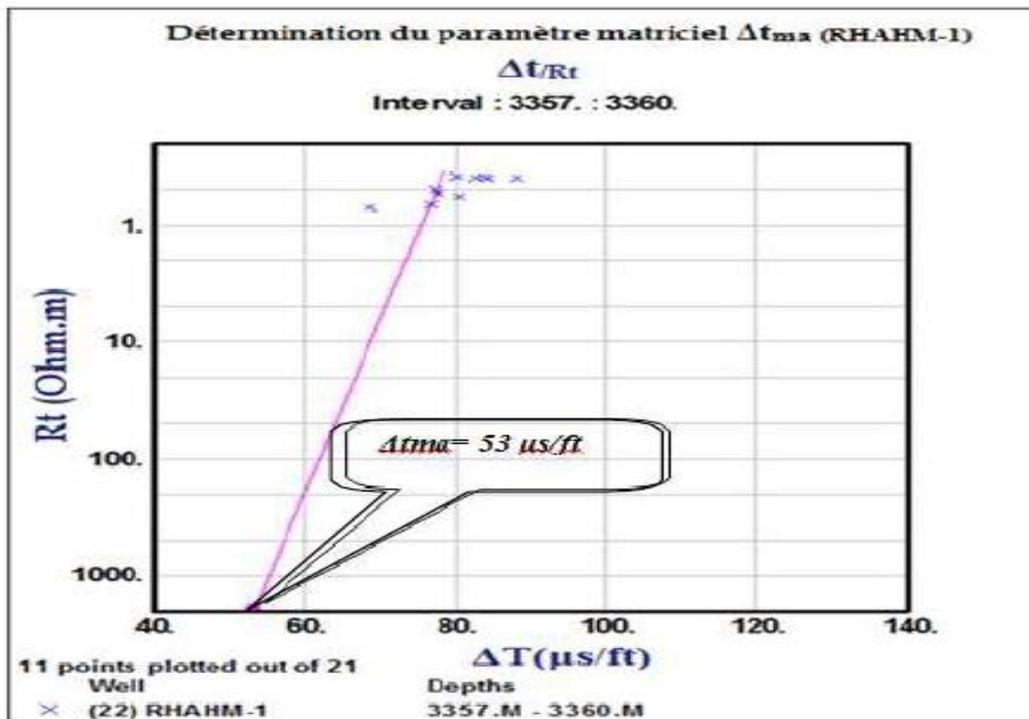


Fig. III.12: Détermination Du paramètre matriciel Δt_{ma} RHAHMI-1

***Remarque :** les valeurs trouvées de ρ_{ma} et de Δt_{ma} pour le puits RHAHM-1 sont utilisées pour l'ensemble des puits.

III.2.2.3 Méthodes du calcul des différentes porosités

➤ Porosité sonique:

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie, qui est donnée par :

$$\Phi_S = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{SSH}$$

Φ_{SSH} : Porosité sonique des argiles.

VOIR (Fig.III.13, TAB.III.4 et TAB.III.5)

➤ Porosité neutron:

Elle est lue directement du log neutron, elle doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

$$\Phi_{Nc} = \Phi_{Ncal} - V_{Sh} \cdot \Phi_{Nsh}$$

Tel que :

$\Phi_{Ncal} = \Phi_N + 0,04$ et Φ_{Nsh} : porosité neutron lue en face des argiles

VOIR (Fig.III.13, TAB.III.4 et TAB.III.5)

➤ **Porosité de densité**

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec :

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc) ;

ρ_{ma} : Densité de la matrice ;

ρ_f : Densité des argiles ;

V_{sh} : Volume d'argile ;

Φ_D : Porosité donnée par les outils de densité.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet des argiles par la formule suivante :

$$\sqrt{D_c} = \sqrt{\dots}$$

Avec :

$$\Phi_{Dc} = \Phi_D - V_{sh} \cdot \Phi_{Dsh}$$

Φ_{Dsh} : Porosité densité des argiles.

VOIR (fig.III.13 , TAB.III.4 et TAB.III.5)

➤ **Détermination de la porosité utile**

La porosité utile est déduite par les combinaisons « NEUTRON-DENSITE-SONIQUE », on appliquant la relation de Schlumberger utilisée dans le programme "GEOFRAM module ELAN" suivante :

$$\Phi_u = (\Phi_D + \Phi_N + 0.75\Phi_S) / 2.75$$

VOIR (fig.III.13 , TAB.III.4 et TAB.III.5)

III.2.2.4 Détermination de la résistivité de la zone vierge R_t

A l'aide de l'AIT 90 (Array Induction Tool), on a pu lire directement sur le log la mesure R_t .

III.2.2.5 Détermination de résistivité de l'eau de formation R_w

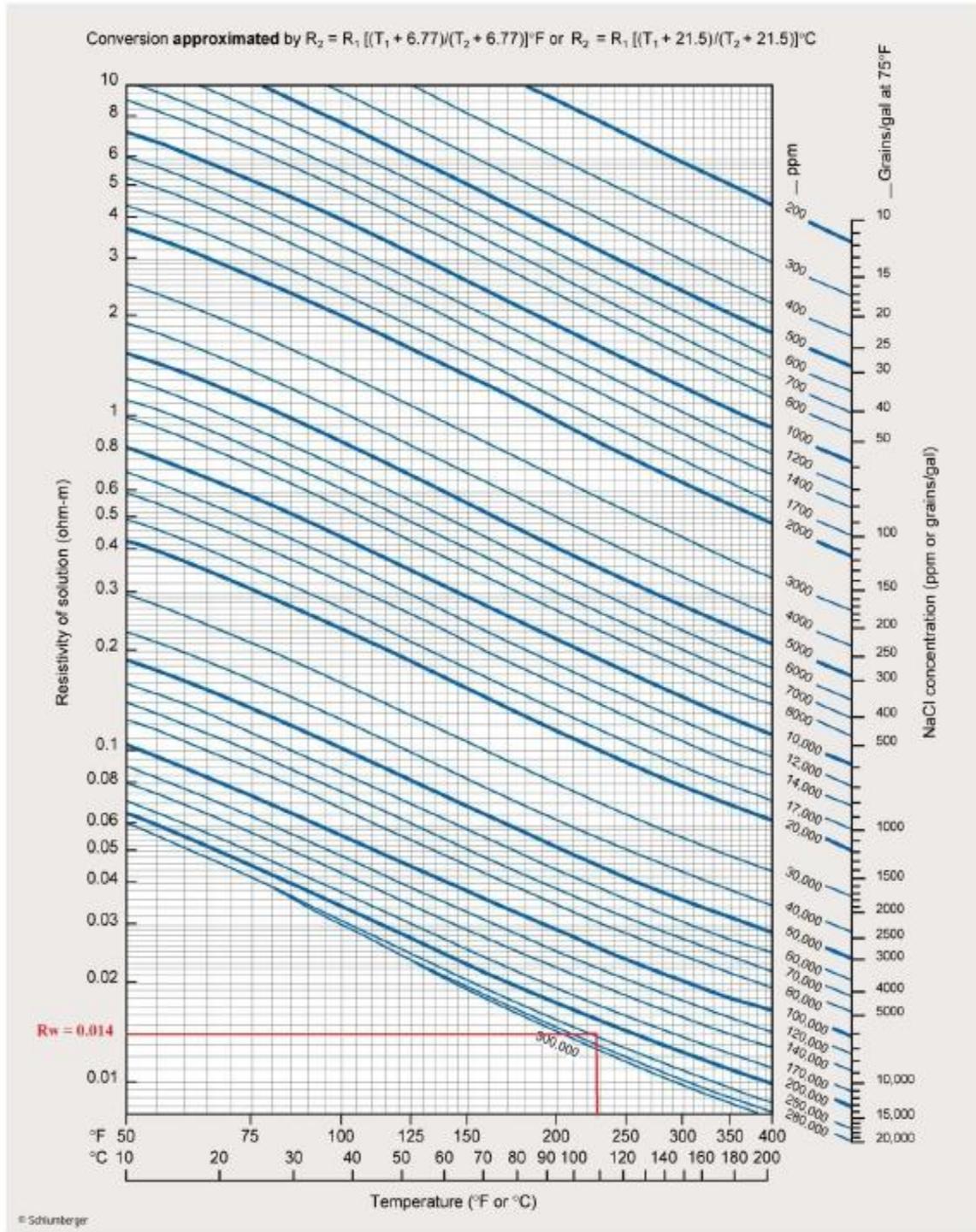
La résistivité de l'eau de formation R_w a été estimée pour le puits (RHAHM-à partir de la salinité régionale corrigée à la température du réservoir. La salinité dans la région d'étude est de 300g/l (250000 ppm), elle est convertie en résistivité de l'eau de formation en utilisant l'abaque GEN-9 (Fig.III.13). La valeur obtenue est $R_w = 0:014 \text{ Ohm.m}$ à la $T_f = 110^\circ\text{C}$.

***Remarque :** la valeur de R_w trouvée pour le puits (RHAHM-1) est utilisée pour l'ensemble des puits.

Resistivity of NaCl Solutions

Gen-9

Gen



1-5

Fig III.13: Détermination de la R_w à partir de l'abaque GEN-9.(Abaque Schlumberger)

III.2.2.6 Détermination de la Saturation en eau

Le choix sur l'estimation de S_w pour tous les sondages s'est porté sur la formule d'Archie.

$$(S_w)^2 = \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m \cdot R_t}$$

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w \cdot a}{R_t \cdot \Phi^m}}$$

R_t : la résistivité de la zone vierge ;

R_w : la résistivité de l'eau de formation. F : facteur déformation ;

F : facteur de formation ;

Φ : porosité utile.

DEPTH	GR	Vsh	ρ_b	Φ_{Dc}	Φ_{NCal}	Φ_{Nc}	Φ_S	Φ_{Sc}	Φ_U	Rt	Sw	Fluide	M	N
m	API	%	g/cm3	%	%	%	%	%	%	ohm.m	%			
3358,50	59,00	10,34	2,53	6,92	21,22	19,15	20,25	18,70	14,58	0,38	100,00	Aquifère	0,71	0,54
3359,00	62,78	14,69	2,41	14,03	27,56	24,62	21,50	19,30	19,32	0,39	98,53	Aquifère	0,76	0,54
3360,00	52,44	2,80	2,39	15,89	16,14	15,58	13,22	12,80	14,93	0,69	95,47	Aquifère	0,85	0,63
3360,50	62,99	14,93	2,54	5,84	16,33	13,34	8,99	6,75	8,82	1,30	100,00	Aquifère	0,80	0,57
3369,50	61,16	12,82	2,47	10,12	16,59	14,03	7,76	5,84	10,37	4,92	51,40	Aquifère	0,85	0,59

TAB.III.5: Tableaux des résultats diagraphiques du puits RHAHM-1

GRcut off	66,8
Swcut off	50
Φ_U (cut off)	7
a	1
m	2
Rw	0,014

Dtm (us/ft)	53
ρ_{ma}	2,65
ρ_{mf}	1

ρ_{bsh} (g/cm3)	2,56
Φ_{ssh} (%)	15
Dtsh(us/ft)	73

Grmax	137
GRmin	20
Top	3357
Bottom	3452

DEPTH	GR	Vsh	pb	ΦDc	ΦNCal	ΦNc	ΦS	ΦSc	ΦU	Rt	Sw	Fluide	M	N
m	API	%	g/cm3	%	%	%	%	%	%	ohm,m	%			
3301,00	35,41	11,64	2,52	7,71	10,98	7,72	6,59	4,26	6,77	228,32	-	CP	0,83	0,61
3301,50	20,10	0,78	2,51	8,67	10,87	10,65	8,25	8,09	9,23	194,74	9,18	HC	0,83	0,62
3302,00	23,89	3,47	2,49	9,75	9,32	8,35	8,59	7,90	8,73	59,38	17,58	HC	0,83	0,64
3348,50	61,26	29,97	2,38	16,62	27,39	19,00	27,25	21,26	18,75	0,61	80,96	Aquifère	0,72	0,56
3349,00	46,92	19,80	2,30	21,32	28,06	22,52	30,79	26,83	23,26	0,54	69,38	Aquifère	0,72	0,58
3349,50	49,40	21,56	2,30	21,55	27,09	21,05	32,48	28,17	23,17	0,49	72,72	Aquifère	0,71	0,59
3350,00	63,49	31,55	2,31	20,84	25,11	16,28	30,58	24,27	20,12	0,46	86,44	Aquifère	0,72	0,60
3351,00	65,67	33,10	2,33	19,70	26,24	16,97	26,14	19,52	18,66	0,62	80,36	Aquifère	0,76	0,59
3351,50	57,52	27,32	2,43	13,25	21,54	13,89	26,33	20,87	15,56	0,52	100,00	Aquifère	0,70	0,57
3352,00	74,53	39,39	2,34	18,80	30,06	19,03	31,97	24,09	20,33	0,38	94,17	Aquifère	0,69	0,55
3366,00	62,54	30,88	2,35	18,50	15,23	6,58	11,99	5,81	6,25	5,09	-	CP	0,89	0,66
3366,50	57,14	27,05	2,17	29,41	13,86	6,29	12,07	6,66	6,45	8,00	-	CP	1,02	0,77
3367,00	63,00	31,20	2,31	20,56	14,09	5,35	11,55	5,31	5,34	8,88	-	CP	0,92	0,68
3374,50	48,67	21,04	2,81	0,01	12,63	6,74	7,89	3,68	5,43	11,67	-	CP	0,69	0,50
3375,00	49,27	21,47	2,55	6,19	11,61	5,60	10,38	6,09	5,81	9,30	-	CP	0,79	0,60
3375,50	47,14	19,96	2,42	13,81	13,78	8,19	9,42	5,43	7,01	8,54	57,78	Aquifère	0,86	0,63
3376,00	57,50	27,31	1,99	40,50	12,58	4,93	9,99	4,53	4,76	8,75	-	CP	1,24	0,93
3376,50	60,48	29,42	2,23	25,44	13,86	5,62	10,82	4,94	5,33	9,00	-	CP	0,98	0,73

GRcut off	75.4	Dtm (us/ft)	53	pbsh(g/cm3)	2,56	Grmax	160
Swcut off	50	Dtf (us/ft)	189	Φ Nsh(%)	28	GRmin	19
Φ U (cut off)	7	ρ ma	2,65	Φ Ssh(%)	20	Top	3300
a	1	pmf	1	Dtsh(us/ft)	80	Bottom	3399
m	2						
Rw	0,014						

TAB.III.6 : tableau des résultats diagraphiques du puits MSLE-9

DEPTH	GR	Vsh	ρ_b	Φ_{Dc}	Φ_{NCal}	Φ_{Nc}	Φ_S	Φ_{Sc}	Φ_U	Rt	Sw	Fluide	M	N
m	API	%	g/cm ³	%	%	%	%	%	%	ohm,m	%			
3529,40	42,64	15,57	2,70	0,01	17,35	13,61	29,74	27,25	12,39	0,75	100,00	Aquifère	0,56	0,51
3529,90	34,66	9,83	2,29	22,31	24,76	22,40	30,81	29,24	24,23	0,40	77,00	Aquifère	0,73	0,62
3530,40	30,11	6,55	2,23	25,67	25,34	23,77	30,81	29,76	26,09	0,40	72,06	Aquifère	0,77	0,64
3530,90	29,03	5,78	2,25	24,58	25,46	24,07	30,10	29,18	25,65	0,42	71,58	Aquifère	0,76	0,63
3531,40	30,02	6,49	2,23	25,43	26,92	25,36	30,29	29,25	26,45	0,34	77,12	Aquifère	0,77	0,63
3531,90	29,95	6,44	2,25	24,51	27,12	25,57	31,11	30,08	26,42	0,31	80,00	Aquifère	0,75	0,62
3532,40	31,11	7,27	2,20	27,58	27,27	25,53	30,85	29,69	27,41	0,34	74,40	Aquifère	0,79	0,64
3532,90	53,51	23,39	2,38	17,06	28,93	23,32	21,41	17,67	19,50	0,84	66,05	Aquifère	0,78	0,55
3534,40	73,99	38,12	2,39	16,39	26,07	16,92	21,29	15,19	16,26	0,43	100,00	Aquifère	0,77	0,56
3534,90	69,54	34,92	2,46	12,45	23,96	15,58	20,29	14,70	14,20	0,60	100,00	Aquifère	0,74	0,55
3537,90	67,90	33,74	2,41	14,96	29,51	21,41	19,73	14,33	17,13	0,53	94,98	Aquifère	0,77	0,53
3539,40	66,79	32,94	2,60	3,60	18,24	10,33	12,83	7,56	7,13	2,35	100,00	Aquifère	0,74	0,54
3540,90	71,46	36,30	2,56	5,98	19,38	10,67	13,57	7,76	8,17	2,33	94,93	Aquifère	0,75	0,54
3541,40	74,58	38,55	2,53	8,37	17,62	8,37	13,03	6,86	7,96	3,96	74,75	Aquifère	0,78	0,57
3548,40	64,52	31,31	2,45	12,85	20,96	13,45	17,27	12,26	12,91	0,46	100,00	Aquifère	0,78	0,57
3548,90	38,94	12,91	2,36	17,58	22,59	19,49	21,25	19,18	18,71	0,27	100,00	Aquifère	0,78	0,60
3549,40	24,48	2,50	2,27	22,86	22,90	22,30	21,58	21,18	22,20	0,28	100,00	Aquifère	0,84	0,64
3549,90	22,51	1,09	2,34	19,08	19,73	19,47	18,38	18,21	18,98	0,32	100,00	Aquifère	0,83	0,63
3550,40	21,06	0,05	2,39	16,06	18,53	18,52	15,69	15,68	16,85	0,46	100,00	Aquifère	0,83	0,62
3550,90	35,10	10,15	2,40	15,67	18,39	15,95	12,03	10,41	14,34	0,59	100,00	Aquifère	0,86	0,61
3551,40	40,81	14,25	2,46	12,04	13,70	10,28	9,06	6,78	9,97	1,73	90,30	Aquifère	0,85	0,62
3551,90	54,87	24,37	2,46	12,10	12,83	6,98	6,23	2,33	7,57	4,04	77,73	Aquifère	0,87	0,63
3552,40	49,61	20,58	2,39	16,19	13,16	8,22	5,64	2,35	9,52	8,97	52,11	Aquifère	0,92	0,65
3552,90	56,22	25,34	2,46	12,33	13,23	7,15	6,74	2,69	7,82	7,83	54,10	Aquifère	0,87	0,62

TAB.III.7 :Tableau des résultats diagaphiques du puits EMLC-3

DEPT H	GR	Vs h	ρ_b	ΦD c	ΦN Cal	ΦN c	ΦS	ΦS c	ΦU	Rt	Sw	Fluide	M	
m	API	%	g/cm3	%	%	%	%	%	%	ohm, m	%			
3553,4 0	66,50	32,74	2,50	10,05	14,81	6,95	9,10	3,86	7,24	7,96	57,97	Aquif ère	0,83	0,60
3553,9 0	67,27	33,28	2,52	8,36	16,22	8,23	10,62	5,30	7,48	6,03	64,44	Aquif ère	0,80	0,58
3556,9 0	23,57	1,85	2,36	17,83	23,88	23,44	17,73	17,43	19,76	0,33	100,00	Aquif ère	0,82	0,59
3557,4 0	24,78	2,72	2,27	23,03	25,10	24,45	24,06	23,62	23,71	0,24	100,00	Aquif ère	0,81	0,62
3557,9 0	28,71	5,54	2,25	24,12	25,14	23,81	24,45	23,56	23,86	0,22	100,00	Aquif ère	0,82	0,63
3558,4 0	32,43	8,22	2,31	20,91	25,19	23,22	24,35	23,03	22,33	0,26	100,00	Aquif ère	0,79	0,60
3558,9 0	39,96	13,64	2,29	22,13	26,94	23,67	25,39	23,21	22,98	0,27	98,97	Aquif ère	0,79	0,60
3559,4 0	51,25	21,76	2,30	21,91	26,69	21,47	24,54	21,06	21,52	0,24	100,00	Aquif ère	0,79	0,60
3559,9 0	44,53	16,93	2,25	24,53	26,36	22,30	22,56	19,85	22,44	0,23	100,00	Aquif ère	0,84	0,62
3560,4 0	44,20	16,69	2,28	22,86	24,70	20,69	19,38	16,71	20,40	0,28	100,00	Aquif ère	0,86	0,62
3560,9 0	58,32	26,85	2,36	18,02	21,95	15,51	19,75	15,45	16,41	0,43	100,00	Aquif ère	0,80	0,60
3561,4 0	49,41	20,44	2,34	19,35	23,62	18,71	21,57	18,30	18,83	0,38	100,00	Aquif ère	0,80	0,60
3561,9 0	63,84	30,82	2,35	18,57	25,99	18,59	21,46	16,53	18,02	0,28	100,00	Aquif ère	0,79	0,60
3563,9 0	75,28	39,05	2,49	10,30	26,35	16,98	15,67	9,42	12,49	0,94	97,75	Aquif ère	0,77	0,58

TAB.III.7 : Tableau des résultats diagraphiques du puits EMLC-3(suite)

3564,4 0	73,82	38,00	2,51	9,28	20,73	11,61	14,89	8,81	10,00	1,07	100,00	Aquif ère	0,77	0.55
3573,4 0	76,29	39,78	2,40	15,91	15,80	6,25	13,37	7,01	9,97	1,70	91,11	Aquif ère	0,84	0.63
3578,9 0	56,59	25,61	2,46	11,84	10,73	4,58	5,21	1,11	6,28	16,44	-	CP	0,88	0.64
3579,4 0	69,24	34,70	2,41	15,16	11,10	2,77	5,62	0,07	6,54	15,08	-	CP	0,91	0.66
3579,9 0	73,43	37,72	2,44	13,47	11,55	2,50	6,47	0,43	5,92	11,22	-	CP	0,88	0.64
3587,9 0	76,10	39,64	2,56	6,19	16,22	6,71	12,18	5,84	6,28	4,68	-	CP	0,76	0.56

GRcut off	76,6	Dtm (us/ft)	53	pbsh(g/cm3)	2,685	Grmax	160
Swcut off	50	Dtf (us/ft)	189	ΦNsh(%)	0,24	GRmin	21
ΦU (cut off)	7	pma	2,65	ΦSsh(%)	0,16	Top	3528,4
a	1	pmf	1	Dtsh(us/ft)	74	Bottom	3615
m	2						
Rw	0,014						

TAB.III.7 : Tableau des résultats diagraphiques du puits EMLC-3(suite)

III.3 Résultants des diagraphies

Après interprétation des trois puits, les réservoirs F1-A ont montré le même résultat du point de vue interprétation diagraphique c'est à-dire sont Aquifère dans l'ensemble

L'interprétation diagraphique des autres puits qui a été faite au niveau de Sonatrach montre les mêmes résultats(Aquifère)

En réalité la diagraphie est faussée par des causes géologiques et/ou liées à l'environnement qui font chuter la résistivité, donc sous-évalués le potentiel des réservoirs. Cette chute de résistivité peut être en partie expliquée ; en effet l'étude minéralogique faite au niveau des réservoirs du F1-A dans le bloc 405a montre la présence de minéraux conducteurs ferrugineux (oligiste Fe_2O_3 l'hématite, le ses qui oxyde de fer $Fe_2O_3 \cdot H_2O$. la goethite).

Des échantillons prélevés dans la même formation au niveau de plusieurs puits montrent la présence d'hydrocarbure.

Devant toutes ces indéterminations relevés au niveau du F1-A, il serait judicieux dans le but de lever définitivement le doute sur les fluides saturants ces réservoirs, d'envisager de tester cette formation.

Les tests effectués dans cette formation sont résumés dans (tableau III.8) ci-dessous.

Test N°	Puits	Formation	Intervalles perforés et testés	Résultat
1	RHAHM-1	F1-a	3352.4m-3353.4m	Eau salée
-	MLSW-1	F1-a	-	-
2	AHMSW-1	F1-a	3323m – 3328m	5 Gaz 489 m ³ /h Condensât 0.586 m ³ /h G.C.R 834 m ³ /m ³
3	EMN3-6	F1-a	3382m-3384m	Gaz de densité : 0.300g/cc Eau de densité: 1.104g/cc
-	EMN3-4	F1-a	-	-
-	MLSE-9	F1-a	-	-
4	EMLC-3	F1-a	3292m-3294m	Huile très légère avec un important GOR de densité : 0.53g/cc Eau (20%) de densité 1.2g/cc.
-	EMLC-1	F1-a	-	-
5	EMLC-2	F1-a	3541m-3546m	5 1.75m ³ /h Condensât 3 10739m ³ /h gaz

Résultat des tests de la formation F1-A

TAB
.III.
8 :

III.4 Corrélation de puits à puits

Pour mieux cerner ce phénomène et avoir une vue d'ensemble de la formation F1-A, nous avons effectué une corrélation diagraphique traversant la région de Berkine (bloc 405a) en passant par les puits (AHMSW-1, MLSW-1, EMLC-1, EMLC-2, EMN3-4, EMN3-6, EMLC-3, MLSE-9, RHAHM-1) (voir Annexe).

Cette corrélation montre les variations latérales de facies (Signature de GR), et des épaisseurs des unités réservoirs entre les neuf puits ainsi que le temps de parcours de l'onde sonore (Δt) et les différentes résistivités.

On peut constater que les réservoirs sont à faible résistivité et ce concentre dans la partie supérieur du *Tournaisien* (F1) puisque la partie inférieure (F1-B) est majoritairement argileuse.

Les résultats des tests dans cette formation (F1-A) ont indiqués une présence d'hydrocarbure dans certains puits, donc on soupçonne que les résultats de diagraphie sont affectés par le phénomène de basse résistivité.

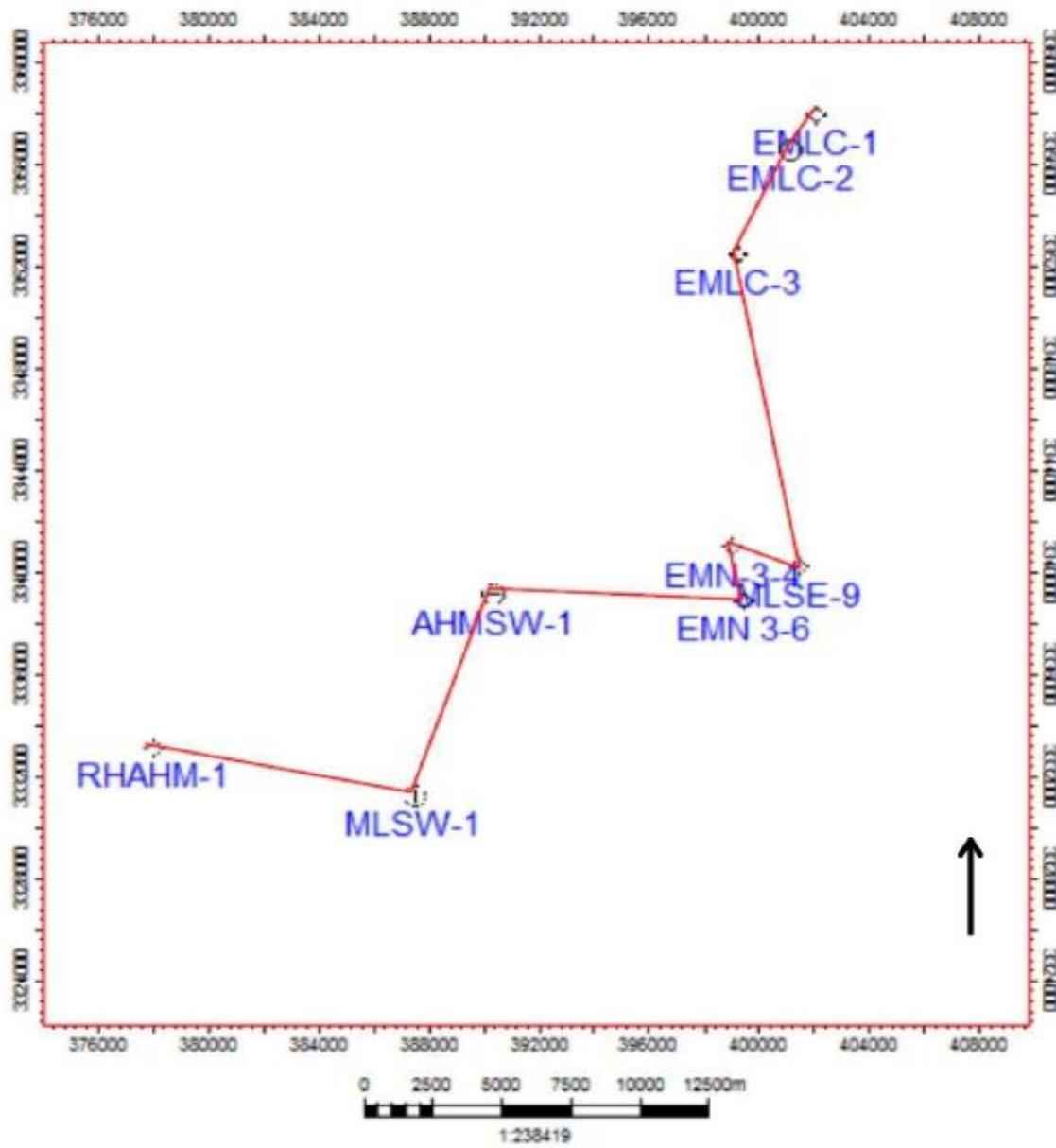
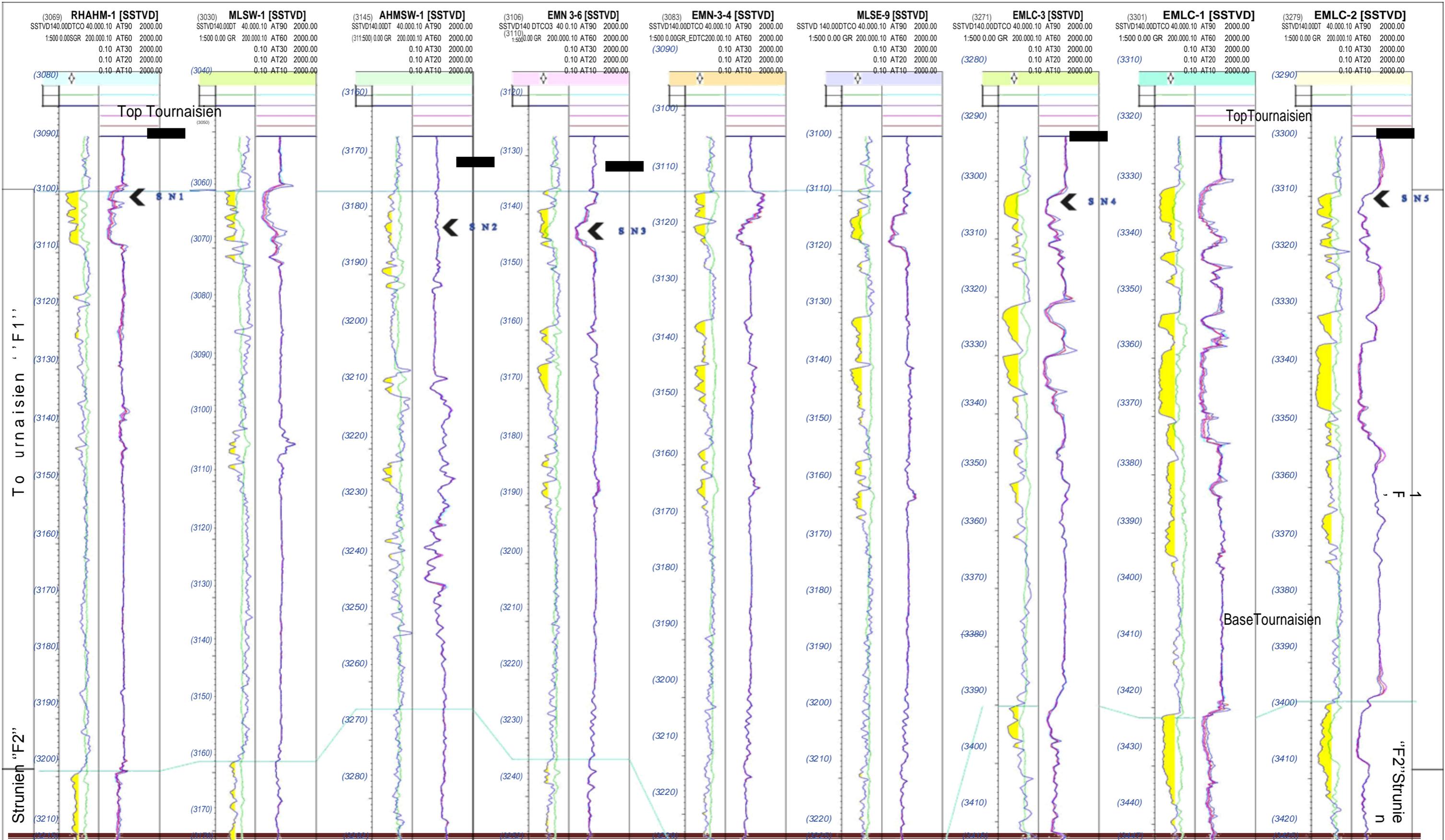


Fig.III.14 : Plan de Position des Puits Corrélés

CORRELATION DIAGRAPHIQUE ENTRE LES PUIITS SITUES DANS LA REGION D'ETUDE



III.5 conclusion

Dans le bassin de Berkine, le phénomène des réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités peuvent être rencontrés dans le *Carbonifère (Tournaisien F1)* et dans n'importe quel réservoir potentiel, pourvu que les conditions pouvant générer les chutes de résistivités soient réunies. Les causes peuvent être d'ordre géologique et /ou liées à l'environnement.

Quant aux méthodes d'évaluation quantitative de ces réservoirs, il est impératif de dégager une équation de saturation appropriée pour chaque type de réservoir ou tous les paramètres doivent être approchés dans la mesure possible.

Le modèle de porosité doit être précis. Si le volume et la résistivité du minéral susceptible d'approcher S_w sont connus, il faut les intégrer dans l'équation de saturation.

La généralisation de l'utilisation de la boue à l'huile permet de limiter l'invasion et réduire les effets de l'environnement. Dans le cas contraire, la correction des diagraphies est obligatoire.

L'utilisation de l'ELAN ou autres programmes puissants, qui permet de faire les corrections nécessaires et d'approcher le modèle minéralogique par des cross-plots, donne des résultats très satisfaisants surtout quand le cortège minéralogique est déterminé au laboratoire.

Développer les procédés d'évaluation des réservoirs en utilisant les diagraphies pour le calcul de S_w sans passer par R_t .

En conclusion, on peut dire que les réservoirs productifs d'hydrocarbures n'ont pas livré tous leurs secrets. Ce travail a seulement posé les jalons pour que d'autres travaux continuent ce qui reste à faire.



BIBLIOGRAPHIE



BIBLIOGRAPHIE

- 1. Cours de diagraphie de 4eme et 5eme année:Mr BENTELLIS et Mr BOUDELLA.**
- 2. D .ACHACHE : Les Réservoirs productifs d'hydrocarbures avec des basses résistivités.**
- 3. Géologie de l'Algérie : Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.**
- 4.Mémoire : problème des réservoirs a faible résistive – Bassin de Berkine- (RAOUCHICH Mohamed Tayeb 2009)**
- 5. Oberto. SERRA ; 1979 ; Diagraphies différées (base de l'interprétation – tome2)**
- 6. Robert DESBRANDES ; Diagraphies dans les sondages (publication Institut Français du Pétrole ;1982)**
- 7. Rapport SONATRACH Division Exploration:Well Evaluation conference (WEC Algérie2007).**