

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



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DEPARTEMENT GEOPHYSIQUE, GENIE PARASISMIQUE ET
PHENOMENES ALEATOIRES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN
GEOPHYSIQUE PETROLIERE

FILIERE : Sciences de la Terre et de l'Univers
OPTION : Sismique, Sismologie et Methodes de potentiel

Thème :

**l'impact des lois de saturation dans l'évaluation du réservoir
conacio-turonien dans le bassin sud est constantinois
- la région de Djbel Bottena -**

Réalisé par :

LAMMAMRI NESRINE

KERCHOUCHE FATIMA

Suivis par :

Dr .R. BAUCHE

Mr. R. ELROBRINI

Boumerdes : 2015 /2016

REMERCIEMENTS

Avant de présenter ce modeste travail nous tenons à remercier Dieu tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience pour essayer de mener à bien notre mémoire de fin d'étude, que sans lui ce travail n'aurait jamais vu le jour.

Nous tenons tout d'abord à remercier très vivement notre promoteur **Mr R.BAUCHE** de nous avoir orientés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ses remarques précieuses.

Nos remerciements vont aussi à **Mr. ELROBRINI.R** notre encadreur au niveau de SONATRACH, qui a bien eu l'amabilité de nous accueillir et de nous donner tout son temps pour mener à bien notre travail, ainsi que pour ces conseils judicieux pendant toute la durée de stage.

Nous adressons nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants du département Géophysique de la faculté des hydrocarbures de l'université de Boumerdes.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Dédicaces

*Je tiens à dédier ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers
À mes **très chers parents** que je n'oublierai jamais leur soutien et
leurs encouragements tout au long de mes études.*

Si je suis là aujourd'hui c'est grâce à vous ...

*À ma grand-mère maternelle « **Mima** » pour son amour et ses conseils .*

*À ma sœur **Kenza** .*

*À mes deux frères **Nadjib** et **Ramzi** .*

À la mémoire de mes grands-pères et mon oncle .

*À toute ma **famille** .*

*À ma meilleure amie **Houria** .*

*À mes amis(es) et camarades : **Asma, Turkia, Yasmina, Mordjana,
Habib, Chaouki, Chouaib, Mouad .K, Hacene , Karim, Mouad.B .**
ftour lesquels, Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour leur
exprimer mon affection et mes pensées, ils ont été pour moi des frères,
sœurs et des amis sur qui j'ai pu compter.*

*En témoignage de l'amitié qui nous unit et des souvenirs de tous les
moments que nous avons passés ensemble, je vous dédie ce travail et je
vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

*À mon binôme **Nadia** et toute sa famille.*

*À mes collègues de l'**INH** et du groupe **MAGP11**.*

À toute personne que j'aime ...

Nesrine

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail aux personnes qui me sont les plus chers sur cette terre : **Ma Mère** et mon **Grand frère** que je n'oublierai jamais leur soutien et leurs encouragements tout au long de mes études.*

Si je suis là aujourd'hui c'est grâce à vous ...

*À ma très chère sœur : **Soumia***

*À mon frère : **Mohamed***

*À mes très chers **oncles** et mes très chères **tantes***

*À mes très chers **cousines** et **cousins***

*À la mémoire de ma **Grand Mère***

*À toute ma famille en **Algérie** et en **France***

À tous les amis que j'ai eu la chance d'avoir et en particulier :

Sara , Sérine , Hafidha, Chérifa, Lamia , Souade

Spécifiquement à mes chères camarades de groupe

MAGP11, merci pour votre amitié, tous les souvenirs et les moments que nous avons passés ensemble.

*À mon binôme **Nesrine** et toute **sa famille**.*

À toute personne que j'aime ...

Fatima

Liste des figures

- Figure I. 1.** Carte de situation géographique du bassin Sud Est Constantinois (Document de Sonatrach, 2015)
- Figure I. 2.** Carte géologique du périmètre de recherche Bottena (Document de Sonatrach, 2015)
- Figure I. 3.** Coupe chronostratigraphique du bassin Sud Est Constantinois (Document de Sonatrach, 2015)
- Figure.II. 1.** Classification de la porosité selon Choquette et Pray (1970)
- Figure.III. 1.** Répartition des fluides et des résistivités (Document O. SERRA, 1979)**Error! Bookmark not defined.**
- Figure.III. 2.** Schéma des lignes de courants dans les formations(Document IFP training,2013)
- Figure.III. 3.** Principe du latérog (Document IFP training, 2013)
- Figure.III. 4.** Répartition des lignes de courant d'un Double latérog (Document DESBRANDE R ,1982)
- Figure.III. 5.** Schéma de principe de l'induction (Document IFP training, 2013)
- Figure.III. 6.**Schéma de la sonde à induction (Document DESBRANDE R, 1982)
- Figure.III. 7.** Schéma de principe de mesure de gamma ray (Document DESBRANDE R,1982)
- Figure.III. 8.** Détecteur à scintillation sonde HNGS (Document SCHLUMBERGER,2003)
- Figure.III. 9.**Sonde de mesure de densité FDC (Document IFP training, 2013)
- Figure.III. 10.** Principe de la mesure neutron(Document IFP training ,2013)
- Figure.III. 11.** Principe de mesure du log sonique (Document SCHLUMBERGER, 2003)
- Figure.III. 12.**Les différents types des outils de Caliper (Document IFP training ,2013)
- Figure IV.1 .** Les différents types d'argiles (Document O. SERRA, 1979)
- Figure.V. 1..** Le log composite du puits 1
- Figure.V. 2.**Le log composite du puits 2
- Figure.V. 3.**Cross plot Sonique-Neutron du puits 1, Zone 1
- Figure.V. 4.** Cross plot Neutron-Densité du puits 2 dans l'intervalle [1300-1654]
- Figure.V. 5.**Cross plot Neutron-Densité du puits 2 dans l'intervalle [1654-1865]
- Figure.V. 6.**Cross plot Sonique-Densité du puits 2 ,zone 1
- Figure.V. 7.**Cross plot Sonique-Densité du puits 2 ,zone 2
- Figure.V. 8.**Cross plot Sonique-Densité du puits 2, zone 3
- Figure.V. 9.**Représentation de l'Elan pour le puits 1 en utilisant la loi d'Archie
- Figure.V. 10.**Représentation de l'Elan pour le puits 1 en utilisant la loi Dual Water
- Figure.V. 11.**Représentation de l'Elan pour le puits 2 en utilisant la loi d'Archie
- Figure.V. 12.**Représentation de l'Elan pour le puits 2 en utilisant la loi Dual Water

Liste des tableaux

Tableau V.1 : Les tops de formations traversées par les forages.

Tableau.V.2 : Détermination des réservoirs

Tableau.V.3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation.

Tableau.V.4. Les paramètres argileux

SOMMAIRE

INTRODUCTION	1
--------------------	---

***Chapitre I* Aperçu géographique et géologique de la région d'étude**

I. 1. Situation géographique	2
I.1.1. Situation du bassin de Sud-Est Constantinois	2
I.1.2. Situation de la zone d'étude	2
I. 2. Cadre géologique	4
I. 3. Aspect stratigraphique	4
I. 4. Aspect pétrolier	8
I.4.1. Les roches mères	8
I.4.2. Les roches couvertures	8
I.4.3. Les roches réservoirs	9
I.4.4. Les pièges	9

***Chapitre II* Caractéristiques des réservoirs carbonatés**

II. 1. Les roches carbonatées	10
II. 2. Les principaux constituants des roches carbonatées	10
II.2. 1. Les constituants chimiques	10
II.2. 2. Les éléments figurés ou allochèmes	11
II. 3. Porosité et perméabilité des carbonates	11
II.3. 1. Classification de Choquette et Pray (1970)	11
II.3. 2. Porosité et perméabilité primaires	13
II.3. 3. Porosité et perméabilité secondaires	14
II. 4. Classification des réservoirs carbonatés d'après le type des pores	15
II.4. 1. Réservoirs produits par des phénomènes de dissolution des calcaires	15
II.4. 2. Réservoirs formés par des modifications minéralogiques	15
II.4. 3. Réservoirs dus à la fissuration ou fracturation	17

Chapitre III présentation des diagraphies

III.1. Les paramètres influençant les mesures.....	18
III.2. Les différents types de diagraphies et leurs applications	19
III.2. 1. Les diagraphies électriques :	20
III.2.1.1. Diagraphie de résistivité :	20
III.2.2. Les diagraphies Nucléaires.....	26
III.2.2.1. Diagraphie de rayon gamma naturel (GR) :.....	26
III.2.2.2. Diagraphie de Spectrométrie des rayons gamma	28
III.2.2.3. Les diagraphies provoquées	29
III.2.2.4. La diagraphie acoustique.....	32
III.2.2.5. Mesure du diamètre de sondage (caliper).....	34

Chapitre IV Paramètres pétrophysiques et lois de saturation

IV.1. Définition d'un réservoir	36
IV.1.1. La matrice.....	37
IV.1.2. Les différents types d'argile	37
IV.1.3. Les fluides	38
IV.1.4. Les faciès	38
IV.1.5. La lithologie	38
IV.1.6. les paramètres pétrophysiques	38

Chapitre IV Paramètres pétrophysiques et lois de saturation

INTRODUCTION	45
V.1. Présentation des données et des puits considérés	45
V.2. Interprétation qualitative	46
V.2.1. Délimitation des réservoirs	51
V.2.2. Identification de la lithologie et la minéralogie de la matrice.....	52
V.3 .Interprétation quantitative	58
V.3.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation	58
V.3.2. Détermination des paramètres matriciels	58
V.3.4 Calcul de la saturation en eau	59
V.4 Analyse des résultats.....	64
V.5 Conclusion	65

CONCLUSION	66
Annexe.....	67

BIBLIOGRAPHIE

INTRODUCTION

En Algérie les grands champs productifs se situent dans des formations gréseuses, cependant en vue d'augmenter la production, l'exploration s'est tournée vers les réservoirs carbonatés du nord de l'Algérie où la tectonique est complexe, ces derniers ont déjà été mis en évidence au paravent dans certaines régions, tel que dans le bassin Sud-Est Constantinois (permis Bottena), cependant, les réservoirs carbonatés sont considérés comme des gisements difficiles à trouver par leurs natures variées et complexes.

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

La qualité des réservoirs est l'un des facteurs à risque pour l'exploration d'hydrocarbures, où la présence d'argile dans un réservoir affecte les mesures diagraphiques et les caractéristiques pétrophysiques selon leur volume, leur nature et leur distribution dans la roche.

Le but final de l'interprétation des diagraphies est l'évaluation des réservoirs par le calcul ou l'estimation de la saturation en eau en utilisant généralement la loi d'Archie.

L'objectif de notre travail fait à l'entreprise nationale SONATRACH division EXPLORATION au niveau de département Réserve et Réservoir, est de constater l'impact du choix de la loi de saturation dans l'interprétation du réservoir Conacio-Turonien traversé par deux forages (Puits 1 et Puits 2) réalisés dans la région de Djebel Bottena, situé sur la bordure méridionale du bassin subsident du Sud –Est Constantinois, en utilisant deux lois de saturation : Archie et Dual Water, pour mieux comprendre le choix de ces lois de saturation et leur impact dans l'évaluation des réservoirs carbonatés.

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, cinq chapitres ont été élaborés :

- Aperçu géographique et géologique de la région d'étude.
- Caractéristiques des réservoirs carbonatés.
- Présentation des diagraphies.
- Paramètres pétrophysiques et les lois de saturation.
- Evaluation et interprétation des résultats.

Et nous terminons notre étude par une conclusion générale des résultats obtenus.

I. Aperçu géographique et géologique de la région d'étude

I. 1. Situation géographique

I.1.1. Situation du bassin de Sud-Est Constantinois

Le bassin de Sud-Est Constantinois appartient à l'Atlas Saharien oriental. Il est compris entre les longitudes 5°30' - 8°30' Est et les latitudes 36°15' - 34°30' Nord, et fait parti de la Vaste plate forme carbonatée épandant vers le nord, qui est composée de plusieurs aires paléogéographiques distinctes illustrées par les terrasses d'Ain Beida et de Tébessa ainsi que le mole d'Ain M'Lila, l'Atlas oriental, sillon du chott Melrhir et le sillon des Aurès. Structuralement ce sont des unités tectoniquement déplacées vers le sud dont le sens de déplacement est difficile à évaluer.

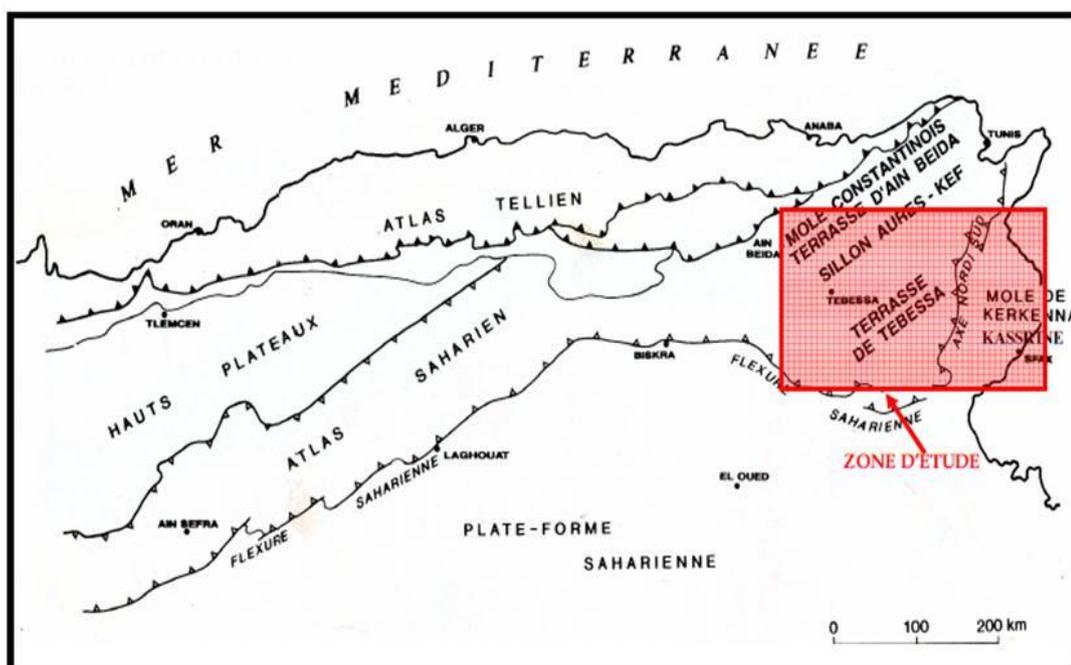


Figure I. 1. Carte de situation géographique du bassin Sud Est Constantinois (Document de Sonatrach, 2015)

I.1.2. Situation de la zone d'étude

Le permis de Djebel Bottena est situé sur la bordure méridionale du bassin subsident du Sud –Est Constantinois. Le périmètre Djebel Bottena a fait l'objet de nombreux travaux géologiques, géophysiques et de forages d'exploration.

Chapitre I Aperçu géographique et géologique de la région d'étude

Environ 5300 Km de profils sismiques 2D ont été réalisés à ce jour sur toutes les surfaces accessibles aux équipes sismiques classiques. 420 Km² de sismique 3D ont été réalisés sur la région de Darmoun.

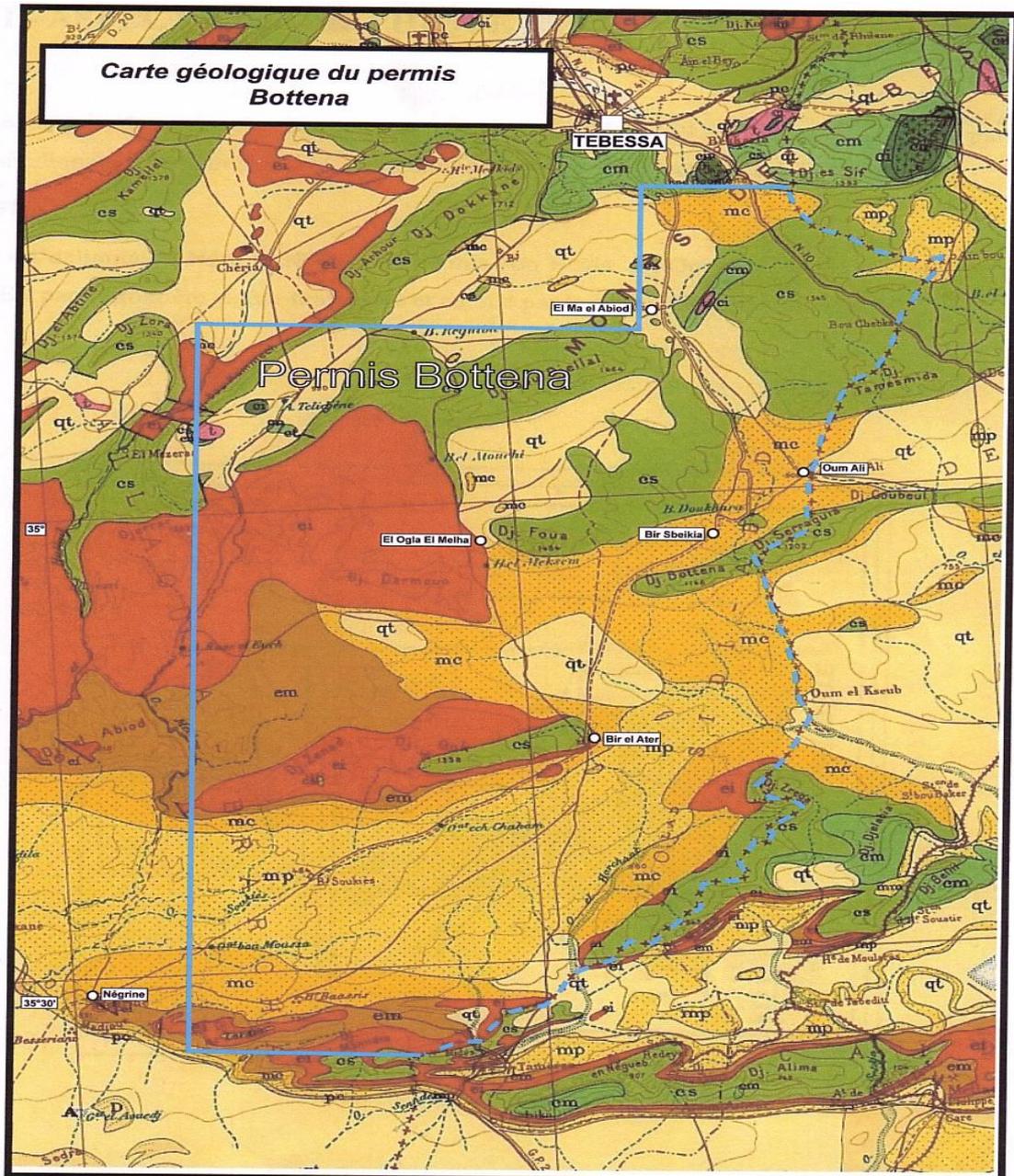


Figure I. 2. Carte géologique du périmètre de recherche Bottena (Document de Sonatrach, 2015)

I. 2. Cadre géologique

Dans cette partie du bassin, les grands traits de la région sont de directions NW-SE, E-W et NE-SW. Le Djebel Bottena correspond globalement à une structure de direction ENE-WSW, formée au cours de la phase atlasique suivant une compression NW-SE à WNW-ESE. La présence de fractures de direction E-W, correspond au poinçon N-S, ayant engendré un étirement suivant cette direction lors des phases ultérieures. La région est caractérisée par un réseau de failles NW-SE (à faible rejet vertical et horizontal) dextres et NE-SW senestres.

I. 3. Aspect stratigraphique

La zone étudiée est caractérisée par un grand développement des séries sédimentaires du Crétacé et du Tertiaire

I.3.1. Le Mésozoïque

Le Crétacé

- **Aptien** : Il correspond à une période de vaste transgression marine, où on peut distinguer un domaine marin ouvert au nord et un domaine de plate forme externe passant à celui d'une plate forme interne au sud.

- **Albien** : La coupe stratigraphique de l'Albien est représentée par une série marno-argileuse à intercalation de calcaires -argileux. Le vraconien est caractérisé par deux (02) phases :

- Une phase formée d'argiles noires, riches en matière organique.

- Une phase carbonatée au sommet, constituée de calcaires bioclastiques, de calcaires organogènes, de lumachelles et de dolomies.

La période Albien se caractérise par un événement tectonique important (phase Autrichienne).

- **Cénomanién** : Durant cette période, la transgression a atteint son maximum, avec des apports sédimentaires de mer ouverte au sud et l'installation d'une plate-forme carbonatée au Sud Est, Le Cénomanién est constitué par une alternance de marnes, d'argiles pyriteuses, dolomitiques et de fins passés calcaires.

Chapitre I Aperçu géographique et géologique de la région d'étude

- **Turonien** : Il est présent sur l'ensemble du permis et est composé de :
 - Un Turonien basal constitué de calcaires marneux, bitumineux, laminites.
 - Un Turonien moyen constitué de calcaires, souvent récifaux et bioclastiques,
 - Un Turonien supérieur argilo gréseux ; constitué d'une alternance de marnes vertes et de petites intercalations lumachelliques.
- **Le Coniacien** : Il est généralement argileux avec quelques passés de gypse. Toutefois, le Coniacien peut renfermer des bancs calcaires graveleux qui peuvent former de bonnes roches réservoirs.
- **Santonien** : Il est entièrement formé de marnes et d'argiles et admet quelques rares passés de calcaires. Cette formation constitue une bonne roche couverture pour les faciès réservoirs sous-jacents.

Un forage , déjà fait , a rencontré également une série argilo -marneuse, avec des passés de calcaires blancs crayeux, parfois tendres glauconieux, fossilifères.

- **Campanien** : Dans la région de Djebel Doukhane, la série Campanienne est constituée d'une alternance de Calcaires lités et de Marnes verdâtres et se termine par un banc de calcaire fin compact et crayeux.

Une série de marnes grises est traversée par un forage, tendres à intercalation de calcaires et des marnes argileux, parfois fossilifères, plus au sud, il est plutôt formé d'alternances de marnes silteuses et d'argiles plastiques avec présence de petits bancs de calcaires crayeux à argileux.

- **Maestrichtien** : Il est constitué d'argiles à intercalation de marnes à la base, et d'une masse de calcaire blanc, crayeux à silex et à inocérames au sommet.

I.3.2.Le cénozoïque

- **Paléocène** : Il est constitué par des argiles et des marnes noires ou vertes très sombre avec des cristaux de gypse. Le forage a traversé 170m de calcaires et d'argiles.

Chapitre I Aperçu géographique et géologique de la région d'étude

- L'éocène

a- L'yprésien (100m)

L'yprésien est représenté par des alternances de calcaires y argileux, de calcaires lumachéliques, calcaires à rognons de silex et surtout par des calcaires phosphatés.

b- Le Lutétien (45m)

Le Lutétien est une formation épaisse de 45m environ constituée essentiellement de gypse massif surmonté par des marnes noires.

c- Le néogène (peut dépasser les 1000m)

Il est localisé dans les dépressions situées entre les Djebels et repose en discordance sur les séries sous-jacentes. Il est constitué par des dépôts typiquement détritiques.

Le Quaternaire

Le Quaternaire est constitué par des cailloutis, sables et argiles silteuses. Les traces de quaternaire terminent la série stratigraphique.

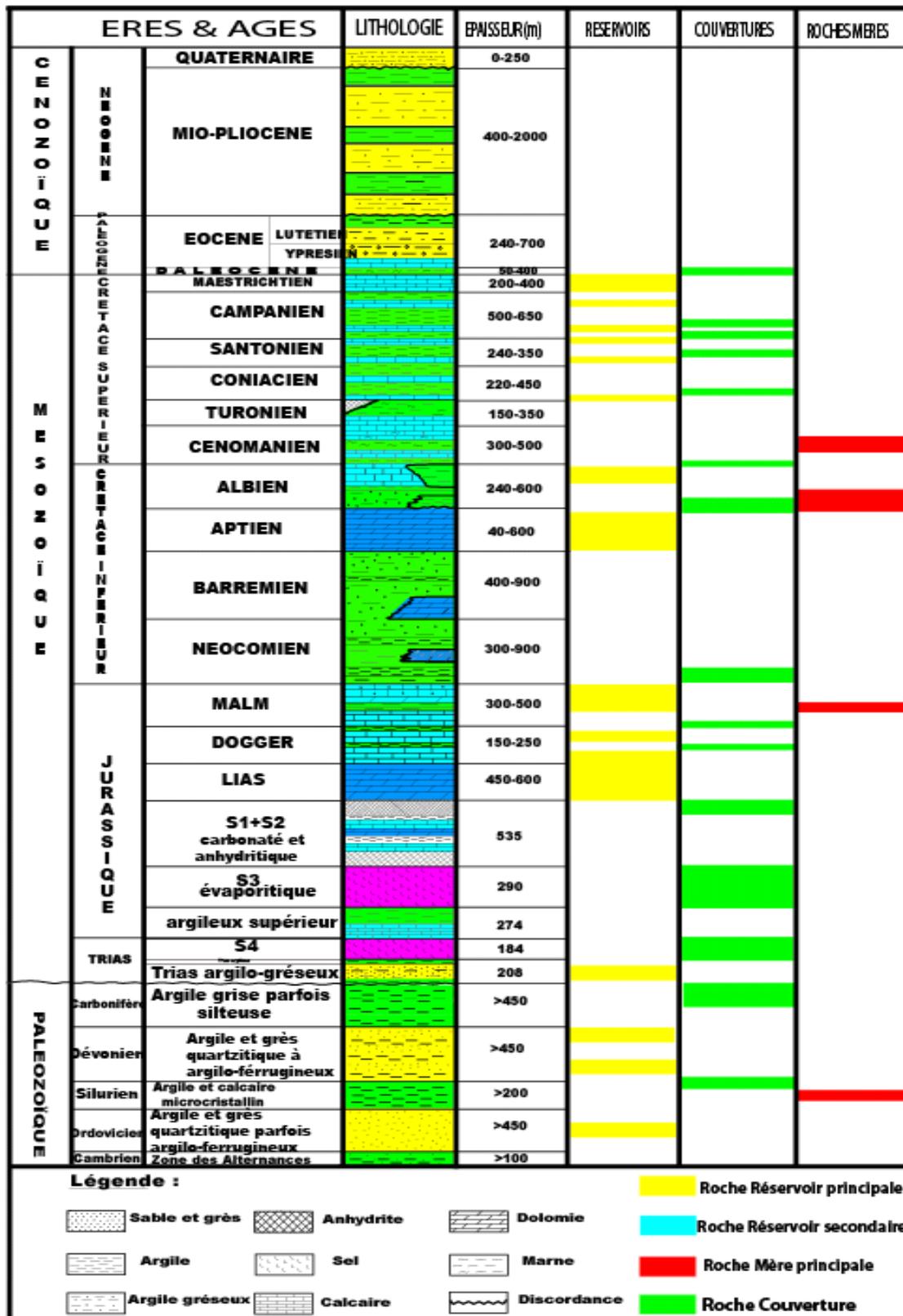


Figure I. 3. Coupe chronostratigraphique du bassin Sud Est Constantinois (Document de Sonatrach, 2015)

I. 4. Aspect pétrolier

Pour qu'un gisement d'hydrocarbures se forme il faut qu'un ensemble de conditions se réalise : Une roche mère mature génératrice d'hydrocarbures, une roche réservoir qui va emmagasiner ces hydrocarbures, une roche couverture imperméable (argiles, évaporites...) qui empêche l'échappement des hydrocarbures vers le haut et un piège (stratigraphique, structural ou mixte) qui va empêcher la migration latérale.

I.4.1.Les roches mères

On considère, comme roche mère, toute roche à texture fine, ayant favorisé lors de la sédimentation de dépôt, l'enfouissement et la protection de la matière organique. Pour la région de Djebel Bottena les différentes études géochimiques ont montré l'existence de plusieurs niveaux roches mères dans la série du Crétacé à savoir:

- **Le Vraconien** : il s'agit d'argiles marneuses à intercalations marno-calcaires noires en plaquettes. La matière organique est de type mixte, avec un COT oscillant entre 0.25 et 1,25% et un IH compris entre 125 et 148 mg HC/g COT. Cette roche mère est en phase à huile dans la partie septentrionale vers 77 Ma.

- **Le Cénomanién** : montre une puissante série argilo-marneuse avec quelques niveaux de calcaires bioclastiques vers le sommet dont le COT varie entre 0.53 à 1.55% et un S2 entre 0.31-4.66 KgHC/t.

- **Le Turonien basal** : est constitué de niveaux calcaires à très fines laminites riches en matière organique du type II. Le COT varie entre 0,71 et 13,6 % (3% en moyenne) et un IH variant de 72 à 763 mg HC/g COT. Cette roche mère a atteint le stade de maturation vers le milieu du Paléocène et l'expulsion aurait débuté vers le milieu de l'Eocène.

- **Le Coniacien** : constitué par quelques intercalations argileuses avec un COT de 2.7% et un potentiel pétrolier de 5.8 Kg Hc/t.

I.4.2.Les roches couvertures

Elles sont définies comme des couches qui font obstacle au déplacement des hydrocarbures perpendiculairement aux strates. Les couvertures des différents réservoirs de la région sont assurées par les séries argilo - marneuses du Campanien.

I.4.3. Les roches réservoirs

Les roches réservoirs sont des roches poreuses et perméables, constituées essentiellement de grés, pour cette région les principaux niveaux réservoirs sont d'âge Coniacien et Cénomano-Turonien, de nature calcaires péri-récifaux. L'Aptien et le Vraconien sont des réservoirs potentiels.

- **Les calcaires bioclastiques du Coniacien** : Ce sont des barres de calcaire gris à gris-beige parfois sombre, tendre, argileux passant localement au gris blanchâtre, glauconieux, bioclastique, productifs d'huile et de gaz.

Ces calcaires présentent une porosité variant de 10 à 14% sur log, alors que la porosité sur carotte se situe entre 2 et 16%, avec une moyenne de l'ordre de 10%.

- **Les calcaires du Turonien** : souvent dolomitiques, sont productifs d'huile et de gaz. Ce sont des calcaires de couleur brune, crypto à microcristallins, parfois gris-brun plus ou moins argileux, localement noirâtres et bitumineux. Ces calcaires ont une porosité sur log située entre 7 et 13%.

- **Les calcaires crayeux et lumachelliques du Cénomanién sommital** : Productifs d'huile et d'huile accompagnée d'eau salée, sont représentés par des calcaires de couleur gris-blanc à blanc, bioclastiques, localement oolithiques. La porosité sur log est estimée à 15%.

I.4.4. Les pièges

Condition indispensable de tout gisement, c'est une zone où le réservoir est couvert par une couche imperméable et fermé latéralement par des terrains imperméables ou par une déformation de couches.

Les pièges présents et fréquents dans la région de Sud-Est constantinois sont de type structural ou mixte. Ce sont généralement :

Des anticlinaux formés pendant l'Eocène / Oligocène compressif, de phase tectonique Alpine. Leurs directions axiales sont NE-SW, et leurs côtés méridiens sont plus droits que les côtés nord. Ils sont souvent affectés par des failles normales ou inverses avec des rejets variables.

II. Caractéristiques des réservoirs carbonatés

II. 1. Les roches carbonatées

Les réservoirs carbonatés contiennent 52 % des réserves d'huile et 49 % des réserves de gaz prouvées mondiales. Ils se trouvent sur les cinq continents, par exemple en Russie, en Libye, en Malaisie, en Angola, ... et en particulier dans la péninsule arabique.

Les roches qui contiennent plus de 50% de minéraux carbonés sont classées dans la catégorie des roches carbonatées. Elles proviennent de la sédimentation des squelettes d'animaux marins dont la taille varie du micron au centimètre. Il en découle une grande variété dans la porosité et la perméabilité de ces roches. Au cours du temps, ce sédiment est transformé physiquement et chimiquement afin d'atteindre une forme stable. La forme la plus simple est celle de la Calcite (CaCO_3). Lorsque le sédiment reste suffisamment en contact avec un fluide contenant beaucoup de Magnésium, il se forme alors de la Dolomite ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Ce sont les deux principaux minéraux carbonatés que l'on peut trouver dans un réservoir carbonaté. Les roches carbonatées sont en général classées selon le rapport entre les quantités de calcite et de Dolomite qu'elles contiennent. Celles contenant plus de 50% de calcite sont appelées Calcaire.

II. 2. Les principaux constituants des roches carbonatées

Dans les classifications modernes, deux principaux éléments constitutifs des roches carbonatées sont retenus : les constituants chimiques (ciment-matrice) et éléments figurés (allochèmes).

II.2. 1. Les constituants chimiques

Le ciment et la matrice peuvent être en calcite ou en dolomite, selon la taille, trois types peuvent être distingués :

- La **micrite** ou **dolomicrite** :(moins de 10 microns).
- La **microsparite** ou **dolomicrosparite** : (de 10 à 80 microns).
- La **sparite** ou **dolosparite** : (plus de 80 microns).

II.2. 2. Les éléments figurés ou allochèmes

Les éléments figurés définis dans l'analyse pétrographique des microfaciès sont répartis dans deux grands groupes de grains carbonatés qu'on désigne habituellement par :

- Les grains squelettiques.
- Les grains non squelettiques.

II. 3. Porosité et perméabilité des carbonates

II.3. 1. Classification de Choquette et Pray (1970)

Cette classification qui est encore des plus utilisée, repose sur des observations à l'œil nu ou au microscope optique avec un grossissement de dix fois.

Elle est basée sur l'origine de la porosité qui peut être liée ou non aux constituants primaires de la roche. Dans le cas où on observe une relation entre la porosité et les éléments de la roche, par exemple de la porosité dans une loge de fossile (porosité intraparticulaire) on parle alors de « fabric selective ». dans le cas contraire, par exemple une fracture, on parle de « no fabric selective ». Quatre types de porosité sont classés comme « fabric selective or not » du fait de leur origine particulière (fig III.1)

II.3.1.1.Porosité structure sélectif (Fabric selective)

Elle comporte sept types de porosité :

Inter/intraparticule ou cristalline: respectivement porosité entre et dans les éléments constitutifs de la roche (particules ou cristaux). La porosité entre les cristaux peut être une porosité primaire ou secondaire. Ce type de porosité est surtout caractéristique des dolomies.

Moldique : on parle de pore moldique dans le cas d'une dissolution sélective d'un ancien élément de la roche (fossile, oolithe, pellet...)

Fenestrale : structure présentant des cavités plus ou moins allongées de petites tailles souvent associées au piégeage de bulle d'air pendant la sédimentation.

Shelter : porosité créée par la croissance de récifs ou d'organisme constructeurs, les pores correspondent aux espaces protégés sous la coquille des remplissages sédimentaires.

Growth framework : c'est une porosité créée lors de la construction du réseau cristallin dans la roche carbonatée.

II.3.1.2. Porosité non structure sélectif (Not fabric selective)

Elle comporte quatre types de porosité secondaire, c'est à dire formé après la compaction des sédiments.

Fracture : porosité créée par la fracturation d'un massif.

Channel : ce type de porosité est associé à la dissolution des roches carbonatées souvent au niveau des fractures.

Vug : trois paramètres sont nécessaires afin de caractériser un pore comme une vacuole. Le pore doit être de forme (sub) sphérique. D'une taille supérieure à 1/16 mm (visible à l'œil nu) et non « fabric selective » dans le sens où ce n'est pas un pore moldique.

Cavern : porosité liée à la présence de cavernes, c'est-à-dire structures de très grande taille (exemple: réseau karstique). C'est le seul type lié à la taille de la structure.

II.3.1.3. Porosité structure sélectif ou non (fabric selective or not)

Elle comporte quatre types de porosité liée à une altération de la roche ou des sédiments.

Breccia : porosité créée lors de la création d'une brèche.

Boring : porosité liée à l'activité d'organismes fouisseurs créant des terriers.

Shrinkage : porosité liée à la dessiccation des sédiments.

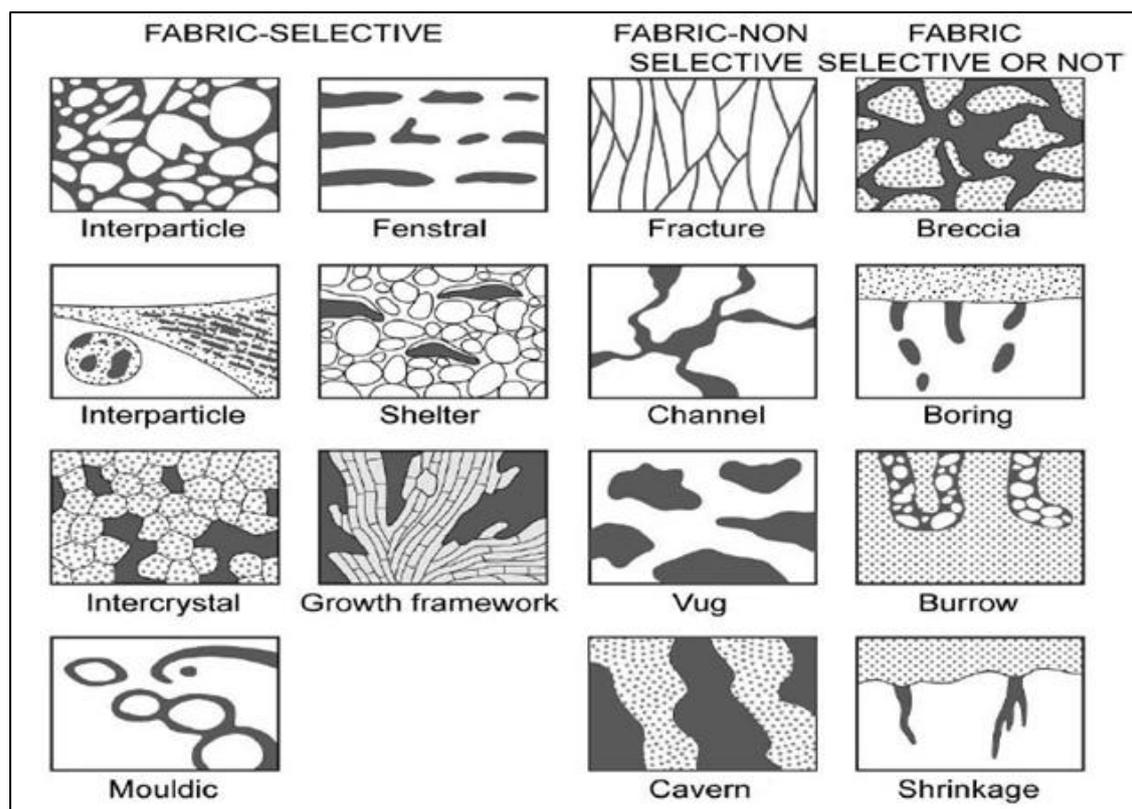


Figure.II. 1. Classification de la porosité selon Choquette et Pray (1970)

II.3. 2. Porosité et perméabilité primaires

On retrouve pour les calcaires les règles générales déjà énumérées, mais la tendance à la cimentation qui tend à réduire le volume et la dimension des vides joue ici un rôle plus accusé, la calcite étant plus aisément que la silice soumise aux phénomènes de solution-précipitation.

Il est possible de distinguer dans les roches calcaires différents types de vide ; le rôle de chacun sur les caractères de réservoir est d'ailleurs très inégal :

- ❖ Vides entre des particules détritiques, ou semblables au point de vue texture à des particules détritiques, conglomérats et sables à éléments calcaires (calcirudites et calcarénites), calcaires oolitique, lumachelles, calcaires à entroques.
- ❖ Vides entre les cristaux individuels et suivant les plans de clivage des cristaux, calcaires cristallins, quelle que soit la dimension des cristaux de calcaire.

- ❖ Vides le long des plans de litage, dues à des différences dans le matériel déposé, et dans la taille et l'arrangement des cristaux.
- ❖ Vides dans la structure des squelettes des invertébrés ou dans le tissu des algues.

Les plus fortes porosités apparaissent dans les calcaires coquilliers, où s'additionnent les vides des tests et les vides dus au caractère clastique de la roche (réservoir de Pointe-Indienne au Congo).

Les calcaires oolithiques fournissent également de bonnes porosités (corniche supérieure du Dogger du Bassin de Paris), de même que les calcaires construits à polypiers et à algues (calcaires producteurs du Dévonien de l'Alberta au Canada).

Les porosités dues aux vides entre les plans de litage et aux vides intercrystallins sont en général peu importantes en ce qui concerne la productivité des réservoirs, par contre la présence de tels vides présente un intérêt considérable par le fait qu'ils autorisent le passage initial des eaux souterraines à travers toute masse de la roche calcaire, facteur essentiel de la porosité et de la perméabilité secondaires.

II.3. 3. Porosité et perméabilité secondaires

Les vides qui confèrent aux roches carbonatées les caractéristiques de porosité et perméabilité secondaires et font de ces roches souvent d'excellents réservoirs, peuvent être groupés en trois catégories :

- a. Les ouvertures et vides de dissolution en relation avec les circulations d'eau,
- b. Les vides intergranulaires produits par des modifications minéralogiques (dolomitisation)
- c. Les fractures ou fissures, quelle que soit leur origine.

De ces trois catégories, les deux premières se rencontrent presque uniquement dans les roches carbonatées, la troisième, moins spécifique, est susceptible d'apparaître dans toutes les roches consolidées. La fissuration revêt cependant toute son importance dans les roches calcaires, en ce sens que non seulement elle participe par elle-même à la création du réservoir, mais aussi ouvre la voie aux circulations souterraines responsables des dissolutions et pour une part des phénomènes de dolomitisation.

Ces trois types de vides peuvent coexister dans un magasin et se superposer de plus à des caractéristiques primaires de réservoir.

II. 4. Classification des réservoirs carbonatés d'après le type des pores

II.4. 1. Réservoirs produits par des phénomènes de dissolution des calcaires

Les phénomènes de dissolution jouent un rôle qui est loin d'être négligeable dans la création des réservoirs productifs ; il n'est pas rare de rencontrer de véritables petites cavernes dans des gisements. Le plus souvent la dissolution s'ajoute à une fissuration préexistante.

La solubilité du (CO_3Ca) est pratiquement nulle dans l'eau de mer déjà saturée en carbonates, elle est très faible dans l'eau pure (de 0.0143 à 0.0198 grammes par litre) ; elle est par contre nettement plus importante dans les eaux douces chargées de CO_2 . Seules ces dernières paraissent susceptibles d'une action suffisante pour créer les vides de grande taille observés dans les réservoirs calcaires.

L'origine du gaz carbonique dissout dans l'eau est multiple :

- lessivage de l'atmosphère par la pluie.
- décomposition de la matière organique en présence d'oxygène.
- respiration des racines des végétaux.
- réactions d'acides organiques sur les carbonates.

Ces différentes origines ont cependant pour point commun d'être liés à des influences continentales, aériennes, ce qui explique que la plupart des réservoirs producteurs présentant une porosité de dissolution sont en relation étroite relation avec des surfaces d'émersion anciennes.

Toutes fois, les actions de dissolution paraissent pouvoir intervenir encore efficacement à plus de 30m de profondeur, n'étant limités que par la saturation en CaCO_3 des eaux de circulation souterraines.

II.4. 2. Réservoirs formés par des modifications minéralogiques

Ce sont essentiellement des réservoirs dolomitiques.

Parmi les dolomies, roches renfermant au moins 50% de dolomite, on peut distinguer trois types principaux différents les uns des autres par leur texture et leur aspect. On les désigne habituellement par des termes rappelant leur mode de formation :

- Les dolomies primaires, roches de précipitation chimique, se rencontrent dans une position stratigraphique bien définie. Elles sont bien stratifiées et associées fréquemment avec des sulfates (anhydrite) et des marnes. Elles sont à grain très fin. Leur porosité est nulle.

- Les dolomies diagénétiques ou pénécontemporaines résultent d'une transformation de la calcite en dolomie avant que la consolidation du sédiment soit complète. Elles s'observent en lits ou lentilles à stratification obscure. Leur grain est également fin et leur porosité faible.

- Les dolomies épigénétiques résultent de la transformation d'un calcaire déjà lithifié. Elles apparaissent sous forme de masses irrégulières souvent en « cheminées » ou en « Champignons » sans stratification, souvent associées à des fractures. Les cristaux sont de taille variable, leur orientation est quelconque. Elles présentent une porosité importante et constituent de très bons réservoirs.

La porosité de ce dernier type de dolomie s'expliquerait par le fait que la transformation moléculaire de la calcite en dolomie par substitution d'ion Mg^{++} à une partie des ions Ca^{++} s'accompagne d'une contraction réduisant le volume de l'assemblage dans une proportion de 12 à 13 % (la réduction calculée théorique étant de 12,1%).

La porosité est encore accentuée par la circulation de l'eau, autorisée et facilitée par la contraction des cristaux. La calcite plus soluble que la dolomie est élevée plus rapidement laissant en place un assemblage comparable à un sable.

Les gisements fournissant une production à partir d'un réservoir dolomitique sont nombreux dans les bassins à sédimentation carbonatée, où la dolomitisation jouant ou non un rôle essentiel est fréquente. Un exemple classique de dolomitisation en cheminée créant réservoir et piège est fourni par le gisement de Deep River (Michigan)

II.4. 3. Réservoirs dus à la fissuration ou fracturation

Une grande partie des calcaires producteurs dans le monde doit ses caractères de réservoirs à fissuration ; toute fois le phénomène n'est pas spécifique des roches carbonatées et peut se rencontrer dans toutes les roches compactes, quartzites, silicites, roches éruptives, volcaniques ou métamorphiques.

Un réservoir fissuré peut être défini comme étant une roche de laquelle aucune production d'huile ou de gaz ne pourrait être obtenue, ou serait très sérieusement réduite si des fissures n'existaient pas.

Cette définition très générale peut se rapporter à deux catégories principales de roches réservoirs :

Les roches possédant une porosité intergranulaire ou matricielle négligeable et où la fissuration fournit à la fois la porosité et la perméabilité.

A cette catégorie se rapporte par exemple les calcaires à Globigérines du Crétacé supérieur de Ain Zalah en Irak, dont la porosité de matrice varie de 0 à 11% et dont la perméabilité est nulle. La production est due aux seules fissures présente dans le réservoir. Les puits secs sont réellement secs, ils ne fournissent ni huile, ni gaz, ni eau ; ils correspondent toujours à des puits où aucune trace de fissuration n'a été remarquée et les essais de stimulation par fracturation artificielle et acidification sont restés sans résultats.

Les roches possédant une porosité intergranulaire convenable, où la fracturation fournit seulement la perméabilité nécessaire pour une productivité rentable. C'est le cas du réservoir de Dukhan à Qatar, où la présence de fissures a été constatée et joue un rôle certain, mais où la roche constituée par un calcaire à débris, plus ou moins dolomitisé, présente une porosité

(Environ 20%) et une perméabilité (40 à 75 md) matricielle non négligeable.

III. Présentation des diagraphies

Introduction

On désigne par diagraphie du grec dia, « à travers », et graphein, « dessiner » ou, plus couramment, par le terme américain log (bûche, rouleau...) tout enregistrement graphique ou numérique continu des variations, en fonction de la profondeur, d'une caractéristique physique donnée relative aux formations traversées par un sondage. Suivant le type des paramètres enregistrés et le moment d'enregistrement on distingue deux modes de diagraphie :

- Mud logging (diagraphies de boue)
- Diagraphie instantanée et immédiate qui enregistre les données pendant le forage MWD i.e. Measurement while drilling (température, poids sur l'outil, forabilité , vitesse d'avancement , nature des déblais, température, pression ...)ou LWD i.e. Logging while drilling (opérations de diagraphies en cours de forage)
- Wireline ou diagraphie différée qui enregistre les propriétés physiques des formations, après forage et la sortie du train de tiges (acoustiques, Gamma Ray, Neutron – porosité, densité globale, ...).

- **Le But des diagraphies :**

Le but des diagraphies est d'étudier le rendement potentiel d'un réservoir par la détermination de :

- La nature et composition des solides et des fluides traversés par le sondage.
- La géométrie des milieux solides.
- Les propriétés de surface des solides.
- Les pressions et contraintes in-situ.
- L'extension latérale des gisements.
- La localisation des réservoirs les plus favorables à l'accumulation économique d'hydrocarbures.

III.1. Les paramètres influençant les mesures

Ce sont des paramètres liés essentiellement aux conditions de forage. Ils ont une influence positive ou négative sur les enregistrements des diagraphies, la connaissance de ces paramètres nous permet d'avoir une meilleure interprétation.

✓ Diamètre du sondage :

Le diamètre du sondage peut varier suivant une suite de formation traversée par le puits, en général il s'accroît en face des couches argileuses et diminue en face des formations perméables ou des argiles gonflantes.

✓ Boue de forage :

La boue de forage joue un rôle important, elle a pour fonctions de :

- Refroidir l'outil et le lubrifier.
- Evacuer les débris de forage.
- Maintenir les parois du trou pour éviter les éboulements.
- Colmater les venues d'eau et éviter les éruptions.
- Elle peut jouer un rôle positif ou négatif, c'est soit un agent qui transmet les signaux de l'appareil vers la formation et de la formation vers la sonde (exemple des méthodes électriques), soit un agent parasite qui absorbe les signaux utiles et parfois rend l'enregistrement difficile.

✓ Tubage et cimentation :

L'efficacité dans les puits non tubés est meilleure que celle dans les puits tubés et cimentés.

Le tubage et la cimentation jouent le rôle d'écran entre la sonde et la formation sauf pour les diagraphies nucléaires, d'où on doit connaître l'épaisseur des tubages et des ciments dans l'espace annulaire.

✓ L'excentricité de la sonde :

Généralement, si le trou est incliné, la sonde a tendance à s'appuyer contre la paroi du trou, ce qui peut avoir un effet sur la mesure, c'est pourquoi on place parfois des centreurs sur certaines sondes.

✓ Vitesse d'enregistrement :

Elle varie selon le type d'outils, chaque outil a une vitesse maximale qu'il ne faut pas dépasser pendant l'enregistrement.

III.2. Les différents types de diagraphies et leurs applications :

Lors des interprétations diagraphiques, les caractéristiques enregistrées sont des paramètres physiques des différentes formations traversées, mesurées par des outils appropriés descendus au bout d'un câble dans le trou de forage (en wireline) ou incrustés dans une tige du train de sonde de forage (outil MWD ou LWD).

Les diagraphies qui sont souvent utilisées dans notre zone d'étude sont :

- Les diagraphies électriques.
- Les diagraphies nucléaires.
- Les diagraphies acoustiques.
- Mesure du diamètre de sondage (caliper).

III.2. 1.Les diagraphies électriques :

III.2.1.1.Diagraphie de résistivité :

III.2.1.1.1.Définition :

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et la nature des fluides qui y sont contenus. Elles permettent de mesurer le paramètre physique qui est la résistivité des formations et qui peut varier entre 0.2 à 5000 $\Omega.m$ suivant la porosité et la nature des fluides interstitiels composant la formation géologique. Elle est notée « R » son unité et le « ohm.m », elle est importante pour le calcul de la saturation.

III.2.1.1.2.Principe de mesure :

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre dans la formation et en enregistrant la différence de potentiel (D.D.P) par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source, distance dite : espacement. C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis :

➤ Les Macro dispositifs :

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge : R_t .

➤ Les Micro dispositifs :

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée R_{xo} .

Plusieurs combinaisons de résistivité sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités R_t et R_{xo} .

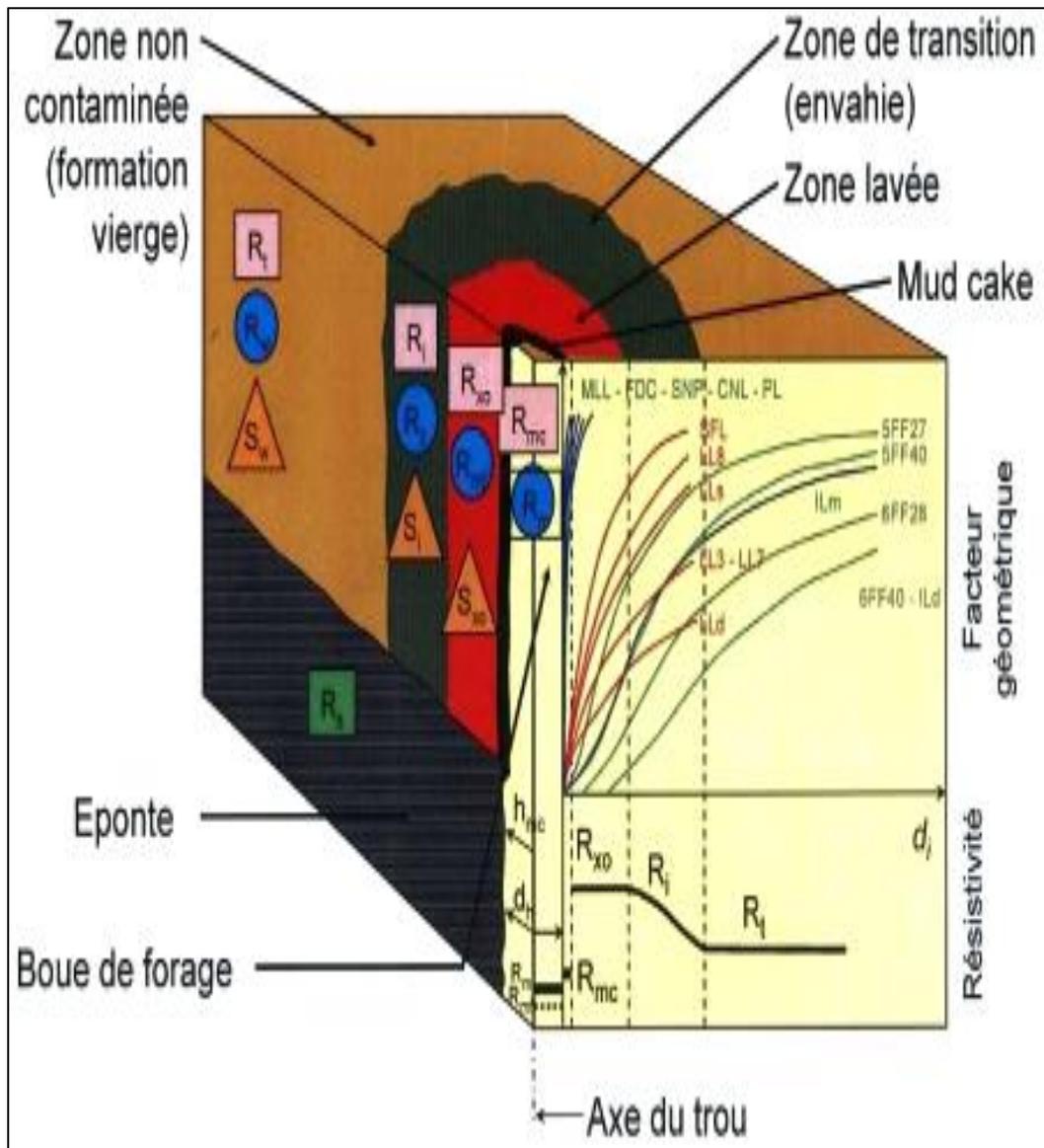


Figure.III. 1. Répartition des fluides et des résistivités (Document O. SERRA, 1979)

III.2.1.1.3. Résistivités focalisées :

Ces diagraphies sont utilisées actuellement pour n'importe quel type de boue, en utilisant la focalisation du courant d'émission ou courant d'ajustement. Deux types de dispositifs focalisés assez complexes, donnent satisfaction tant pour la profondeur d'investigation que pour la définition verticale. Il s'agit :

- Latérog : utilisés dans le cas des boues salées.
- Inductog : utilisés dans le cas des boues non conductrices.

Il importe donc de connaître la résistivité de la formation au-delà de la zone contaminée par le filtrat de boue, ce qui nécessite l'utilisation de dispositifs de mesure ayant une profondeur d'investigation assez importante. Il est en outre indispensable d'obtenir des données de mesures correctes dans le cas des couches minces et de suivre fidèlement les variations verticales rapides de la résistivité.

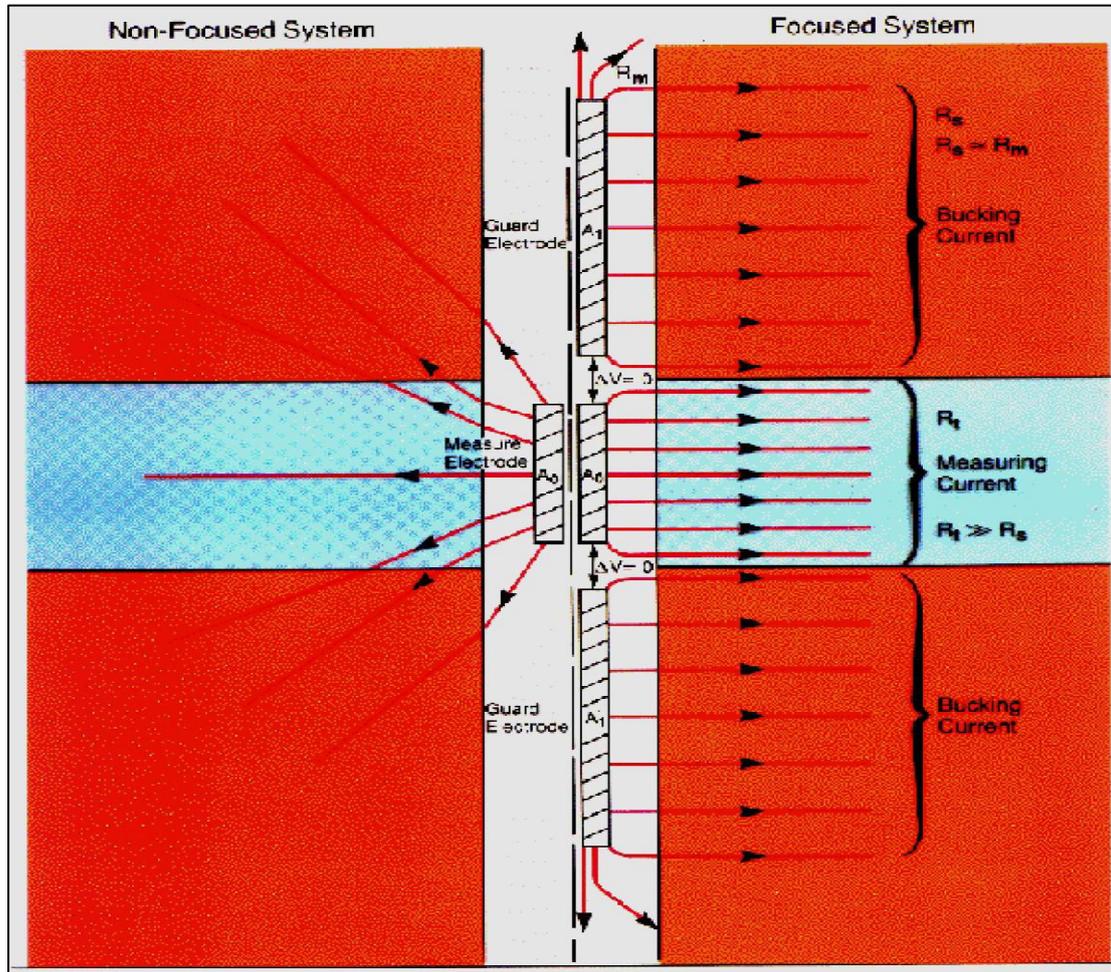


Figure.III. 2. Schéma des lignes de courants dans les formations(Document IFP training,2013)

III.2.1.1.3.1.La résistivité latérolog :

III.2.1.1.3.1.1.Principe de mesure :

Un courant électrique est envoyé dans les formations par un système de plusieurs électrodes, certaines focalisent le courant, l'obligeant à pénétrer latéralement par rapport au sondage, d'autres servent à mesurer la chute de potentiel ohmique due au passage du courant à travers la formation.

Cette chute de potentiel est proportionnelle à la résistivité de la formation.

Plusieurs sondes ont été conçues dans le but de déterminer la combinaison $R_t - R_{xt}$.

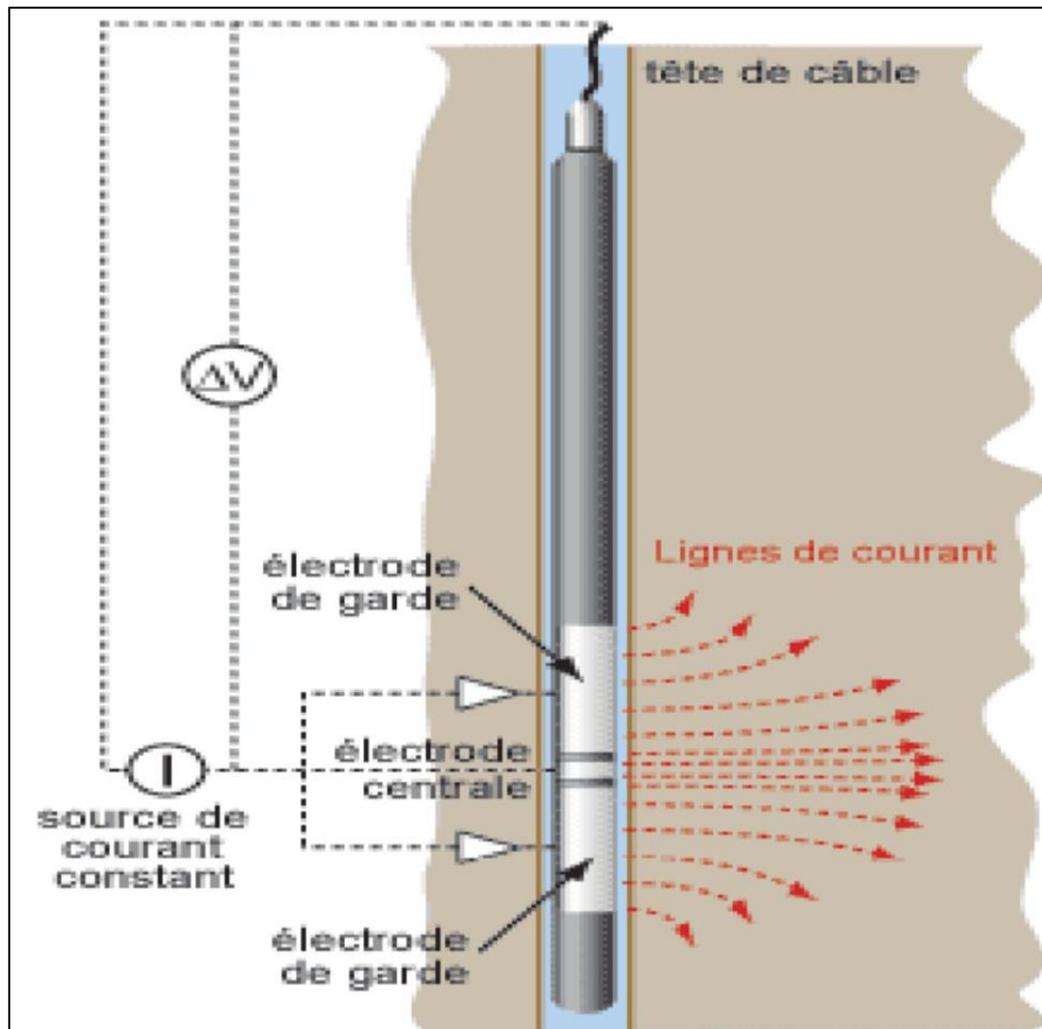


Figure.III. 3. Principe du latérolog (Document IFP training, 2013)

❖ DLL (Dual latérolog) :

Cette sonde est un macrodispositif, constituée de deux demi cylindres, séparés par un isolant et permet l'enregistrement de deux courbes en une seule montée : R_{LLD} et R_{LLS} .

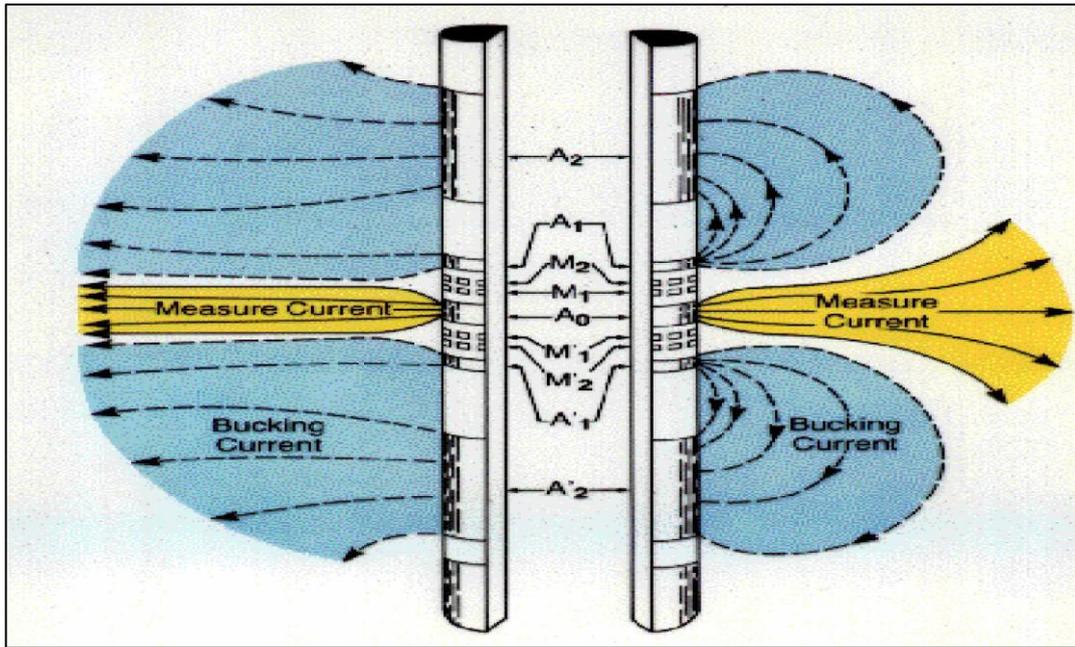


Figure.III. 4. Répartition des lignes de courant d'un Double latérog (Document DESBRANDE R ,1982)

❖ MSFL (Microspherically focused log) :

C'est un microdispositif, constitué de cinq électrodes rectangulaires dont le courant est focalisé sphériquement dans un espace faible.

III.2.1.1.3.2.La résistivité à induction :

III.2.1.1.3.2.1.Principe de mesure :

Un courant alternatif de haute fréquence et d'amplitude constante est envoyé à travers une bobine émettrice, celle-ci donne naissance à un champ magnétique, induisant ainsi un courant secondaire (courant de Foucault) dans les formations. Ce dernier circule dans les formations suivant des boucles circulaires coaxiales à la bobine d'émission. A ce courant de Foucault est associé un champ magnétique secondaire qui induit à son tour des courants électriques dans les bobines réceptrices. L'intensité à la réception est essentiellement proportionnelle à la conductivité des formations traversées.

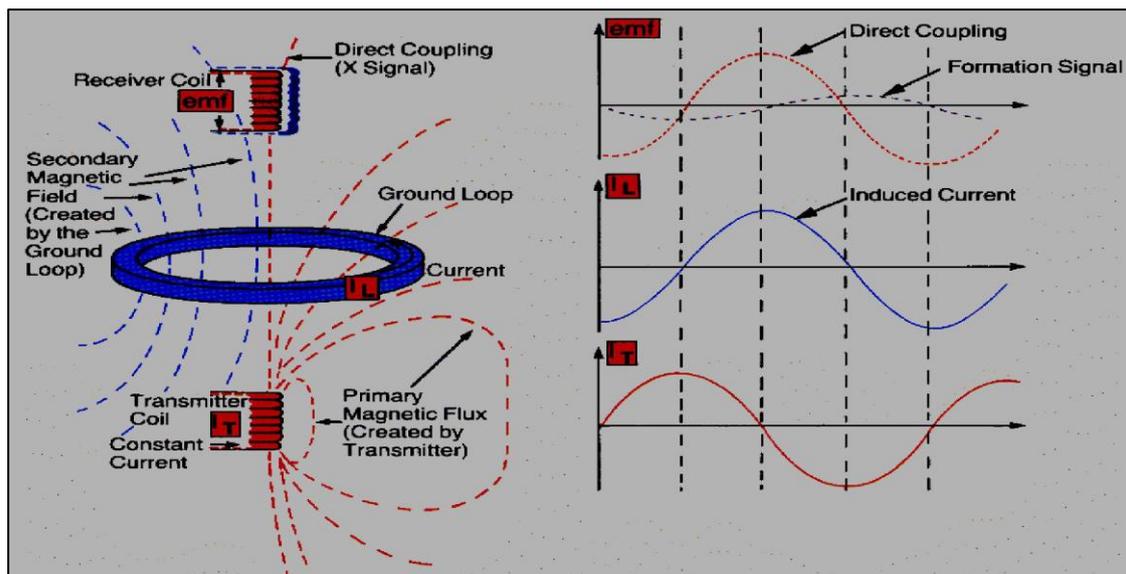


Figure.III. 5. Schéma de principe de l'induction (Document IFP training, 2013)

❖ **DIL (Dual inducing log) :**

Est une sonde similaire au DLL. Elle nous permet l'enregistrement de deux courbes : R_{ILD} et R_{ILS} . Toutefois, c'est un macrodispositif.

❖ **AIT (array induction tool) :**

C'est un outil de nouvelle génération, visant une grande précision dans la résolution verticale.

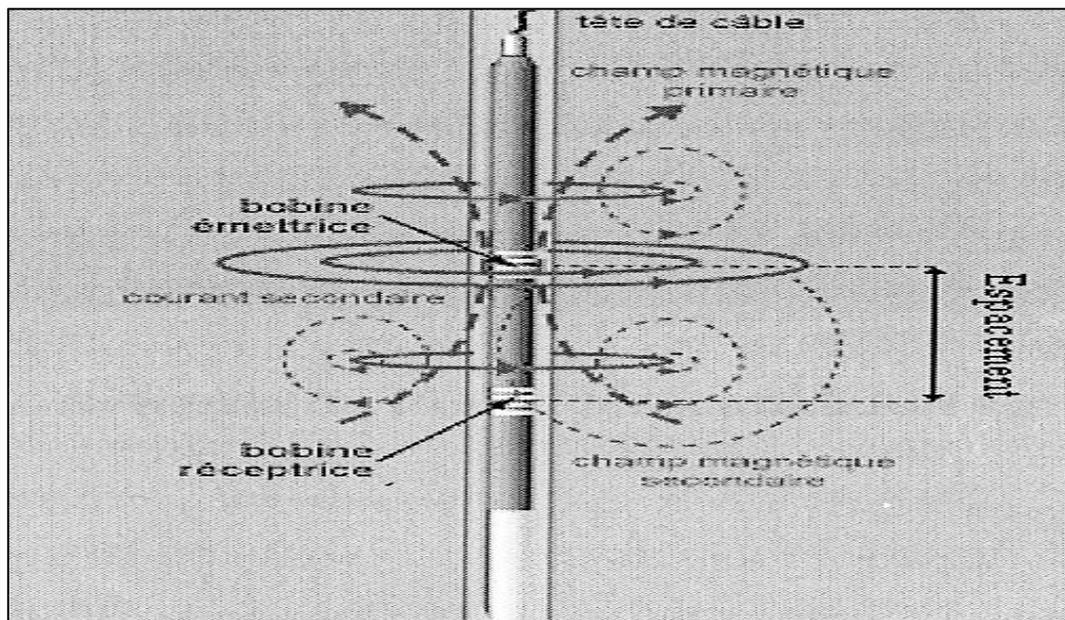


Figure.III. 6.Schéma de la sonde à induction (Document DESBRANDE R, 1982)

III.2.1.1.4.Application :

- ✓ La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo}
- ✓ La détermination des différentes saturations.
- ✓ La détermination de la nature du fluide de la formation traversé par le forage.
- ✓ La détermination des contacts eau –hydrocarbures.
- ✓ La détermination de la porosité utile.

III.2.2.Les diagraphies Nucléaires

Pratiquement toutes les diagraphies nucléaires peuvent être enregistrées en trou ouvert ou tubé, il existe deux sortes d'enregistrement de diagraphie nucléaire un qui est dû à la radioactivité naturelle et l'autre qui relatif à la radioactivité induite ou provoquée.

• La radioactivité naturelle :

Elle mesure la radioactivité émise par les formations traversées par le forage de façon totale ou spectrométrique, ce qui nous donne :

- Diagraphie des rayons gamma naturels (GR).
- Spectrométrie des rayons gamma naturels (SGR).

• La radioactivité induite :

Elle mesure la radioactivité due à l'interaction des neutrons, envoyés par une source émettrice (un minitron) avec les atomes composant les roches, on distingue :

- Diagraphie de densité (gamma-gamma).
- Diagraphie de neutron.

III.2.2.1.Diagraphie de rayon gamma naturel (GR) :**III.2.2.1.1.Définition :**

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement.

Ces diagraphies mesurent la radioactivité naturelle des formations traversées par le forage. A cet effet, le capteur d'une sonde aux rayons Gamma est un détecteur à scintillation à l'iodure de sodium ou à l'iodure de césium ou de germanium. Cette radioactivité naturelle est liée aux trois familles des éléments radioactifs U^{238} , Th^{232} et K^{40} .

III.2.2.1.2.Principe de mesure :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un capteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturelles émis par les formations, son symbole est GR et son unité est l'API.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs :

Le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

Les facteurs influençant la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, le temps mort, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs. Elle est enregistrée pour tous les puits d'études.

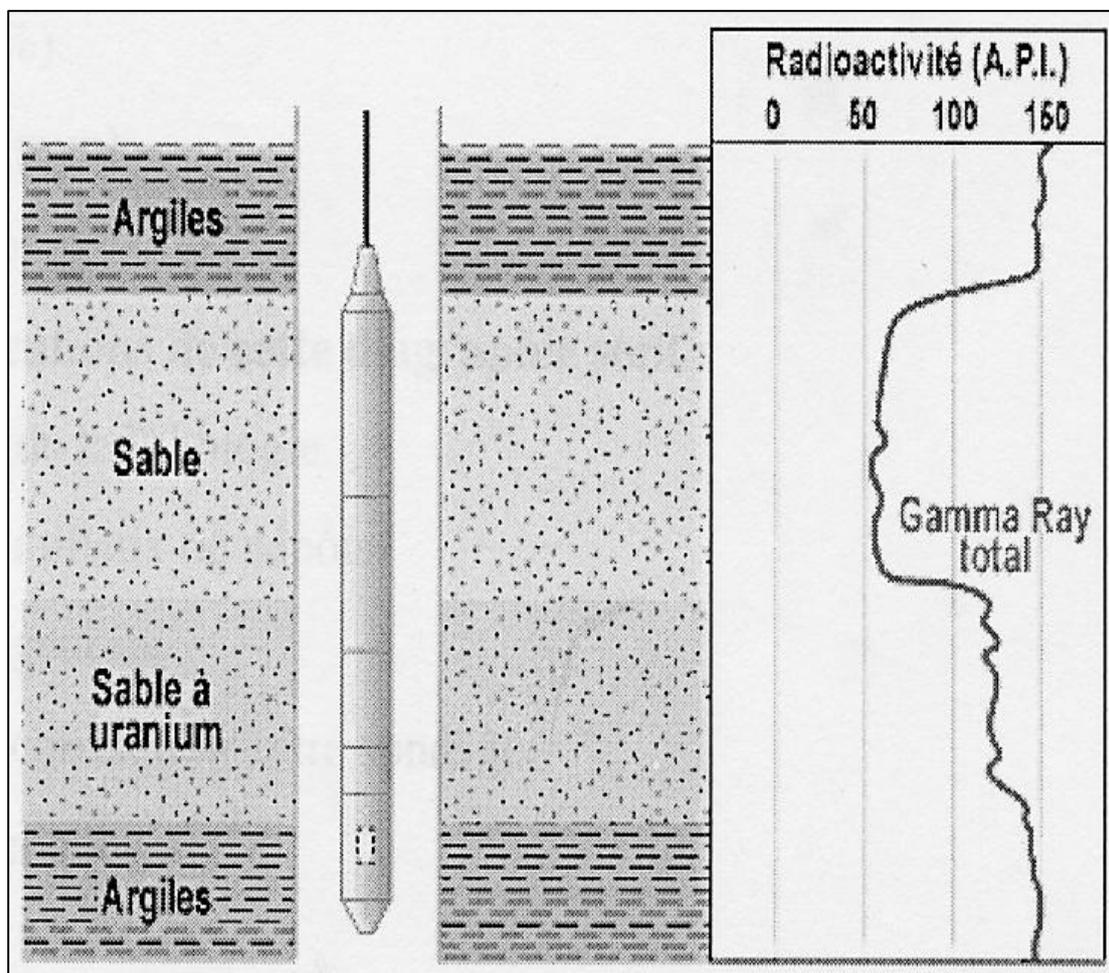


Figure.III. 7. Schéma de principe de mesure de gamma ray (Document DESBRANDE R, 1982)

III.2.2.1.3. Application :

- ✓ La corrélation de puits à puits.
- ✓ L'évaluation des volumes et du type d'argiles (Vsh).

$$Vsh = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

- ✓ La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- ✓ la délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables.

Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite (GRcut-off).

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

$$Tq: 35\% < V_{Sh\ cut-off} < 45\%$$

III.2.2.2. Diagaphie de Spectrométrie des rayons gamma**III.2.2.2.1. Définition :**

Cette radioactivité est due à la présence des trois minéraux radioactifs les plus répandue dans les formations sédimentaires, ces minéraux sont : ^{40}K , ^{232}Th , ^{238}U .

III.2.2.2.2. Principe de mesure :

Elle permet l'enregistrement des concentrations spécifique des pics des éléments radioactifs ^{40}K , ^{232}Th , ^{238}U , ainsi que l'énergie de radiation du Th+K. c'est ainsi que cinq courbe sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie total en API), CGR (énergie de Th+K en API), U (concentration de l'uranium en PPM), Th (concentration de Thorium en PPM) et K (concentration de Potassium en PPM).

❖ L'outil HNGS :

Cette sonde est constituée d'un cristal à scintillation qui détecte tous les rayons gamma en provenance de la formation.

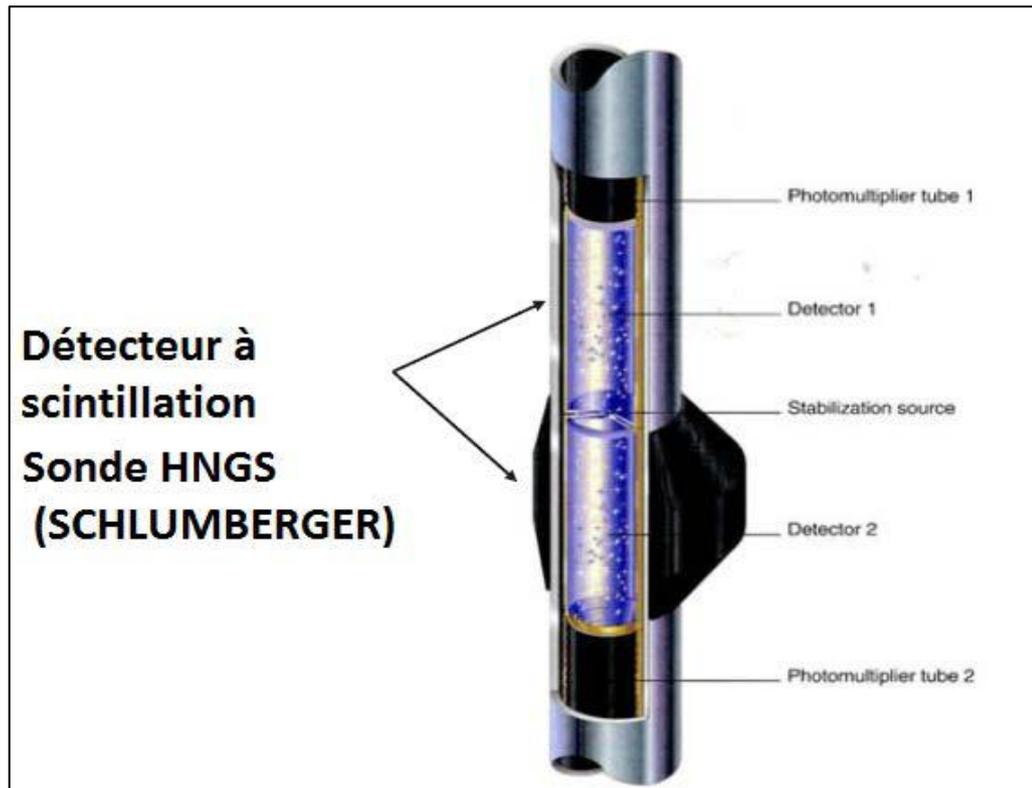


Figure.III. 8. Détecteur à scintillation sonde HNGS (Document SCHLUMBERGER, 2003)

III.2.2.2.3.Application :

- ✓ Identification des minéraux, particulièrement, argileux.
- ✓ Une meilleure évaluation du volume et du type d'argile.
- ✓ Une corrélation de puits à puits.
- ✓ La localisation des minéraux riche en uranium.

III.2.2.3.Les diagraphies provoquées

III.2.2.3.1.Diagraphie de densité :

III.2.2.3.1.1.Principe de mesure :

La source radioactive appliquée sur un patin focalise les rayons dans une direction, met une énergie gamma ray moyenne dans la formation. Ces rayons gamma entrent en collision avec des électrons dans la formation. Pendant cette collision les rayons gamma perdent une quantité d'énergie. Ce type d'interaction est appelé effet Compton.

La dispersion des rayons gamma atteint le détecteur à une distance fixe de la source et reflète la densité de formation. Le nombre de collision de dispersion Compton est relié directement au nombre d'électrons dans la formation. Par conséquent la réponse de l'outil densité est déterminée essentiellement par l'électron densité (nombre d'électrons par cm^3) dans la formation.

❖ **Sonde FDC (Formation Density Compensated) :**

Cette sonde est fortement appliquée contre la paroi des puits à l'aide d'un patin. Cette sonde permet la mesure de la densité globale ρ_b (rho bulk : RHOB).

❖ **Sonde LDT :**

Elle est le résultat du développement de la sonde FDC. Cette sonde permet en plus de la mesure de densité globale, l'enregistrement du coefficient d'absorption photo électrique PEF.

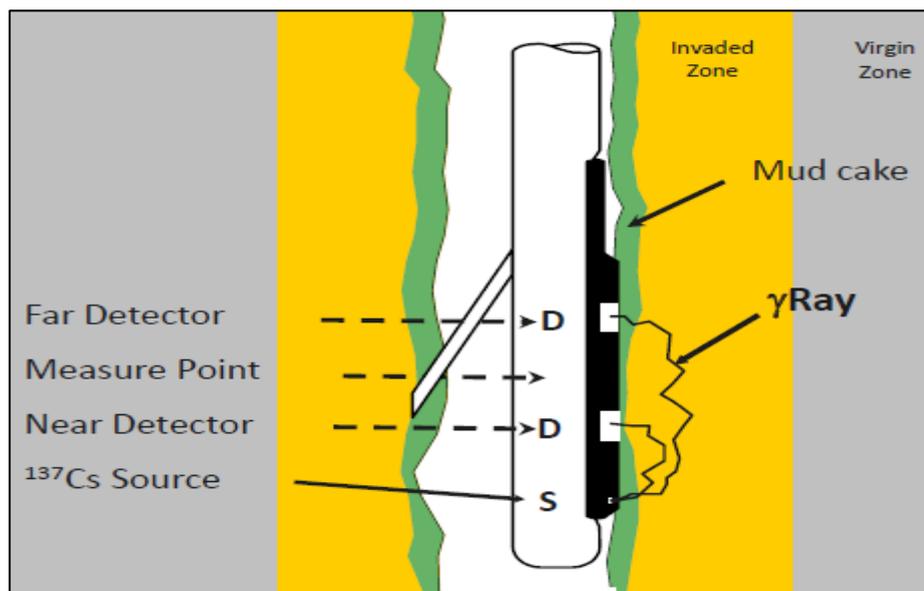


Figure.III. 9.Sonde de mesure de densité FDC (Document IFP training, 2013)

➤ **Facteurs influençant la mesure :**

- La densité globale.
- Argiles.
- Eau.
- Hydrocarbures.
- L'effet de cave.

➤ **Facteurs géologiques affectant la mesure de la densité :**

- Composition et texture de la roche, milieu de dépôt et évolution séquentielle.
- Température.
- Pression.

III.2.2.3.1.2. Application :

- ✓ Détermination d'une porosité densité indispensable à l'interprétation moderne.
- ✓ La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- ✓ Détection de la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.

III.2.2.3.2. Diagaphie de neutron

III.2.2.3.2.1. Définition :

Les diagaphies neutrons sont utilisées principalement pour délimiter les formations poreuses et la détermination de leur porosité. Elles nous renseignent essentiellement sur la présence d'hydrogène dans la formation. Dans une formation où les pores sont remplis d'eau ou d'huile, la diagaphie neutron reflète la quantité de liquide qui remplit ces pores. On peut identifier les zones à gaz en comparant avec la diagaphie de densités. La combinaison neutron-densité nous donne la valeur de la porosité, identifie la lithologie et évalue le contenu d'argile.

III.2.2.3.2.2. Principe de mesure :

On bombarde la formation par des neutrons rapides, pendant leur migration, ces neutrons sont soumis à deux effets successifs complémentaires :

- D'abord un ralentissement dû aux collisions avec les atomes constituant le milieu. Ralentissement qui sera d'autant plus marqué que l'atome rencontré aura une masse plus proche de celle du neutron, dans ce phénomène les atomes d'hydrogène se montrent les plus efficaces.
- Par ces collisions les atomes d'hydrogène vont perdre leur énergie, on dit alors qu'ils sont thermalisés, lorsque l'énergie atteint 0.1MeV ils pourront alors être capturés.

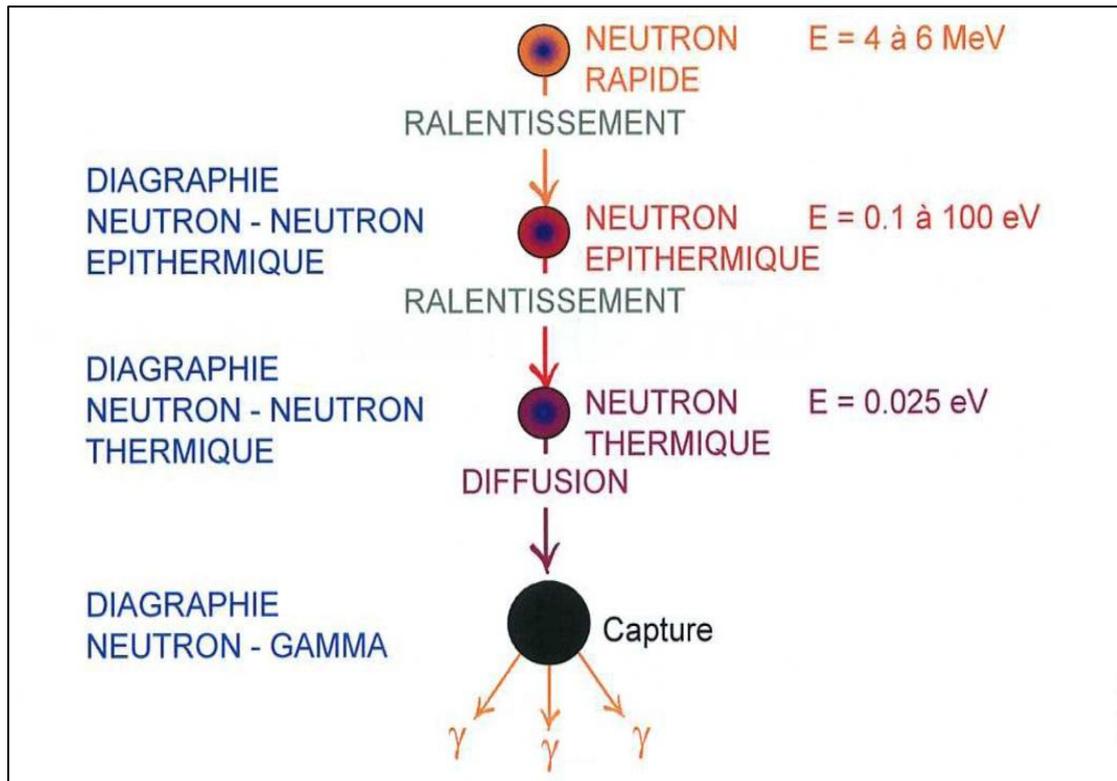


Figure.III. 10. Principe de la mesure neutron(Document IFP training ,2013)

❖ **L'outil APS :**

Il dispose de deux détecteurs épithermiques supplémentaires, appelé the épithermal array, et un détecteur thermique.

La fonction principale de la sonde APS consiste à mesurer la teneur en hydrogène d'une influence minimale de la densité des atomes de formation.

III.2.2.3.2.3.Applications :

- ✓ La détermination de la porosité Φ_N (lue directement sur le log composite).
- ✓ En combinaison avec la porosité densité et acoustique, on détermine la lithologie et la minéralogie.
- ✓ La localisation des zones à gaz, des zones a huiles ou eau.
- ✓ Les corrélations entre puits.

III.2.2.4.La diagraphie acoustique

III.2.2.4.1.Principe de mesure :

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques, générées par l'outil de diagraphie, dans les formations. La mesure de la vitesse de ces ondes apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches

traversées. La propagation des ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques (le module de Young et le coefficient de Poisson) du sous-sol.

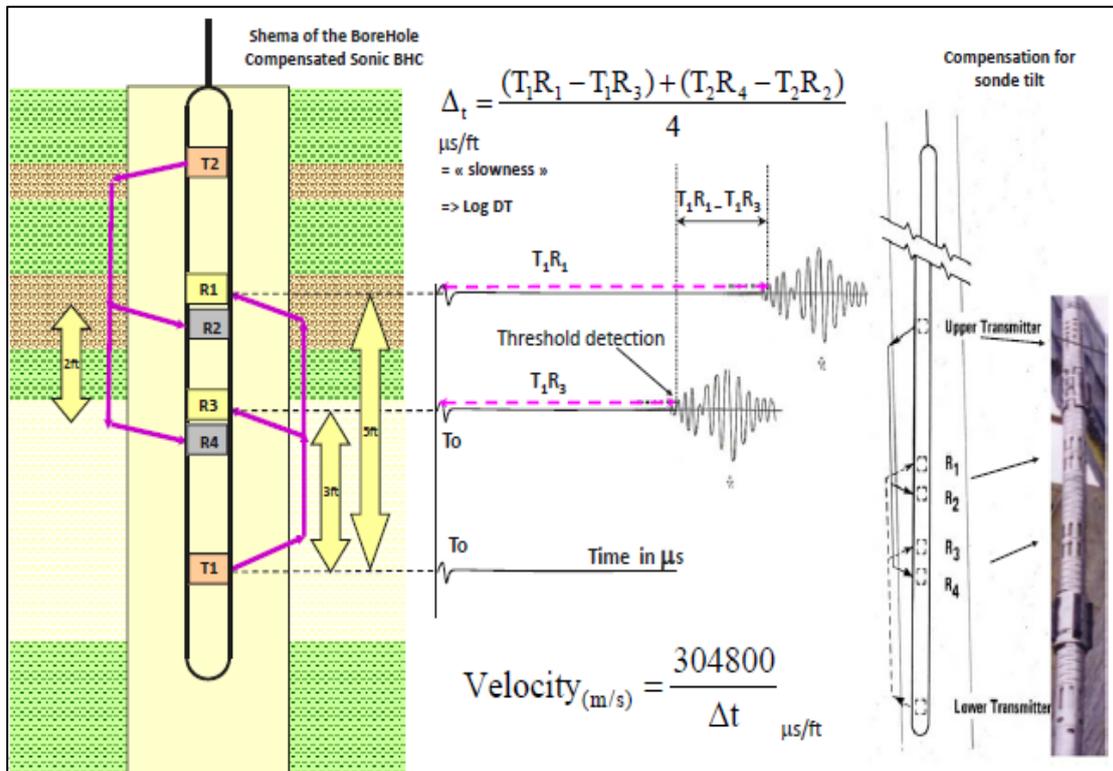


Figure.III. 11. Principe de mesure du log sonique (Document SCHLUMBERGER, 2003)

III.2.2.4.2. Application :

- ✓ Détermination de la porosité des réservoirs.
- ✓ Détermination de la porosité secondaire Φ_2 :

Φ_s étant la porosité primaire Φ_1 et Φ_T étant la porosité totale.

$$\Phi_T = \Phi_1 + \Phi_2 \quad \text{donc :} \quad \Phi_2 = \Phi_T - \Phi_1$$

$$\Phi_T = \Phi_N = \Phi_D = \Phi_{N-D} \quad \text{donc :} \quad \Phi_2 = \Phi_{N-D} - \Phi_s$$

- ✓ Détermination de la lithologie et l'argilosité en combinaison avec d'autres diagraphies (neutron, densité).
- ✓ La réalisation du log impulsionnel et de la trace synthétique qui aidera à l'interprétation des profils sismiques à l'aplomb des sondages.

- ✓ Corrélation et analyse sédimentologiques.
- ✓ Détermination de l'épaisseur des bancs.

III.2.2.5. Mesure du diamètre de sondage (caliper)

III.2.2.5.1.Principe de mesure :

La mesure du diamètre du trou est réalisée à l'aide de deux bras articulés symétriques reliés au curseur d'un potentiomètre. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations d'une résistance électrique.

Un simple étalonnage permet à l'inverse de passer des résistances aux diamètres. Le log du caliper est enregistré à une échelle qui varie entre 6 et 16 pouces.

Il est enregistré pour tous les puits d'étude.

L'outil comprend :

- Quatre bras couplés par des pairs ouvrant jusqu'à 30" et au besoin à 40" par adjonction de rallonges et donnant deux plans perpendiculaires.
- Un intégrateur de volume de trou.
- Une cartouche d'inclinométrie permettant la mesure en continu de l'angle et de l'azimut de la déviation du trou et l'orientation du diamètre par rapport au nord magnétique.

La sonde est motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil pouvant être réalisées dans le trou. Les informations peuvent être enregistrées sur film ou bande magnétique. Enfin il est combinable avec un gamma-ray.

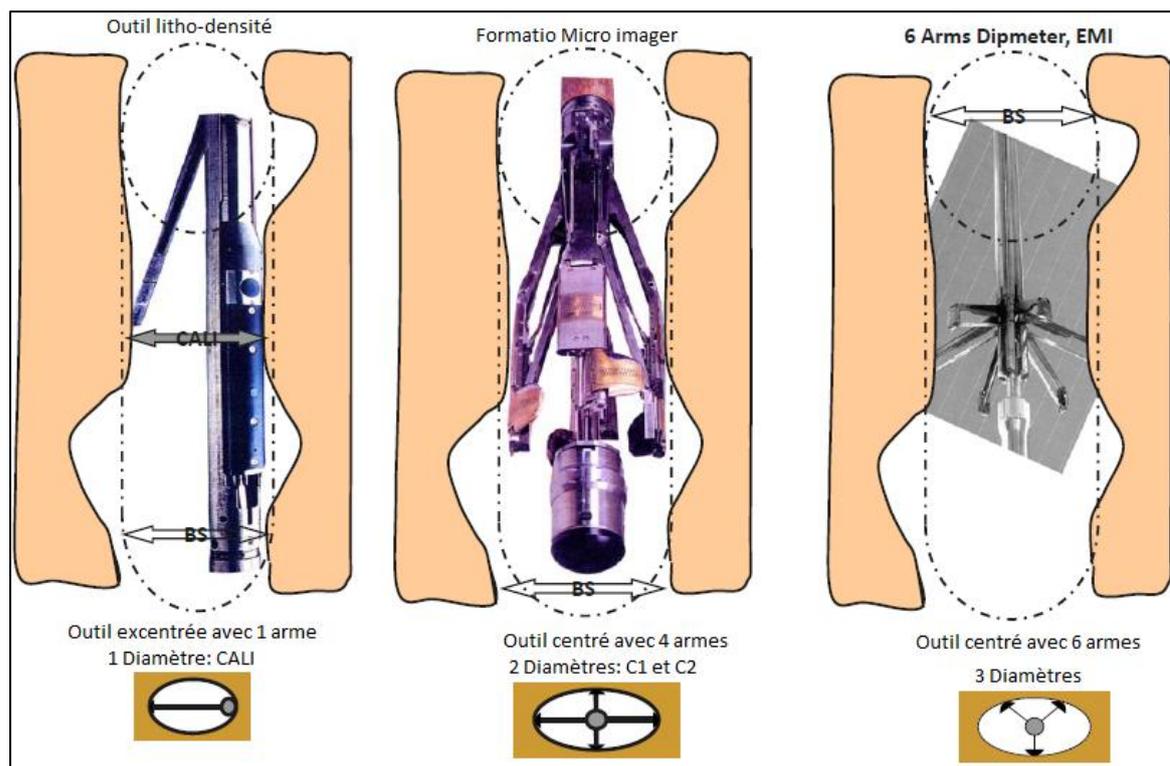


Figure.III. 12.Les différents types des outils de Caliper (Document IFP training ,2013)

III.2.2.5.2.Application :

- ✓ La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- ✓ La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume du laitier de ciment.
- ✓ La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- ✓ La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- ✓ Une approche de la lithologie.

IV. Paramètres pétrophysiques et lois de saturation

L'identification des roches potentiellement réservoir ainsi que la détermination de leurs paramètres pétrophysiques et de la nature des fluides qu'elles contiennent est l'objectif principal des diagraphies

- **L'étude des réservoirs :**

L'étude des séries réservoirs à partir des diagraphies différées, a pour objectifs essentiels :

- ❖ la localisation des réservoirs.
- ❖ la caractérisation du contenu, c'est à dire la détermination de la nature des fluides imprégnant les réservoirs (nature des hydrocarbures gaz, huile), ainsi que la salinité des eaux de formations).
- ❖ Le calcul des réserves en place et déplaçables, c'est à dire la détermination de l'épaisseur, le calcul des caractéristiques pétrophysiques apparente et réelle de chaque réservoir par l'exploitation des données de pendagemètrie, de porosité, par le calcul de la saturation en eau, par le calcul des épaisseurs utiles et notions du cut-off.
- ❖ La détermination de la lithologie, de la nature précise des minéraux majeurs ainsi que de leur pourcentage, de l'argilosité et du mode de distribution des argiles.

Pour obtenir cet ensemble d'information, il faut disposer d'un jeu de diagraphie différée le plus complet possible.

IV.1. Définition d'un réservoir

Un réservoir est une formation sédimentaire poreuse et perméable. Il est constitué de grès ou de carbonates, qui renferment des accumulations naturelles d'hydrocarbures. Il est limité par des roches imperméables (argiles).

- **Les réservoirs carbonatés :**

Les roches carbonatés sont constituées par des minéraux de calcite CaCO_3 et ou de dolomies (CaCO_3 , MgCO_3). Elles sont formées par précipitation chimique et

biochimique de carbonate de calcium. D'autre proviennent de l'accumulation des restes d'organismes vivants.

Ces réservoirs présentent généralement des qualités de roche réservoirs. Chaque réservoir est caractérisé par les formations qui le constituent. Il s'agit de la matrice et des fluides qui y circulent.

IV.1.1. La matrice

Elle rassemble des éléments sédimentaires solides, constituant la roche (grains et ciment) et On distingue trois types de matrices:

- **Matrice propre** : qui ne renferme pas d'argiles et de silts.
- **Matrice simple** : qui renferme les mêmes minéraux (grains et ciment).
- **Matrice complexe** : qui renferme les grains de composition minéralogique différente, ou le ciment est de nature différente.

IV.1.2. Les différents types d'argile

Les argiles sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux, aluminosilicate et hydrates. Celles-là contiennent des pourcentages variables de silts et de carbonates on distingue trois types d'argiles :

- **Les argiles laminées** : celles-ci correspondent aux argiles déposées en lits fins entre deux couches de réservoir.
- **Les argiles dispersées** : occupant partiellement les pores, soit en enduisant la matrice soit en y adhérant
- **Les argiles structurales** : ou totales qui se présentent sous forme de grains ou de nodules, occupant la même place que les grains de la matrice.

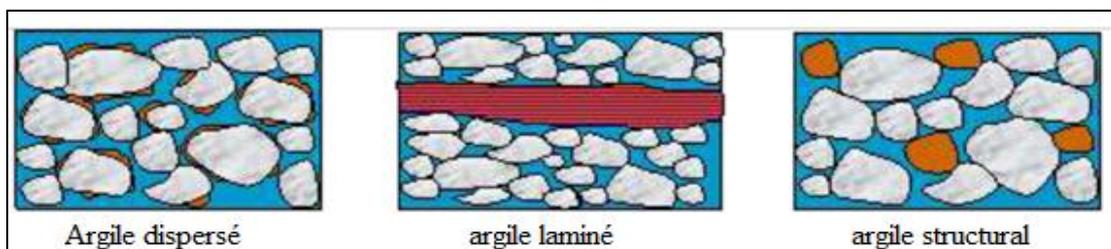


Figure IV.1. Les différents types d'argiles (Document O. SERRA, 1979)

IV.1.3. Les fluides

L'arrangement des éléments solides laisse subsister des espaces vides, qui sont occupés par les fluides. Ces fluides peuvent être du gaz de l'huile ou de l'eau, leur pourcentage dans la formation dépend de celui des pores donc de la porosité.

Ces fluides sont de mauvais conducteurs de courant, d'où l'importance de connaître la résistivité de la roche, car elle permet de déterminer le pourcentage de cette eau dans la roche, et connaissant la porosité, on détermine le pourcentage d'hydrocarbures dans les pores.

IV.1.4. Les faciès

Il désigne des roches sédimentaires présentant le même aspect, la faune et la flore quoique différentes en âge, ne faisant que refléter les conditions physico-chimiques identiques sous lesquelles elles se sont déposées.

IV.1.5. La lithologie

La détermination de la lithologie est le fondement de toute étude, une connaissance préalable des principaux composants de la roche aidera à la restitution de la lithologie.

IV.1.6. les paramètres pétrophysiques

Un réservoir pétrolier est défini par ces paramètres de saturation **S**, de porosité **Φ** et de perméabilité **K**. Ces paramètres sont utilisés pour évaluer les réserves en place. Il est important alors de quantifier l'ensemble de ces paramètres soit par des données de laboratoire (étude sur échantillon), soit par l'application des différentes techniques de diagraphie.

IV.1.6.1. La porosité :

Ils existent plusieurs types de porosité :

- **Porosité totale :**

C'est rapport du volume total des espaces vides, qui existent entre les éléments solides de la roche et le volume total de la roche.

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} = \Phi_1 + \Phi_2 \quad (\text{IV-1})$$

- **Porosité primaire :**

Qui est intergranulaire ou intercrystalline. Elle dépend de la forme et la taille des éléments solides. Elle correspond donc au vide entre les particules.

- **Porosité secondaire :**

Elle représente celle des fissures et des fractures acquissent mécaniquement.

- **Porosité effective :**

C'est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume totale de la roche, elle est accessible aux fluides libres, elle varie entre 1% et 40%, elle s'évalue par la combinaison des porosités neutron, sonique et densité.

- **La porosité résiduelle :**

C'est le rapport entre le volume des pores non reliés entre eux et le volume total de la roche.

IV.1.6.2.La perméabilité :

C'est la capacité de la roche de se laisser traverser par un fluide. Elle est notée **K** et elle exprimée en millidarcy (md).

Ils existent plusieurs types de perméabilité :

- **K absolue** : mesurée lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores.
- **K effective** : lorsque deux fluides sont présents dans les pores ($K_e < K_a$).
- **K relative** : c'est le rapport entre K_e et K_a .

La perméabilité dépend essentiellement de la porosité et de la saturation en eau.

IV.1.6.3.La densité :

C'est le rapport de la masse totale d'un échantillon sur le volume totale occupé par ce dernier, exprimé en g/cm^3 ou nombre d'échantillons/ cm^3 .

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_{sh} : densité de l'argile.

ρ_b : densité globale de la formation.

ρ_f : densité du fluide.

IV.1.6.4. La résistivité :

C'est la résistance qu'oppose un cube unitaire d'une substance à laisser passer un courant électrique, elle est exprimée en « ohm.mètre ».

R_w : Résistivité de l'eau de formation.

R_m : Résistivité de la boue.

R_{mc} : Résistivité du mud-cake.

R_{mf} : Résistivité du filtrat de boue.

R_{x0} : Résistivité de la formation de la zone lavée.

R_t : Résistivité de la formation de la zone vierge.

R_i : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.

R_{sh} : Résistivité des argiles.

IV.1.6.5. La Saturation:

C'est le rapport du volume occupé par le fluide au volume total des pores, On a plusieurs types de saturation. C'est donc un paramètre de réservoir indispensable au calcul des réserves dans le domaine pétrolier. On distingue plusieurs saturations :

S_w : la saturation en eau dans la zone vierge.

S_h : la saturation en hydrocarbures.

S_g : la saturation en gaz.

S_{x0} : la saturation en eau dans la zone lavée.

S_{wirr} : la saturation en eau irréductible.

IV.1.6.5.1. La saturation en eau :

La saturation en eau est définie comme étant le rapport du volume occupé par l'eau dans les pores au volume total des pores exprimé en pourcentage ou en fraction.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{IV-2})$$

Où :

V_w = Volume de l'eau.

V_p = Volume des pores.

Tous les réservoirs d'hydrocarbures contiennent de l'eau. Par conséquent même dans les zones totalement saturées en huile ou en gaz, nous retrouvons une quantité d'eau qui entoure les grains et adhère à leurs surfaces. On l'appelle l'eau interstitielle ou irréductible.

La saturation en eau irréductible est fonction de la taille des grains ou plus précisément de la surface spécifique de la roche (la surface limitant les vides). Cette surface est d'autant plus grande que les grains constitutifs sont petits.

De ce fait, les roches ayant de gros pores ont une saturation en eau irréductible faible, alors qu'elle est élevée pour les roches à grains fins.

IV.1.6.5.1.1. Formule d'Archie :

Archie a trouvé une relation entre F , Φ et m qui est exprimée comme suit :

$$F = a \times \Phi^{-m} \quad (\text{IV-3})$$

Φ = porosité (0 - 1).

m = facteur de cimentation, varie généralement entre 1,3 et 2,2.

a = facteur qui dépend de la lithologie et varie entre 0,6 et 2.

La relation générale entre la saturation S_w et la résistivité R_t est celle établie par Archie en 1942 :

$$S_w^n = \frac{F \times R_w}{R_t} = \frac{R_o}{R_t} \quad (\text{IV-4})$$

Où l'exposant n est généralement pris égal à 2

R_t = résistivité des roches dans la zone vierge.

R_w = résistivité de l'eau d'imbibition.

F = facteur de formation.

IV.1.6.5.1.2. Formule de Dual Water (à deux eaux) :

Ce modèle est basé sur la notion d'eau liée, c'est-à-dire l'eau associée aux argiles et qui ne peut pas être déplacée. Dans une formation, les solides comprendront non seulement la partie solide propre, mais aussi les colloïdes secs. Le reste définit une porosité totale Φ_T .

Celle-ci est remplie par trois fluides différents, chacun avec sa propre saturation : celle des hydrocarbures S_h , celle de l'eau libre S_{wf} et celle de l'eau liée S_{wb} . Voici les définitions principales :

- S_{wt} : saturation totale en eau.
- $S_{wt} \times \Phi_t$: volume totale de l'eau.
- $S_h = 1 - S_{wt}$: saturation des hydrocarbures.
- $(1 - S_{wt}) \times \Phi_t$: volume des hydrocarbures.
- S_{wb} : saturation de l'eau liée.
- $S_{wb} \times \Phi_t$: volume de l'eau liée.
- $S_{wf} = S_{wt} - S_{wb}$: saturation de l'eau libre.
- $(S_{wt} - S_{wb}) \times \Phi_t$: volume de l'eau libre.
- $\Phi_I = (1 - S_{wb}) \times \Phi_t$: porosité efficace.

La définition habituelle de la saturation de l'eau de formation est :

$$S_w = \frac{\text{volume d'eau libre}}{\text{porosité efficace}} \quad (\text{IV-5})$$

Où :

Volume d'eau libre : $(S_{wt} - S_{wb}) \times \Phi_t$.

Porosité efficace : $(1 - S_{wb}) \times \Phi_t$.

Donc :
$$S_w = \frac{(S_{wt} - S_{wb}) \times \Phi_t}{(1 - S_{wb}) \times \Phi_t}$$

Alors :

$$S_w = \frac{(S_{wt} - S_{wb})}{(1 - S_{wb})}$$

L'équation de saturation d'Archie peut s'écrire :

$$S_{wt}^2 = \frac{F \times R_w}{R_t} \quad \text{avec : } F = \frac{1}{\Phi_t^2}$$

Donc :

$$S_{wt}^2 = \frac{R_w}{\Phi_t^2 \times R_t} = \frac{R_w}{\Phi_t^2} \times \frac{1}{R_t}$$

Et peut s'écrire aussi en termes de conductivité :

$$C_t = (S_{wt} \times \Phi_t)^2 \times C_{wm}$$

Où :

C_t : conductivité de la formation. Avec : $C_t = \frac{1}{R_t}$

C_{wm} : conductivité du mélange des 2 eaux (liée et libre).

Avec :

$$C_{wm} = \frac{S_{wb} \times \Phi_t}{S_{wt} \times \Phi_t} \times C_{wb} + \frac{(S_{wt} - S_{wb})}{S_{wt} \times \Phi_t} \times \Phi_t \times C_{wf}$$

Soit :

$$C_{wm} = \frac{S_{wb} \times C_{wb} + (S_{wt} - S_{wb}) \times C_{wf}}{S_{wt}} = C_{wf} + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} (C_{wb} - C_{wf})$$

En substituant cette expression de C_{wm} dans la formule d'Archie, on obtient une équation du second degré :

$$C_t = (S_{wt} \times \Phi_t)^2 \times \left[C_{wf} + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} (C_{wb} - C_{wf}) \right]$$

Cette équation peut être résolue pour S_{wt} :

$$S_{wt} = X + \left[\frac{C_t}{C_{wf} \times \Phi_t^2} + X^2 \right]^{1/2} \quad \text{(IV-6)}$$

Où :

$$X = \frac{S_{wb} \times (C_{wf} - C_{wb})}{2C_{wf}}$$

En l'absence d'argile, $S_{wb} = 0$, $X = 0$ et : $S_{wt} = \left[\frac{C_t}{C_{wf} \times \Phi_{t2}} \right]^{1/2}$

Qui est bien la formule normale d'Archie, pour les formations propres. Une fois obtenu S_{wt} , on peut calculer

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad (IV-7)$$

Malheureusement, cette expression tend vers 0/0 lorsque S_{wb} tend vers 1 (c'est-à-dire en formations très argileuses). Ceci peut conduire à des valeurs erronées de S_w qui indiquent la présence d'hydrocarbures dans l'argile ou dans les schistes.

Pour corriger ce problème, une autre méthode (empirique) a été adoptée. Considérons une formation argileuse ($S_{wt} = 1$) et aquifère. Dans ce cas on peut écrire l'équation d'Archie :

$$C_0 = \Phi_{t2} \times C_{wm} \quad \text{et :} \quad C_{wm} = S_{wb} \times C_{wb} + (1 - S_{wb}) \times C_{wf}$$

Donc :

$$C_0 = \Phi_{t2} \times [S_{wb} \times C_{wb} + (1 - S_{wb}) \times C_{wf}] \quad (IV-8)$$

Ou, en résistivité :

$$\frac{1}{C_0} = R_0 = \frac{R_{wf} \times R_{wb}}{\Phi_{t2} \times [S_{wb} \times R_{wf} + (1 - S_{wb}) \times R_{wb}]}$$

Avec :

R_0 : est une courbe de résistivité reconstruite qui dépend de Φ_t et S_{wb} et R_{mf} (pris dans une zone propre et aquifère), R_{wb} (pris dans une zone à 100% d'argile) et S_w obtenu empiriquement comme :

$$S_w = \sqrt{\frac{R_0}{R_t}} \quad \text{où :} \quad R_t : \text{résistivité de formation.}$$

V. Evaluation et interprétation des résultats

INTRODUCTION

L'interprétation des diagraphies présente un intérêt majeur dans la connaissance des réservoirs, elle permet d'identifier la nature des fluides et estimer les réserves en place, pour celles-ci il est nécessaire d'évaluer les paramètres pétrophysiques.

Dans ce chapitre, notre étude portera sur l'interprétation diagraphique de réservoir Conacio-Turonien traversé par deux forages le puits 1 et le puits 2, réalisés dans la région de Djebel Bottena, situé sur la bordure méridionale du bassin subsident du Sud-Est Constantinois.

On utilisera deux lois de saturation qui sont la loi d'Archie et la loi de Dual Water, afin de voir quel est la loi la plus appropriée pour notre réservoir et d'en déduire l'impact sur l'évaluation d'un réservoir carbonaté. Il est à rappeler que ces deux lois ont été élaborées pour des réservoirs gréseux (réservoirs pétroliers dominants).

V.1.Présentation des données et des puits considérés

Dans le but de voir l'impact des lois de saturation sur l'évaluation d'un réservoir carbonaté, le réservoir Conacio-Turonien a été choisi afin qu'il fasse l'objet d'une évaluation pétrophysique en deux puits (**Puits 1** et **Puits 2**).

Pour le **puits 1** on a les diagraphies suivantes : Gamma Ray (GR), le caliper, bit size, les résistivités, le neutron et le sonique.

Pour le **puits 2** on a un jeu complet de diagraphie : Gamma Ray (GR), le caliper, bit size, les résistivités, le neutron, le sonique et le log de densité.

Notons que les puits ont été forés avec une boue à eau de densité égale à **1.1 g/cc**.

Les tops des formations traversées par les forages et leurs épaisseurs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Série de Crétacé	Puits 1			Puits 2		
	Top	Bottom	Epaisseur (m)	Top	Bottom	Epaisseur (m)
Coniacien	/	/	/	1300	1654	354
Turonien	370	625	255	1654	1865	211

Tableau V.1 : Les tops de formations traversées par les forages.

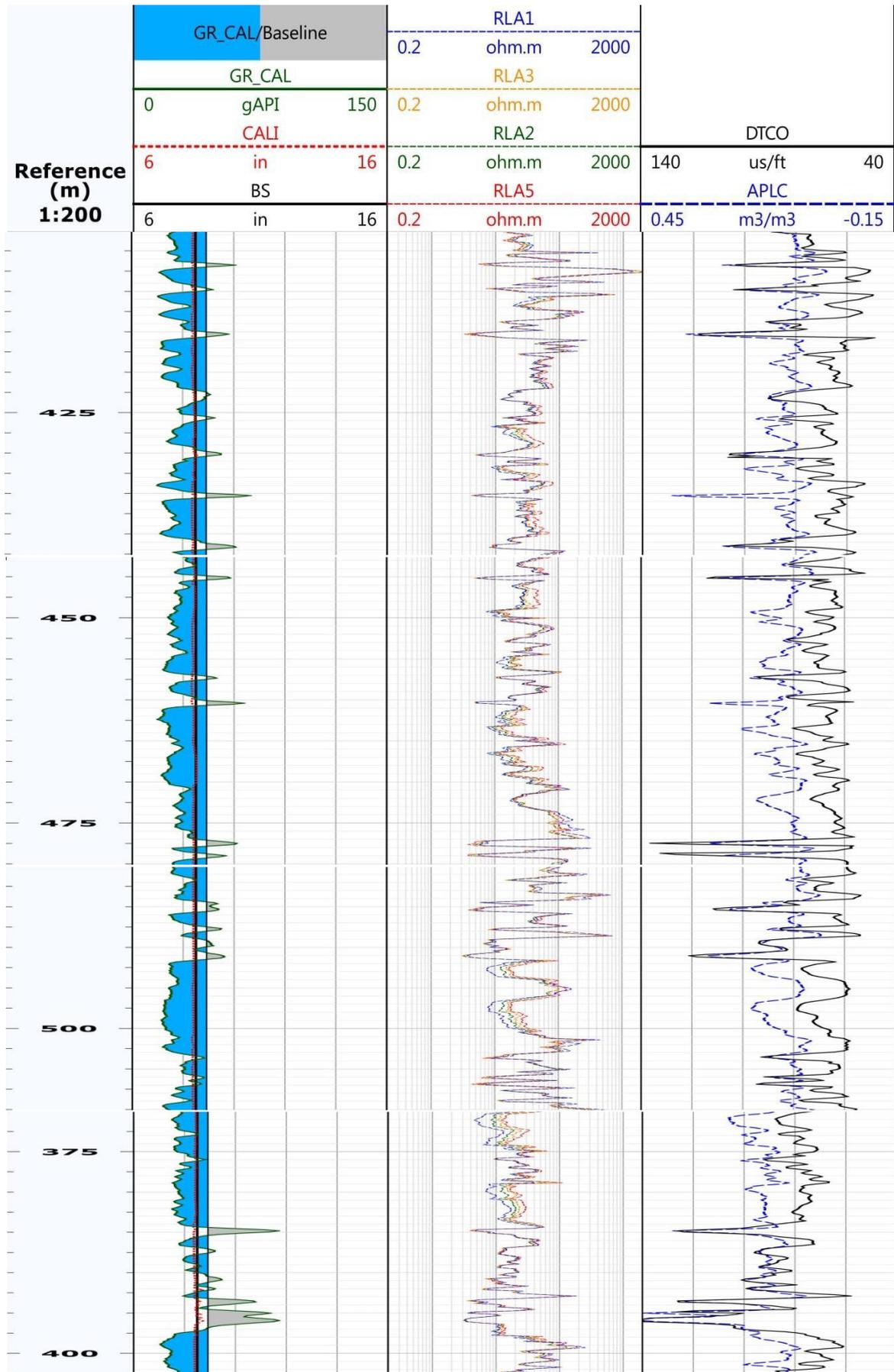
V.2. Interprétation qualitative

Une interprétation qualitative comprend une identification de la lithologie et la minéralogie de la matrice, une détermination du type d'argile ainsi que la détermination des niveaux réservoirs.

Sur Techlog l'outil Log View permet d'afficher les différents logs disponibles, il suffit de glisser la variable (ex : GR, DT...) souhaitée et la déposée dans le Log View.

Les variables sont affichés sous forme de trois tracks, le premier track contient les logs GR, Caliper, Bit size, le deuxième track contient les logs de résistivités, le troisième track contient les logs de densité, porosité neutron et le log de sonique.

Les logs composites des Puits 1 et puits 2 sont présentés comme suit (**Figure.V.1 et Figure.V.2**) :



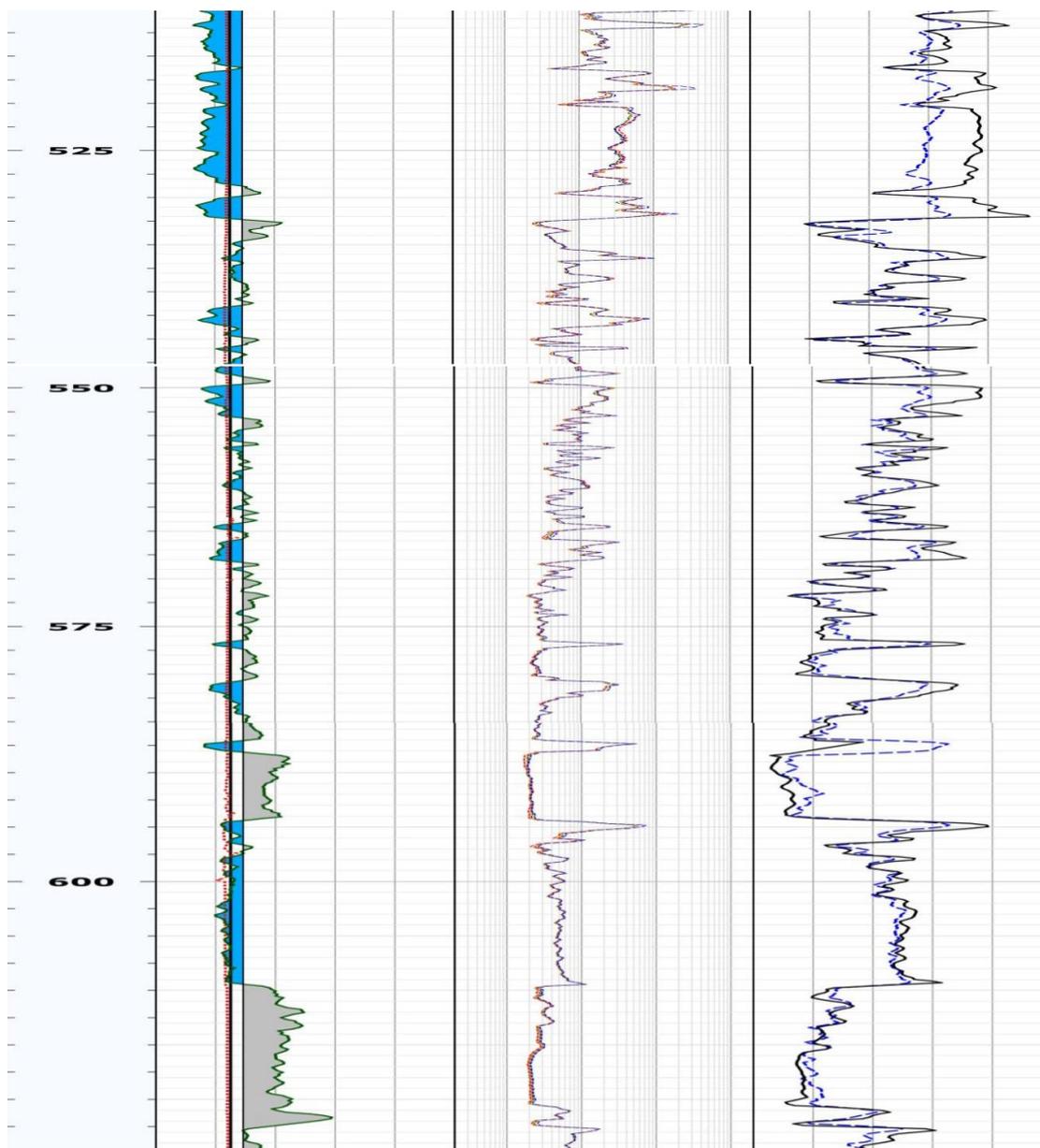
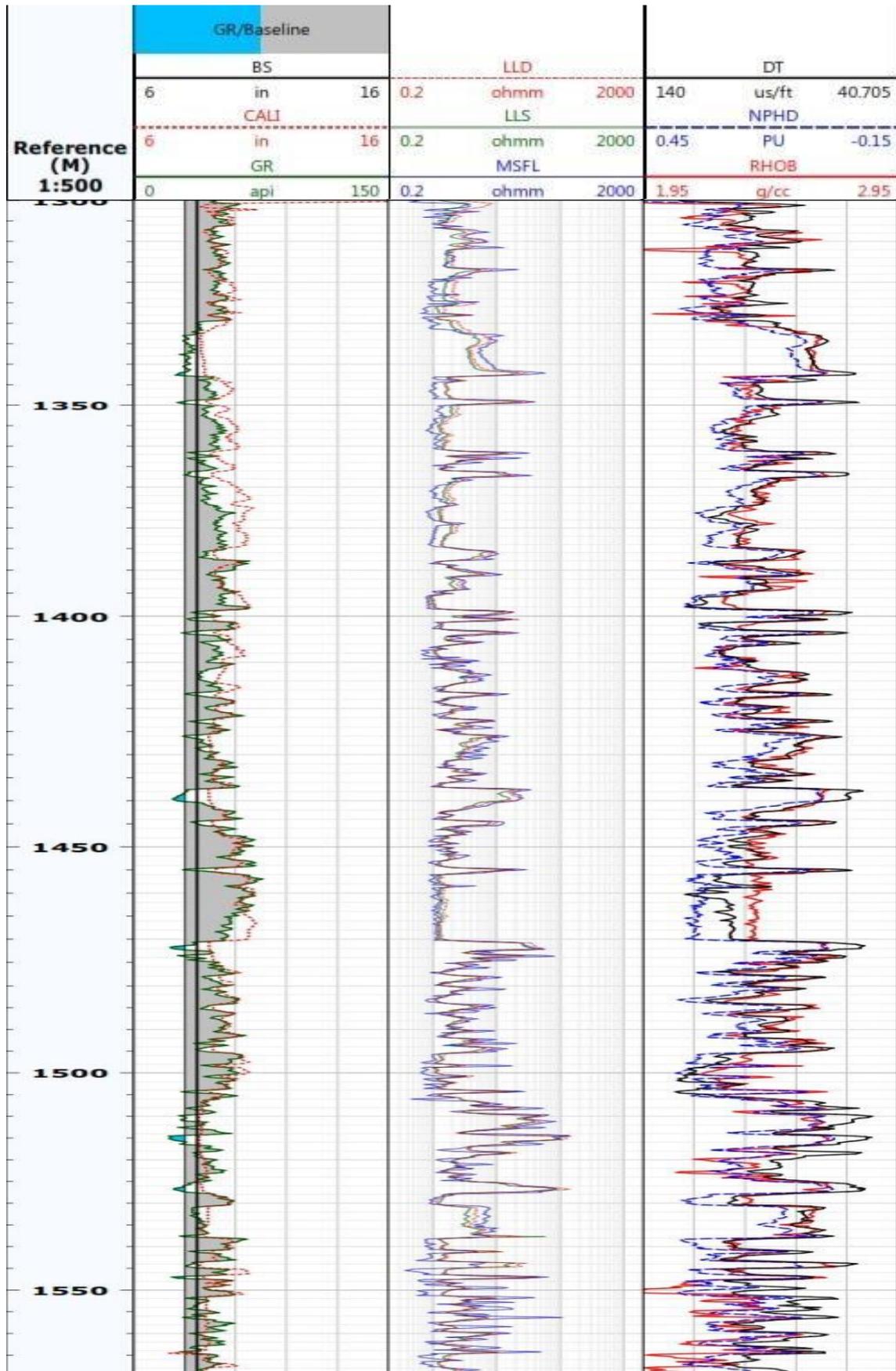


Figure.V. 1.. Le log composite du puits 1



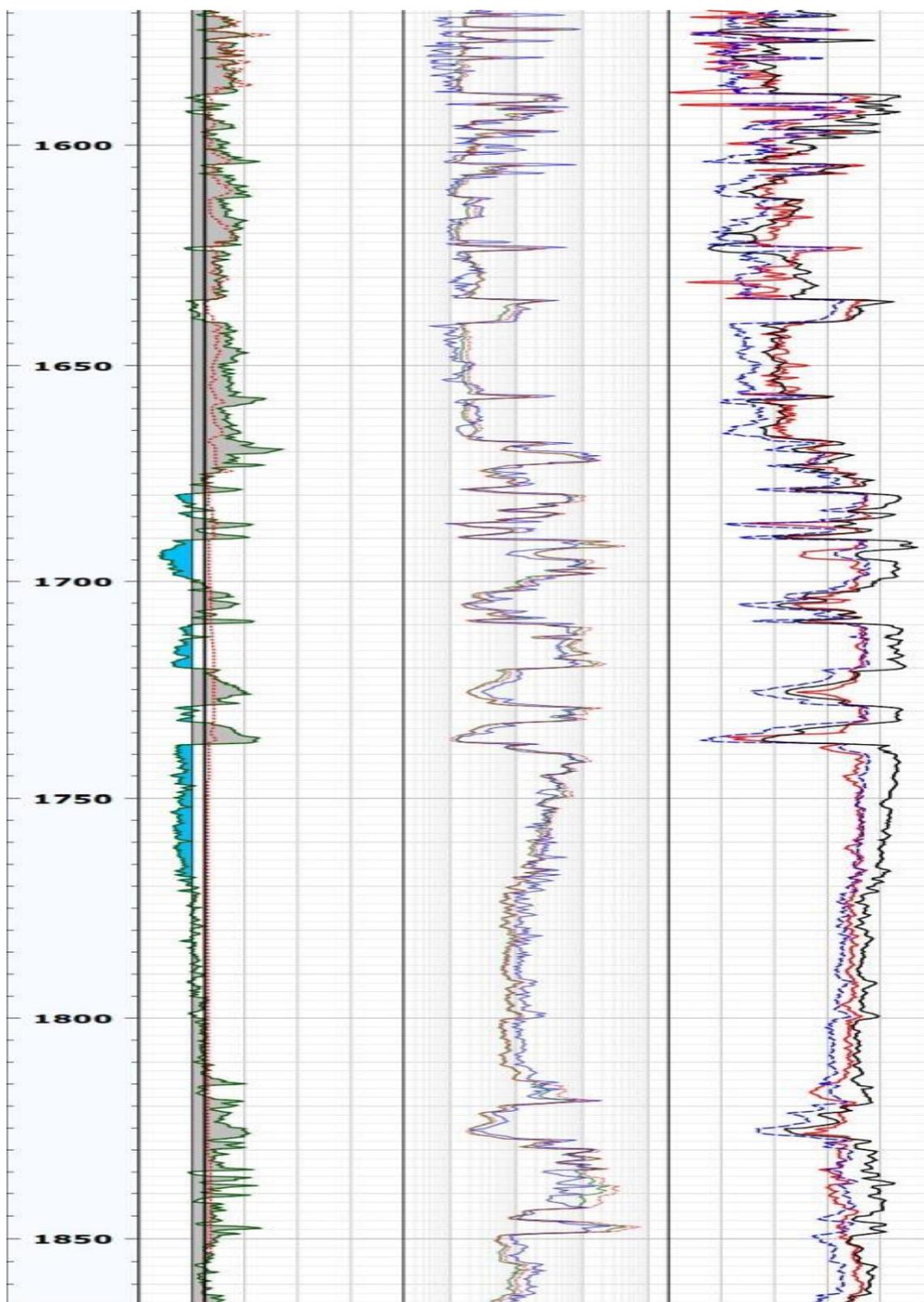


Figure.V. 2.Le log composite du puits 2

V.2.1.Délimitation des réservoirs

Les niveaux réservoirs sont identifiés et délimités en fixant un volume d'argile limite appelé aussi volume cut-off pris généralement au tour de 40%. Au-delà de ce volume l'intervalle n'est plus considéré comme réservoir car l'argilosité affecte la perméabilité. Le GR nous permet de distinguer et de localiser les couches poreuses et perméables de celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite GR cut-off.

Cette valeur est calculée par la formule :

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

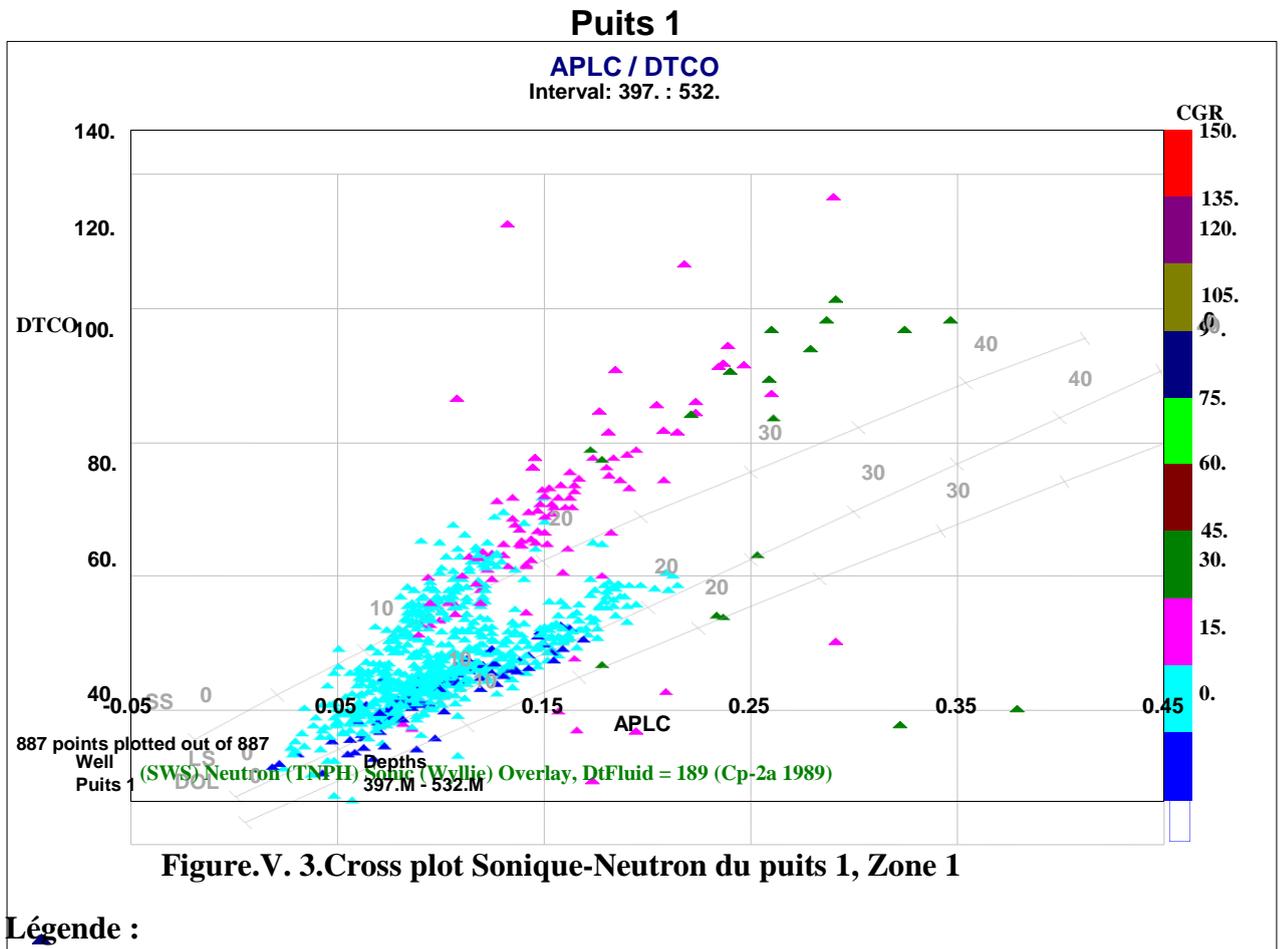
Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

puits	Gamma Ray (API)	Top (m)	Bottom (m)	Les zones
Puits1	27	370	532	Zone poreuse et perméable (zone-1)
	55	532	594	Zone non poreuse et imperméable (zone-2)
	40	594	609	Zone poreuse et perméable (zone-3)
	75	609	625	Zone non poreuse et imperméable (zone-4)
Puits2	60	1300	1680	Zone non poreuse et imperméable (zone-1)
	20	1680	1780	Zone poreuse et perméable (zone-2)
	50	1780	1865	Zone non poreuse et imperméable (zone-3)

Tableau.V.2 : Détermination des réservoirs

V.2.2. Identification de la lithologie et la minéralogie de la matrice

L'identification lithologique est basée sur les différentes réponses des outils de porosité. Le développement de ces outils a permis une meilleure approche de l'étude. Pour cela, on a utilisé les cross plots suivants :



Bleu ciel : La valeur du GR est dans l'intervalle [15-30] API

Rose : La valeur du GR est dans l'intervalle [30-45] API

Vert : La valeur du GR est dans l'intervalle [45-60] API

Lithologie :

A partir de ce graphe (**Figure. V. 3**) nous observons que le nuage des points est concentré près de la ligne calcaire, ce qui confirme que la matrice est carbonatée.

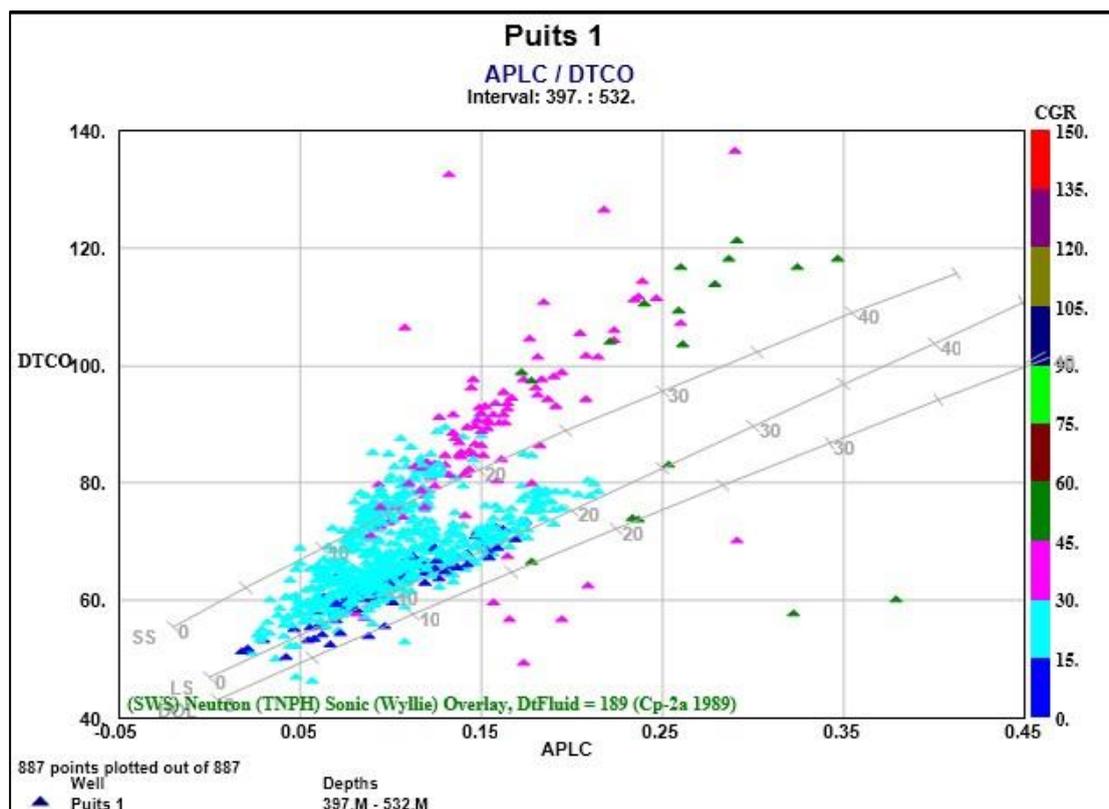


Figure.V. 4. Cross plot Neutron-Densité du puits 2 dans l'intervalle [1300-1654]

Légende :

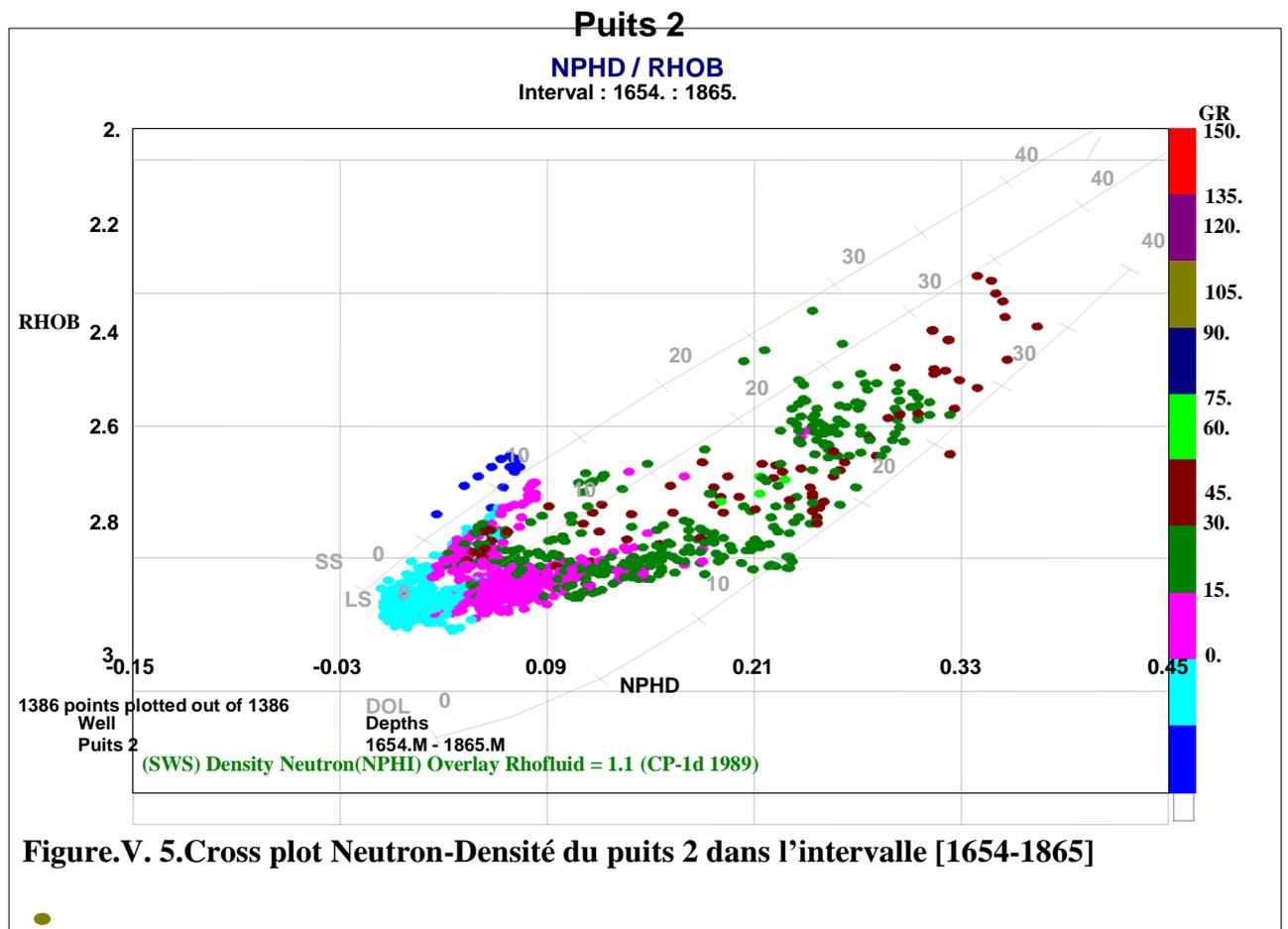
Bleu ciel : La valeur du GR est dans l'intervalle [15-30] API

Rose : La valeur du GR est dans l'intervalle [30-45] API

Vert : La valeur du GR est dans l'intervalle [45-60] API

Lithologie :

A partir de cette figure (**Figure. V.4**), le cross plot neutron-densité, nous montre que le nuage de points est concentré entre calcaire et dolomie, ce qui confirme que la matrice est carbonatée.

**Légende :**

Bleu ciel : La valeur du GR est dans l'intervalle [15-30] API

Rose : La valeur du GR est dans l'intervalle [30-45] API

Vert : La valeur du GR est dans l'intervalle [45-60] API

Lithologie :

La figure (**Figure. V.5**) nous montre que les points sont concentrés entre calcaire et dolomie, d'où la matrice est carbonatée.



Figure.V. 6.Cross plot Sonique-Densité du puits 2 ,zone 1

Le cross plot (**Figure. V.6**) montre que les points sont distribués essentiellement auprès de la ligne de dolomie avec une partie calcaireuse.



Figure.V. 7.Cross plot Sonique-Densité du puits 2 ,zone 2

Pour ce cross plot (**Figure. V.7**), les points sont du même type lithologique que ceux de la (**Figure. V.6**), donc dolomitique et quelques peu calcaireuse.

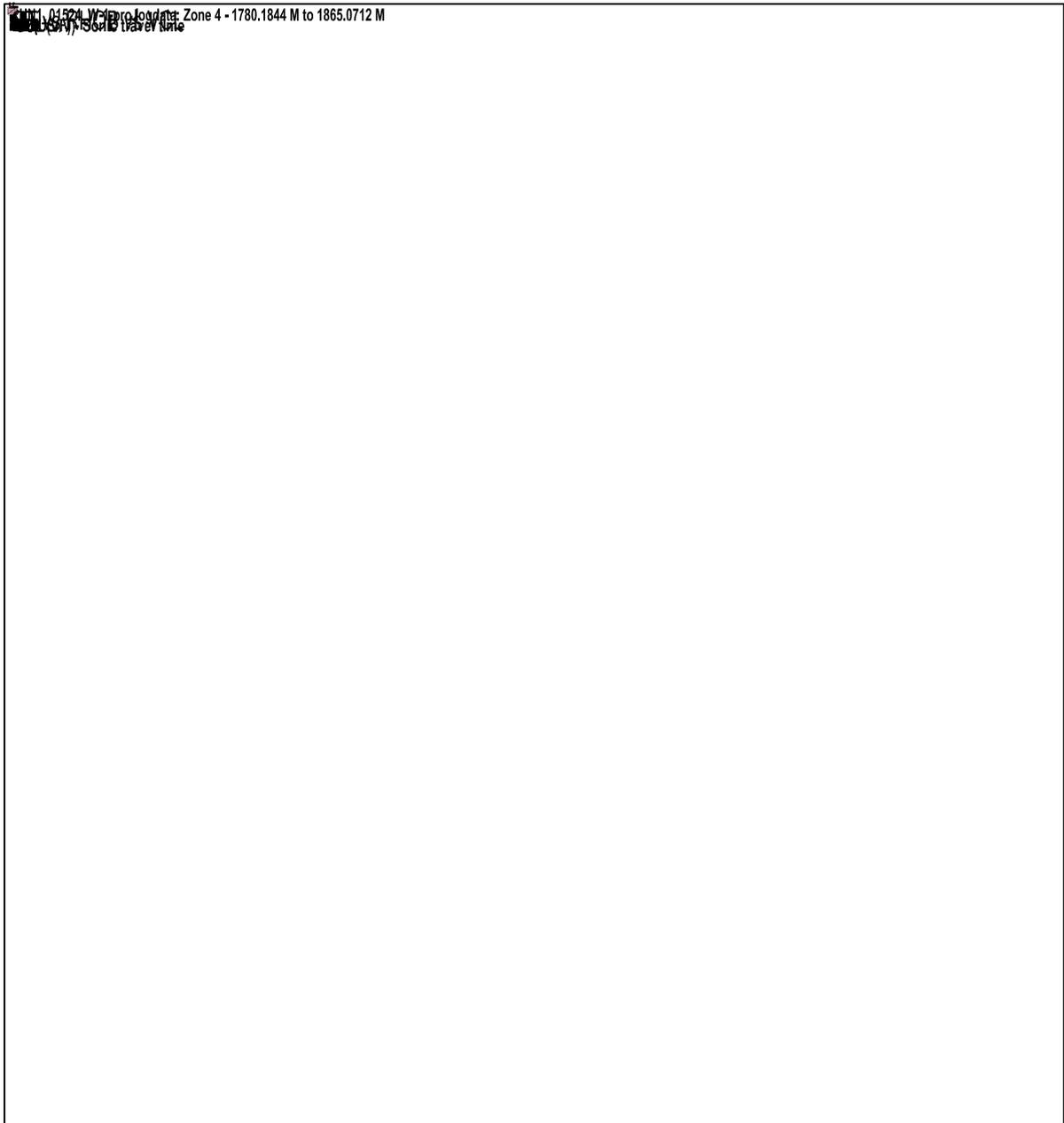


Figure.V. 8. Cross plot Sonique-Densité du puits 2, zone 3

Les points dans ce graphe (**Figure. V.8**) sont concentrés au près de dolomie avec des points qui sont un peu loin dont la valeur de volume d'argile est grande par rapport aux autres.

V.3 .Interprétation quantitative

Cette interprétation se base sur une évaluation des paramètres pétrophysiques tels que : la porosité, la perméabilité et la saturation en eau dans le but de déterminer les qualités qui conditionnent le rendement potentiel du réservoir.

V.3.1.Détermination de la résistivité de l'eau de formation

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre important dans l'étude des formations en diagraphie, elle est nécessaire pour le calcul de la saturation en eau S_w .

La résistivité de l'eau de formation R_w a été estimée pour les puits utilisés d'une façon automatique à l'aide de l'abaque de Schlumberger Gen-9 (Annexe 1) qui est intégré dans Techlog en injectant la salinité régionale corrigée à la température du réservoir. La salinité dans la région d'étude est de 80 g/l (89643 ppm)

	Puits 1	Puits 2
Salinité	80 g/l (89643 ppm)	80 g/l (89643 ppm)
TempératureMax	50 °C	77.7 °C
Rw	0.015 Ohm.m	0.037 Ohm.m

Tableau.V.3. Détermination de la résistivité de l'eau de formation.

V.3.2.Détermination des paramètres matriciels

Les paramètres matriciel Δt_{ma} et $RHOB_{ma}$ sont déterminés à partir de la résistivité de l'eau de formation R_t en fonction de $(\Delta t, RHOB)$ en face d'un banc carbonaté propre, aquifère avec de bonnes porosités et perméabilités, l'intersection de la ligne qui passe par le plus grand nombres de points avec l'axe $(\Delta t, RHOB)$ nous donne la valeur de la matrice.

Ces conditions étant difficiles à réunir nous avons pris les valeurs régionales :

$$\Delta t_{ma}=47.5\mu s/ft$$

$$RHOB_{ma}=2.71g/m^3$$

V.3.3. Détermination des paramètres d'argile :

Les argiles possèdent une conductivité propre dû aux fluides et minéraux contenues dans celle-ci, qui peut influencer la mesure de la résistivité et par conséquent le calcul de la saturation. Les paramètres d'argile (Φ_{Nsh} , $ROHB_{sh}$, Δt_{sh}) sont lus pour chaque puits en face d'un banc argileux épais et homogène au-dessus du réservoir.

Le niveau argileux est identifié à l'aide des réponses diagraphiques (une forte lecture du Gamma Ray et Neutron).

Les paramètres sont illustrés dans le tableau suivant :

Puits	$ROHB_{sh}$ (g/cc)	Φ_{Nsh} (up)	Δt_{sh} (μs /ft)
Puits 1	/	25	101.19
Puits 2	2.47	21	93.5

Tableau.V.4. Les paramètres argileux

V.3.4 Calcul de la saturation en eau

Pour réaliser cette étape nous avons utilisé le module Quanti Elan sur Techlog qui consiste à introduire tous les inputs, les zonations, les paramètres pétrophysiques et les paramètres du modèle géologique tel que les minéraux et les fluides contenus dans le réservoir, ainsi que le choix de la loi de saturation, dans ce cas nous avons utilisé une fois la loi d'Archie et une autre fois la loi de Dual Water pour chaque puits.

Les logs suivants représentent les résultats obtenus (**Figure. V.9, Figure. V.10, Figure. V.11 et Figure. V.12**)

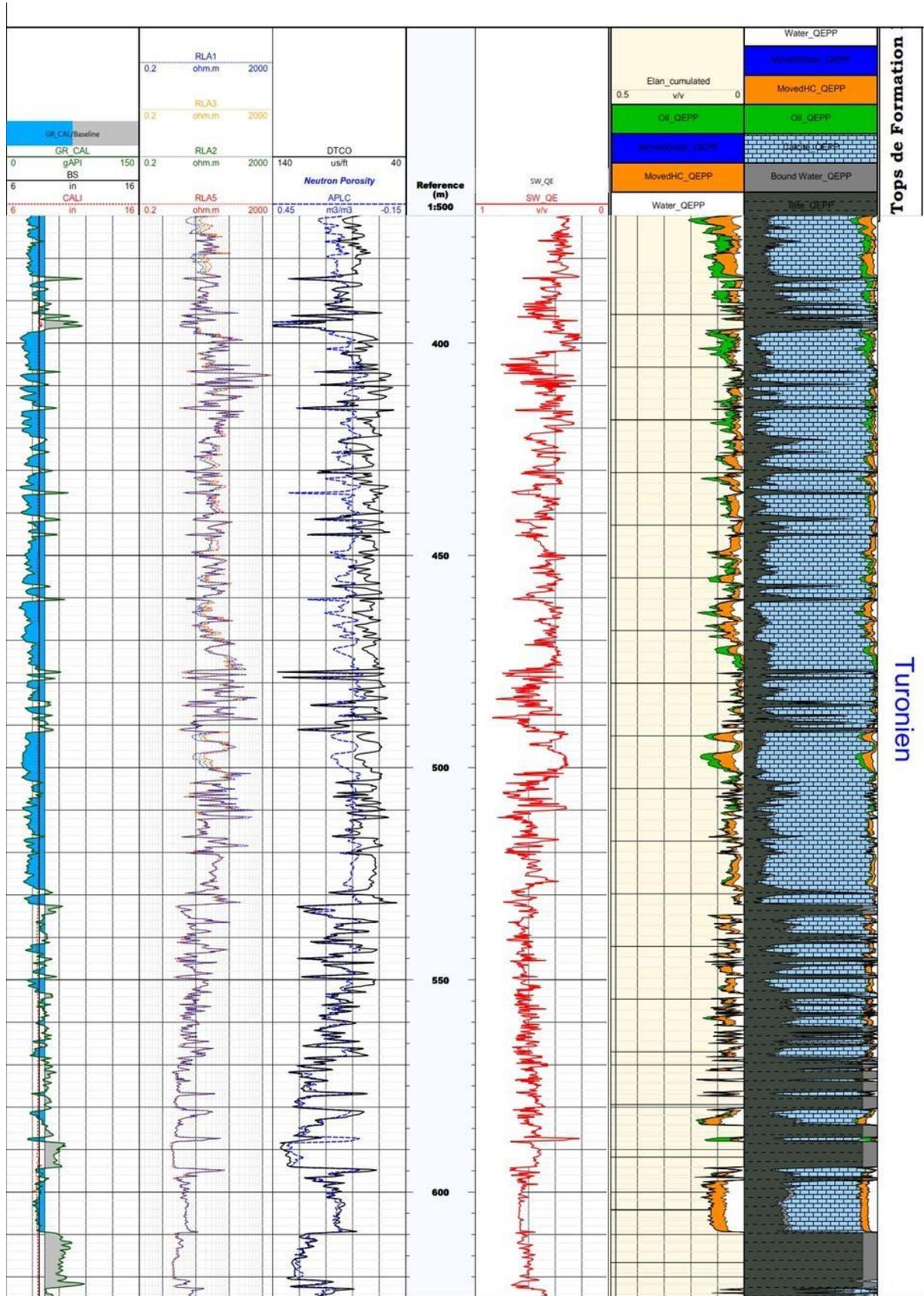


Figure.V. 9.Représentation de l'Elan pour le puits 1 en utilisant la loi d'Archie

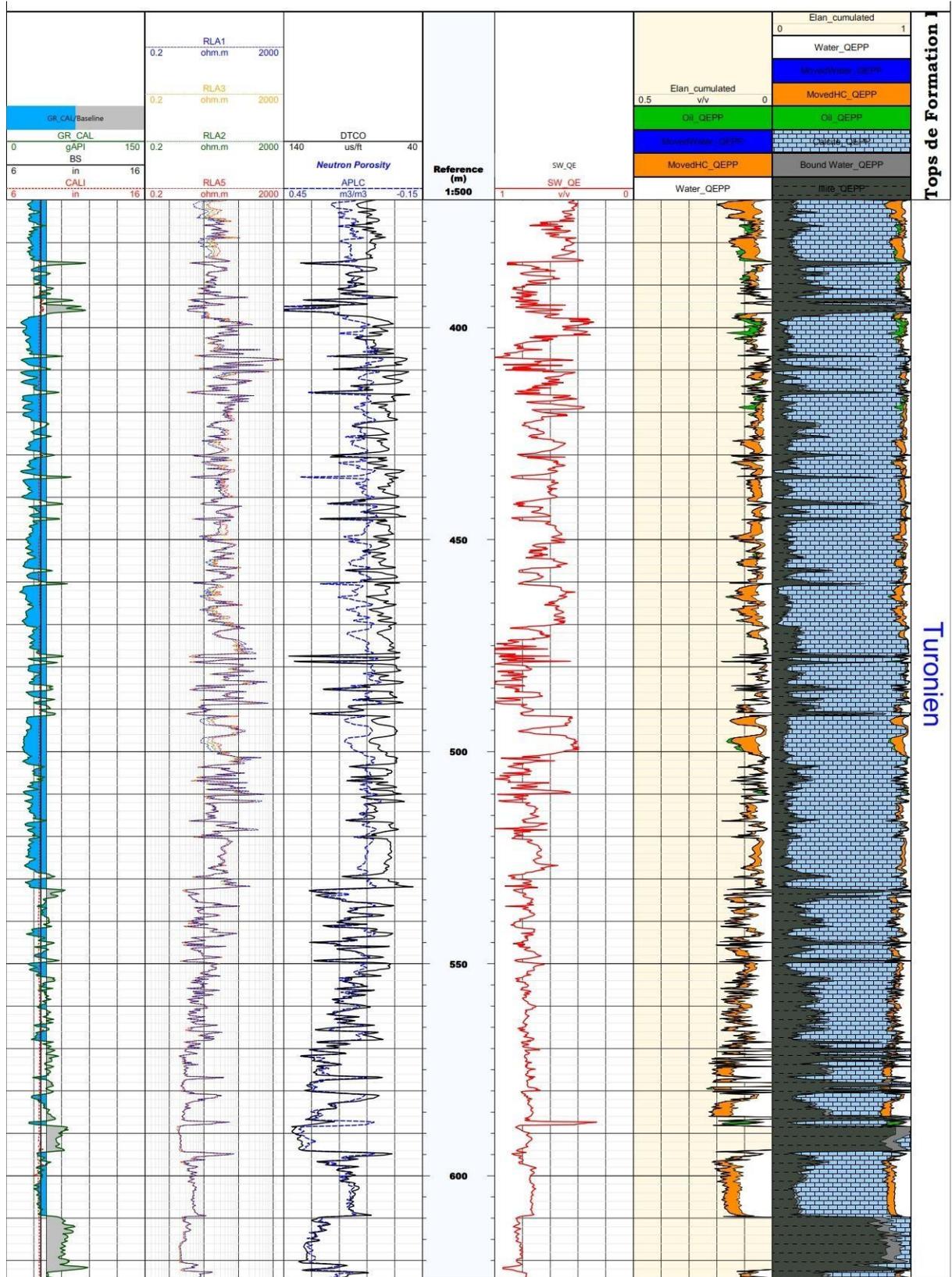


Figure.V. 10.Représentation de l'Elan pour le puits 1 en utilisant la loi Dual Water

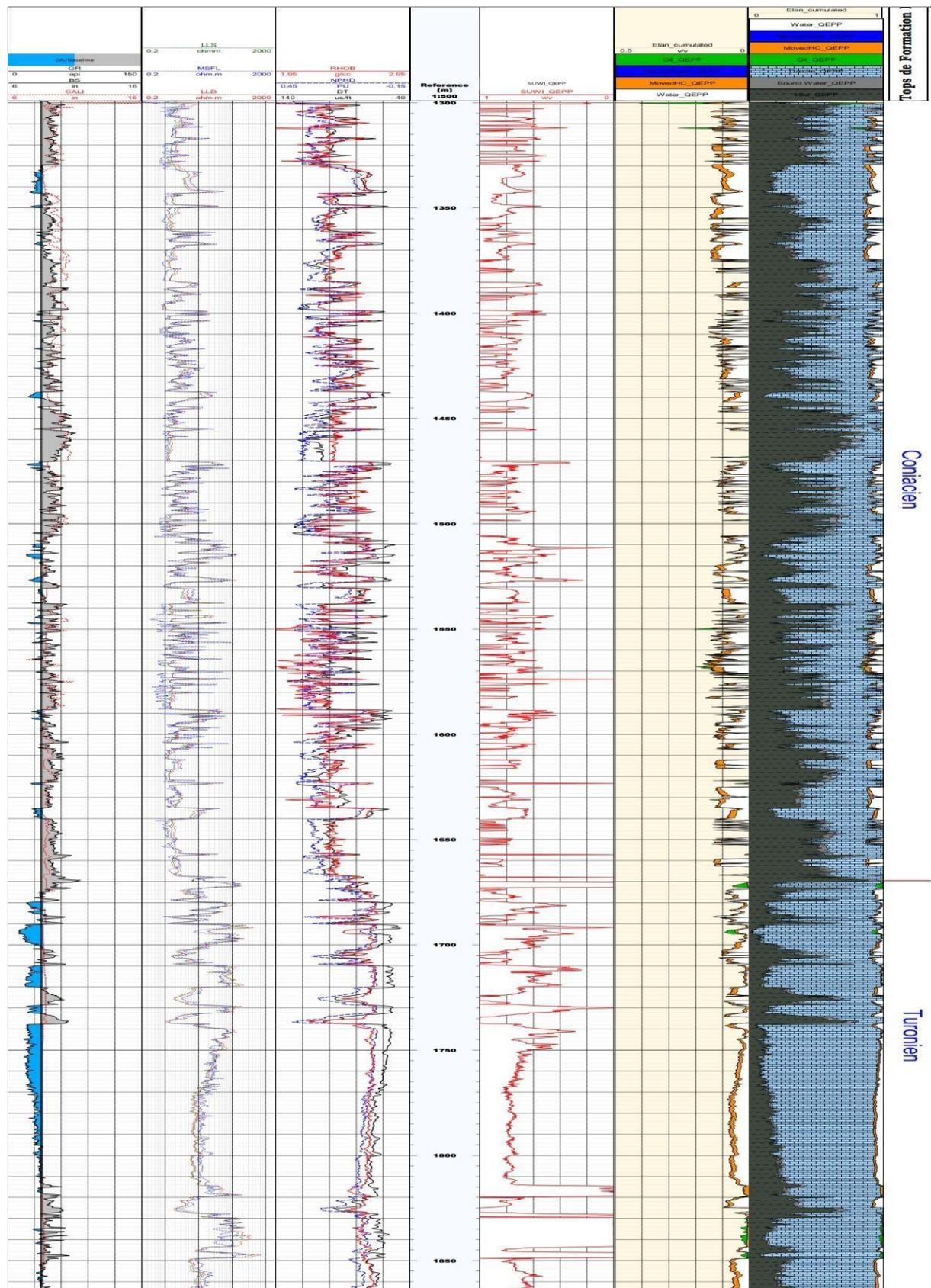


Figure.V. 11.Représentation de l'Elan pour le puits 2 en utilisant la loi d'Archie

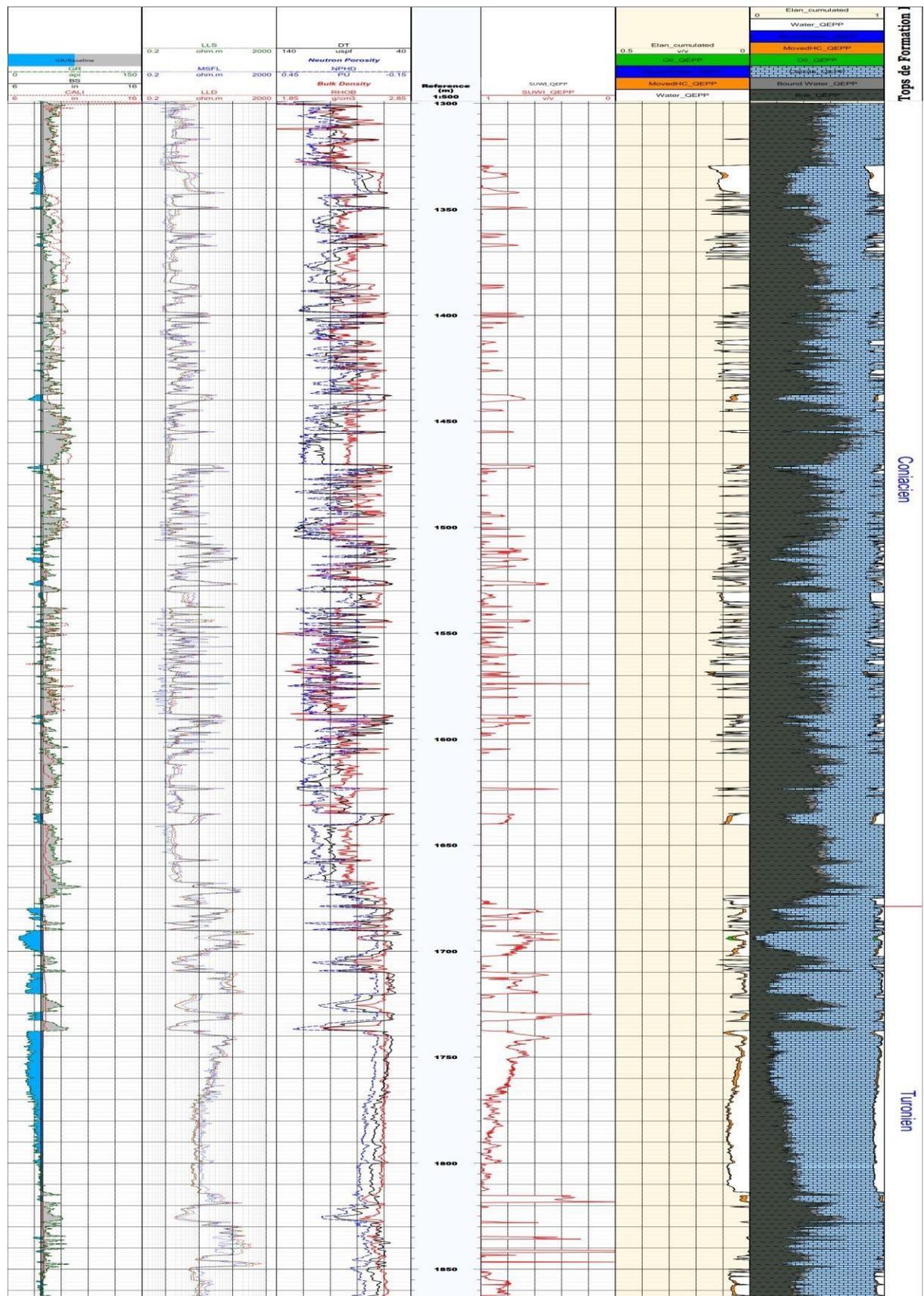


Figure.V. 12.Représentation de l'Elan pour le puits 2 en utilisant la loi Dual Water

V.4 Analyse des résultats**Puits 1 :****En utilisant la loi d'Archie :**

De 393m à 502m les saturations en eau varient entre 20% et 50%, ces saturations indiquent la présence d'hydrocarbures.

Après 502m les saturations en eau varient entre 50% et 70% indiquant la présence d'eau.

En utilisant la loi Dual Water :

Tout au long du puits les saturations en eau dépassent 50% indiquant la présence d'eau.

Un test derrière Casing (en utilisant des perforations) a été effectué entre 393m et 502m, ce test a produit de l'eau salée de 76g/l. Ces résultats prouvent la fiabilité de l'utilisation de la loi Dual Water devant cette formation carbonatée.

Il est à noter que cette différence est due à la présence d'intercalations d'argile qui est prise en considération par la loi Dual Water. De ce point de vue-là, lorsqu'on a une formation propre les résultats donnés par les deux lois devrait se rapprocher, et cela est bien clair sur le banc 598m à 610m qui est plus au moins propre ou la différence des deux résultats obtenus par les deux lois de saturations est de l'ordre de 5%.

Puits 2 :**En utilisant la loi d'Archie :**

De 1680m à 1780 m les saturations en eau varient entre 40% et 70%, ces saturations sont par endroits mitigés (entre 40% et 50% il est possible de produire des hydrocarbures) le reste indique la présence d'eau.

En utilisant la loi Dual Water :

Tout au long du puits les saturations en eau dépassent 70% indiquant la présence d'eau.

Ce puits n'a pas été testé car il possède de fortes saturations en eau calculées par la loi d'Archie et de très fortes saturations en eau calculées par la loi de Dual Water, donc c'est un réservoir aquifère. Il est à noter néanmoins qu'avec la loi d'Archie il y a des parties où les saturations en eau sont inférieures à 50% qu'on pourrait interpréter à hydrocarbure, alors qu'elles sont reconnues aquifères dans toute la région d'étude.

V.5 Conclusion

L'analyse et l'étude des résultats ont montré que la loi de saturation Dual water est plus appropriée et les résultats pratiques le confirment. L'importance du choix entre la loi de saturation d'Archie et de Dual Water se voit clairement dans l'évaluation de ce réservoir et le calcul de la saturation en hydrocarbure lorsque le volume d'argile dépasse 35 % .

Nos réservoirs carbonatés sont dans un milieu marneux et la loi de Dual Water prend en considération les fluides et les minéraux piégés par ces marnes.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'interprétation des diagraphies joue un rôle très important pour la marche de la chaîne pétrolière, principalement dans l'exploration des gisements et la caractérisation des réservoirs.

La saturation est un paramètre de réservoir indispensable au calcul des réserves dans le domaine pétrolier, mais son calcul pose des différents problèmes dans un réservoir carbonaté contenant de l'argile.

Durant notre stage au sein de l'entreprise nationale **SONATRACH** division **EXPLORATION** au niveau de département Réserve et Réservoir, on a mieux compris l'impact du choix de la loi de saturation dans l'interprétation du réservoir **Conocioturonien** en utilisant deux lois de saturation différentes: La loi d'**Archie** et la loi de **Dual Water**, qui sont toutes les deux basées sur deux principes différents dépendant essentiellement du type d'eau contenu dans la roche : L'eau liée et l'eau libre.

A travers cette étude, on a cité des notions générales de la théorie des diagraphies, ainsi que les caractéristiques des réservoirs carbonatés, on a interprété le réservoir **Conocioturonien** traversé par deux forages qualitativement et quantitativement et on a calculé la saturation en eau en utilisant deux lois de saturation : **Archie** et **Dual Water**, à l'aide de logiciel **Techlog**, dans le but de déterminer quelle est la loi la plus appropriée dans un réservoir carbonaté.

A partir des résultats obtenus, on déduit que la Méthode de **Dual Water** est valable dans l'évaluation des réservoirs carbonatés tel que nos réservoirs carbonatés sont dans un milieu marneux et cette loi prend en considération les fluides et les minéraux piégés dans ces marnes.

Annexe

Profondeur (m)	Porosité effective (%)	Volume d'argile (%)	Saturation en eau –Archie (%)	Saturation en eau – Dual Water(%)
397,002001	17,94393	37,24411	28,87788	33
398,068801	13,30913	10,42048	32,69188	40
399,135601	8,693732	1,900143	23,77893	30
400,050001	10,94432	7,75142	29,49754	39
401,116801	16,44966	4,046337	26,80913	37
402,031201	11,47523	12,31234	60,11269	75
403,098001	11,2699	7,085366	53,62983	60
404,012401	9,30431	12,96445	70,58297	79
405,079201	4,968406	8,269496	94,61349	100
406,146001	2,756924	12,55747	97,61848	100
407,060401	0	30,47666	99,94276	100
408,432001	6,342857	8,861592	61,212	72
409,041601	5,75996	19,40793	80,20925	96
410,108401	8,228461	21,19348	69,63394	76
411,022801	5,213491	5,165802	42,92399	50
412,089601	4,642572	20,00457	49,23126	55
413,004001	5,99118	1,923254	37,91003	48
414,070801	10,68589	18,73264	53,13737	62
415,137601	19,15762	50,24623	39,85655	50
416,052001	6,028348	6,544089	25,89622	31
417,118801	8,199827	1,506861	45,32549	51
418,033201	9,183183	12,98752	39,033	49
419,100001	12,27705	4,800333	27,74965	38
420,014401	6,895393	8,195522	50,98233	55
421,081201	7,030428	10,83213	57,19613	64
422,148001	3,316985	26,53131	93,43936	100
423,062401	9,974218	37,04502	50,656	61
424,129201	6,0604	23,88543	49,05532	55
425,043601	4,895573	17,83981	64,95297	72
426,110401	5,085151	28,15482	68,40262	75
427,024801	11,09733	13,33456	41,4981	54
428,091601	9,319604	13,00604	46,27721	57
428,701201	7,671498	8,611888	49,91521	61
428,853601	6,802693	10,69796	53,32952	69
429,006001	5,05178	17,34492	66,24046	73
430,072801	14,58389	50,52401	43,20644	50
431,139601	7,956822	18,01556	72,99172	80
432,054001	16,36861	14,49087	40,88915	51
433,120801	10,81486	17,24774	36,56155	44
434,035201	5,8596	0	58,20488	65
435,102001	0	60,298	99,98223	100
436,016401	8,80368	3,079629	63,94167	74
437,083201	8,860042	8,584081	57,73951	60
437,845201	10,65543	13,08937	49,74967	54
437,997601	10,43361	9,9394	41,89084	50
438,150001	7,734257	11,50282	55,20586	60
438,302401	7,439399	12,41873	53,61636	59
438,454801	7,012524	16,17926	59,05858	65
438,607201	6,970172	17,34954	61,0101	69
438,759601	7,514105	17,17818	50,00508	58
438,912001	8,012255	13,61643	50,65981	60
439,064401	7,914639	11,90038	51,44799	51
440,131201	6,166648	4,356241	70,41101	81
441,045601	8,869467	34,20976	46,35574	56
442,112401	0,08876548	19,69464	93,07188	100
443,026801	5,21078	21,71152	72,58343	84
444,093601	0,8243028	15,93423	84,38463	95
445,008001	13,56465	55,80199	25,99784	33
446,074801	5,651874	22,65052	82,6487	97
447,141601	5,560769	15,90168	60,04885	71
448,056001	5,142798	18,14505	59,34086	65
449,122801	12,61515	15,00413	60,03476	69
450,037201	9,647877	7,742219	34,08626	40
451,104001	5,102957	14,95347	53,54843	61
452,018401	9,133802	6,710606	56,09676	66
453,085201	8,044665	12,57593	58,69551	67
454,152001	8,546931	21,91034	74,15738	80

Annexe

455,066401	12,11118	9,703538	43,7398	50
456,133201	14,25256	4,966858	46,04653	52
457,047601	9,599137	35,33374	38,55744	44
458,114401	8,469338	13,63502	53,90221	65
459,028801	4,15214	11,2253	71,83313	80
460,095601	1,741226	37,75752	96,49068	100
461,010001	9,564725	6,988205	53,2085	60
462,076801	13,79755	1,432922	47,25795	54
463,143601	12,49213	8,334351	49,34875	55
464,058001	14,5708	6,5488	45,15049	50
465,124801	5,76447	13,53346	56,20448	70
466,039201	8,485122	17,37249	59,61073	72
467,106001	12,88895	6,576657	46,29442	50
468,020401	10,96629	9,643221	48,36622	53
469,087201	15,20708	2,4552	47,19773	53
470,001601	5,551206	7,39238	66,55877	75
471,068401	2,195242	22,55321	76,09242	80
472,135202	12,06433	18,33002	43,84658	51
473,049602	9,980462	13,57028	42,05725	50
474,116402	4,879129	16,14689	40,12194	48
475,030802	5,253469	16,65096	41,9881	49
476,097602	2,673215	26,13344	56,66695	60
477,012002	4,425086	31,39762	99,9613	100
478,078802	2,010155	10,75344	84,24695	99
479,145602	8,169162	48,07686	82,11225	98
480,060002	4,272624	11,20218	50,38176	64
481,126802	1,888056	15,52249	81,69762	97
482,041202	1,335037	23,06202	99,92911	100
483,108002	4,955756	19,81481	91,4697	100
484,022402	1,076961	14,57409	96,90663	100
485,089202	14,85291	43,39157	50,10515	58
486,003602	5,622677	7,691317	52,09545	60
487,070402	1,880564	21,03153	71,82602	85
488,137202	0	30,29183	99,88371	100
489,051602	9,096077	36,04151	99,98488	100
490,118402	8,056835	32,11885	82,5384	100
491,032802	24,55992	51,97189	34,44846	41
492,099602	14,04715	7,964269	33,24273	40
493,014002	15,47788	9,643374	40,18525	49
494,080802	4,356945	14,66673	47,11056	55
495,147602	4,291525	8,283445	49,12194	60
496,062002	5,551932	9,560055	47,7384	50
497,128802	18,30509	3,801301	36,34193	43
498,043202	16,7906	4,319305	34,67319	40
499,110002	15,81568	2,399736	35,14217	45
500,024402	11,74927	5,142638	40,90202	45
501,091202	4,93958	16,39229	62,79929	70
502,005602	5,480715	5,563524	49,59555	55
503,072402	8,276707	16,20705	59,21446	63
504,139202	3,701519	21,30906	87,51388	100
505,053602	2,088285	21,24442	65,17738	70
506,120402	6,770225	36,18935	99,98432	100
507,034802	8,988383	27,33591	99,98477	100
508,101602	5,287287	11,93291	57,51272	66
509,016002	8,894046	21,91016	86,27158	100
510,082802	1,998523	8,893866	45,71953	50
511,149602	8,156133	17,54358	94,19987	100
512,064002	4,995529	13,70457	98,33528	100
513,130802	8,883373	13,74154	73,79507	80
514,045202	8,88148	12,37706	67,36939	72
515,112002	8,564743	19,20913	75,55437	80
516,026402	13,56942	27,94211	61,67823	69
517,093202	8,333165	6,012299	45,79795	50
518,007602	0,971376	22,146	99,68572	100
519,074402	6,125157	16,69275	95,43199	100
520,141202	10,65456	29,16759	99,98881	100
521,055602	4,647871	13,39473	80,28197	96
522,122402	6,242001	10,82278	62,84202	71
523,036802	6,679112	10,57772	69,18721	75
524,103602	6,890748	10,9199	62,97683	70
525,018002	5,623761	13,32538	73,15705	80

Annexe

526,084802	7,61442	12,50651	56,52094	62
527,151602	9,390438	7,941151	65,05625	70
528,066002	4,510385	20,61967	70,81094	85
529,132802	3,078846	44,4093	99,97163	100
530,047202	2,191995	23,5429	90,73327	98
531,114002	4,224907	9,615501	70,41467	83
532,180802	6,375841	24,96794	99,69167	100
594,055203	25,62413	65,15757	46,91088	56
595,122003	3,773591	26,22423	86,79531	97
596,036403	11,80089	32,09353	99,99007	100
597,103203	19,58691	39,59417	52,8119	66
598,017603	14,67025	23,51149	74,54555	80
599,084403	15,52825	26,1657	76,98709	84
600,151203	15,77318	30,41032	76,54539	82
601,065603	18,5343	30,29987	66,92736	70
602,132403	16,08184	23,011	74,751	89
603,046803	14,8789	19,28399	82,75101	97
604,113603	13,29532	28,91329	90,14915	100
605,028003	14,00928	29,20621	89,62255	96
606,094803	13,30369	29,37559	91,29105	100
607,009203	13,96105	27,36585	82,7651	95
608,076003	13,3631	30,92321	86,61548	97
609,142803	9,6347	26,63657	99,98819	100

Tableau V.6: des résultats pour le puits 1

Annexe

Profondeur (m)	Porosité effective (%)	Volume d'argile (%)	Saturation en eau -Archie (%)	Saturation en eau – Dual Water (%)
1738,12201	8,954913	17,55691	80,8675	100
1739,03641	8,376707	17,44186	72,17426	88,1484
1740,10321	3,401239	13,4807	57,30931	66,47164
1741,01761	2,220467	20,24797	49,02549	65,92536
1742,08441	2,339197	22,45363	63,01551	83,81571
1743,15121	2,925733	15,94456	74,53596	83,5896
1744,06561	2,567985	21,35867	71,32149	87,11104
1745,13241	5,540629	12,10988	81,06304	90,28691
1746,04681	3,979346	16,66401	76,51699	88,08318
1747,11361	2,999375	23,12151	69,26144	89,39756
1748,02801	3,2117	22,39836	68,55104	86,05306
1749,09481	2,80626	20,91509	64,17847	76,07872
1750,00921	4,189015	15,47651	71,7957	78,98362
1751,07601	5,004168	17,56616	80,9378	88,31261
1752,14281	4,001803	21,94413	73,61352	86,56476
1753,05721	4,790628	10,81261	75,20763	79,60474
1754,12401	4,410237	15,71612	76,74775	84,53945
1755,03841	4,692979	18,5467	74,74967	85,976
1756,10521	4,772335	14,64469	79,28439	86,03066
1757,01961	5,544504	14,26968	76,19098	83,13673
1758,08641	5,476907	13,9203	74,77838	81,50172
1759,00081	5,443619	14,12821	76,16378	83,48629
1760,06761	5,906038	16,86101	80,70099	90,50002
1761,13441	6,511778	15,27974	78,10646	84,93115
1762,04881	6,373847	14,19992	79,25676	85,13907
1763,11561	6,08308	16,61572	80,44815	86,6092
1764,03001	4,967036	18,73755	81,37558	89,40094
1765,09681	6,580265	21,69526	86,03765	100
1766,01121	5,935659	18,65257	85,3677	95,63472
1767,07801	5,681677	23,2071	83,63661	100
1768,14481	7,338265	28,95551	93,51484	100
1769,05921	6,904499	23,99888	92,52192	100
1770,12601	7,586717	28,312	99,48158	100
1771,04041	6,864221	16,8645	86,62314	94,56126
1772,10721	8,399778	28,04631	94,36532	100
1773,02161	8,042854	30,3278	94,6156	100
1774,08841	8,15758	27,84798	89,49834	100
1775,00281	7,980361	33,71846	93,57686	100
1776,06961	8,467329	28,15208	90,65464	100
1777,13641	8,479214	31,84119	93,47638	100
1778,05081	8,30797	28,23841	92,09084	100
1779,11761	8,693825	35,49701	98,50438	100
1780,03201	8,01215	27,48851	89,12318	100

Tableau V.5: des résultats pour le puits 2

Bibliographie

- **ANNE REECKMANN and GERALD M. FRIEDMAN** : Exploration for Carbonate Petroleum Reservoirs. Elf-Aquitaine Centre de Recherches de Boussens et de Pau, (1982).
- **CHOQUETTE, P.W. and L.C. Pray**: Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, (1970).
- **O.SERRA**: Diagraphie différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques » Edition SNEAP ELF PAU-France, (1979).
- **O. SERRA**: Diagraphie différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques». Edition. SNEAP ELF PAU-France, (1985).
- **O.SERRA** : Diagraphies, Acquisitions et Application. Edition Serralog , (2000).
- R.DESBRANDES**: Diagraphies dans les sondages. Publications de l'Institut Français du Pétrole. Editions Technip, Paris, (1982).
- **SCHLUMBERGER** : Séminaire d'interprétation des diagraphies , (1993).
- **SCHLUMBERGER** : Log interprétation, principales/applications (2003).
- **SONATRACH et SCHLUMBERGER** : ALGERIA WEC ,(2007).